



CONFINDUSTRIA

# LIBRO BIANCO

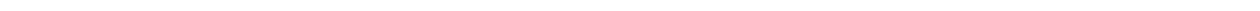
---

per uno sviluppo efficiente  
delle fonti rinnovabili al 2030





# **LIBRO BIANCO PER UNO SVILUPPO EFFICIENTE DELLE FONTI RINNOVABILI AL 2030**



*Coordinatore di progetto:*  
**Massimo Beccarello**

*Project Manager:*  
**Andrea Andreuzzi**

*Team di progetto:*  
**Andrea Andreuzzi**  
**Barbara Marchetti**  
**Stefania Nardone**  
**Massimo Rodà**

*Il documento è stato elaborato con la collaborazione ed il supporto scientifico di:*



*I documenti di analisi sono stati predisposti con il contributo delle seguenti Associazioni e imprese del sistema:*



## Premessa

Questo rapporto si inserisce all'interno del filone di approfondimenti che Confindustria ha avviato sulle nuove misure di politica energetica, avviate con il meglio noto Pacchetto Clima-Energia Europeo 2015, per raggiungere gli obiettivi di sostenibilità al 2030. Sono state presentate in precedenza le proposte di riforma del mercato elettrico<sup>1</sup>, le valutazioni strategiche sul ruolo del mercato italiano del gas nel contesto europeo<sup>2</sup> e le proposte di politica energetica per gli obiettivi di efficienza energetica<sup>3</sup>. Il presente studio sulle fonti rinnovabili completa il quadro di visione energetica a lungo termine, affrontando uno dei principali contenuti del *Clean Energy Package*.

Lo sviluppo tecnologico degli impianti per la produzione di energia verde rappresenta l'asse centrale del processo di trasformazione del settore verso gli obiettivi di sostenibilità ambientale ed i risultati importanti degli ultimi anni rendono le rinnovabili sempre più competitive con le fonti tradizionali. L'Europa sta attraversando un profondo mutamento del sistema energetico, sia sul piano tecnologico che sul piano economico ed organizzativo dell'assetto istituzionale dei mercati. La capacità di gestire in modo efficiente questa transizione, da parte delle Istituzioni Europee e degli Stati membri, sarà di fondamentale importanza per la competitività del sistema economico europeo ed, in particolare, dei suoi settori manifatturieri.

Il nostro Paese detiene a pieno diritto una posizione di leadership nella sostenibilità ambientale del vecchio continente, essendo fra gli Stati membri maggiormente virtuosi sotto il profilo dell'efficienza energetica, delle tecnologie rinnovabili e del recupero di materiali in un'ottica di *Circular Economy*.

Già nel 2016 abbiamo raggiunto l'obiettivo comunitario riguardo la percentuale di energia rinnovabile sui consumi finali (17% dei consumi finali di energia come definito nel 2009 dal Pacchetto 20-20-20). Ancora più significativo è il risultato per ottenuto nel settore elettrico: le fonti rinnovabili oggi in Italia rappresentano circa il 40% dell'elettricità prodotta, i nuovi obiettivi puntano a raggiungere il 55% al 2030, mentre le proiezioni a lungo termine considerano addirittura di raggiungere una quota del 70-75% entro il 2050.

L'ottimo livello raggiunto non è che una tappa intermedia nel percorso di crescita dell'energia rinnovabile: l'accordo di Parigi, siglato da 195 Paesi nel dicembre 2015 durante la ventunesima conferenza delle parti (COP 21), il *Clean Energy Package*, attualmente in discussione presso le sedi istituzionali europee, e la Strategia Energetica Nazionale (SEN 2017), varata lo scorso anno dal Governo Italiano, sono la dimostrazione evidente del nuovo impegno che interesserà l'Italia nei prossimi anni.

L'obiettivo del seguente rapporto è quello di fornire un contributo al dibattito pubblico con riferimento alla Strategia di sviluppo delle fonti rinnovabili nel periodo 2021-2030. Il contributo vuole essere funzionale e costruttivo sia agli obiettivi che saranno definiti nel Piano Energia e Clima del nostro Paese (previsto in pubblicazione entro il 2019) sia al recepimento delle nuove Direttive previste dal *Clean Energy Package*.

<sup>1</sup> Proposte di riforma del mercato elettrico, Confindustria – Settembre 2015.

<sup>2</sup> Promoting the Role of the Italian Gas Market in Europe, Confindustria - Dicembre 2015.

<sup>3</sup> Studio Efficienza Energetica 2017, Confindustria – Luglio 2017.

Per Confindustria la nuova Strategia di sviluppo dovrà essere in grado di garantire i cinque pilastri fondamentali su cui si basa la nuova politica energetica europea ovvero sostenibilità, sicurezza, competitività e partecipazione attiva della domanda al mercato, opportunità di sviluppo tecnologico e crescita economica.

Per queste ragioni il Libro Bianco affronta la centralità dello sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili attraverso un metodologia di analisi integrata degli obiettivi di interesse generale (sostenibilità e sicurezza), con il nuovo assetto istituzionale del futuro mercato energetico (modelli di organizzazione del mercato e della distribuzione di energia e tutela dell'assetto competitivo), con le politiche industriali e di sviluppo (competitività del sistema economico, sviluppo industriale delle rinnovabili e delle politiche di innovazione). La struttura del rapporto è suddivisa in quattro parti.

Nel primo capitolo sarà analizzato lo scenario di riferimento relativo alla transizione *low carbon* con particolare riferimento allo sviluppo degli impianti a Fonti Rinnovabili. L'analisi del contesto, ovvero lo stato attuale del settore e del mercato, risulta il punto di partenza su cui declinare le prospettive di sviluppo dell'industria delle rinnovabili.

Nel secondo capitolo sarà considerata la dimensione della filiera industriale delle rinnovabili ed il relativo posizionamento rispetto all'importante trend dei futuri investimenti necessari al raggiungimento dei nuovi obiettivi al 2030. Considerati gli investimenti che verranno sviluppati nei prossimi anni, sarebbe infatti importante procedere alla definizione di politiche attive di promozione dell'offerta tecnologica e sostenere la vocazione manifatturiera del nostro Paese. Pertanto si propone una fotografia della filiera tecnologica e delle eccellenze di Ricerca e Sviluppo nel campo delle energie rinnovabili, finalizzata a chiarire gli effetti che tale industria ha avuto sul comparto manifatturiero italiano e le sue potenzialità in un'ottica futura. Tale valutazione prospettica è operata partendo da una analisi di impatto economico, che compara i costi associati alla produzione di energia da fonti rinnovabili ed i benefici in termini ambientali, di PIL e occupazione, che si potrebbero ottenere nel caso i nuovi investimenti venissero prevalentemente soddisfatti dalla produzione nazionale.

Nel terzo capitolo saranno valutati, attraverso la valutazione costi/benefici delle diverse opzioni tecnologiche e di assetto organizzativo del mercato, gli impatti previsti in bolletta per i consumatori finali. La prima parte del capitolo analizza i principali driver della domanda di fonti rinnovabili, fra cui un ruolo importante riguarderà gli obiettivi di mobilità sostenibile. La seconda parte considera invece le valutazioni di impatto per il settore elettrico. I prezzi italiani dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso sono oggi mediamente più elevati di quelli di tutti i principali paesi manifatturieri europei ed, in particolare, di quelli registrati in Germania. Il larga misura questo è stato il frutto di scelte di politiche energetiche passate, legate al mix di generazione ed a politiche di approvvigionamento. Il nuovo scenario presenta due elementi centrali attraverso i quali il nostro Paese potrebbe recuperare il differenziale di competitività. In primo luogo il nuovo mix di generazione e approvvigionamento di materie prime sarà determinato sempre più in modo simmetrico dalle politiche comunitarie. In secondo luogo, le politiche per il mercato unico dell'energia e delle emissioni (ETS) dovrebbero garantire una maggiore integrazione sul piano della competitività, favorendo la convergenza verso un sistema di prezzo che sia in grado di premiare i Paesi maggiormente virtuosi. Per queste ragioni diventa fondamentale la gestione della transizione attraverso un attento monitoraggio degli strumenti di mercato e di regolazione con i quali i nuovi obiettivi di sostenibilità saranno implementati – sia sul piano nazionale che europeo – per evitare ricadute negative sul tessuto industriale del Paese.

Nella quarta sezione, il rapporto intende infine fornire costruttivamente ai responsabili istituzionali della politica energetica alcune proposte di policy affinché si ottenga uno sviluppo efficiente delle fonti rinnovabili nel sistema nazionale, garantendo la competitività del sistema produttivo italiano e favorendo lo sviluppo di un indotto tecnologico ed industriale in questo importante settore della green economy. L'Italia ha di fronte un'importante sfida: gestire in maniera

efficiente la transizione verso un'economia a basso contenuto di carbonio, evitando l'alternanza fra accelerazioni e decelerazioni degli investimenti che ha caratterizzato il passato. Occorre mettere a punto una completa integrazione delle fonti di energia rinnovabile nel mercato e puntare in primo luogo sulle tecnologie che hanno raggiunto una elevata maturità sotto il profilo dei costi di generazione, non escludendo comunque dal confronto con le fonti fossili, i relativi costi di integrazione nel sistema. Sono inoltre considerate le proposte di policy per le fonti rinnovabili termiche e la loro integrazione con gli strumenti per promuovere l'efficienza energetica, con particolare attenzione al potenziale di sviluppo del biometano e/o metano sintetico nel nuovo scenario di riferimento al 2030.

Doveroso al termine di questa premessa ringraziare i numerosissimi colleghi delle Associazioni di Confindustria e delle Aziende Associate che hanno fornito il loro contributo per la realizzazione del rapporto e di cui sono riportati i loghi all'inizio. Attraverso un percorso durato oltre un anno, questa è stata per noi una straordinaria esperienza all'interno del sistema associativo. Il confronto tra le migliori professionalità italiane del settore ha dimostrato che il dialogo costruttivo tra interessi spesso diversi - all'interno di una piattaforma di idee aperta, scevra di pregiudiziali e rendite di posizioni - concorre a produrre innovazione progettuale e sintesi efficace di policy.

Un ringraziamento inoltre ai nostri partner scientifici di questo progetto. RSE che da anni supporta il sistema industriale attraverso i modelli di analisi della ricerca del sistema energetico italiano. La società Ernst & Young che ha saputo aiutarci pazientemente per la mappatura della dimensione industriale del settore delle rinnovabili.

Tra i membri del team di Confindustria, desidero ringraziare in particolare l'Ing. Andrea Andreuzzi per il ruolo centrale che ha svolto e per le capacità di analisi e di approfondimento dimostrate nella stesura del rapporto.

Un grazie inoltre alla Dott.ssa Barbara Marchetti per le analisi specifiche sul mercato elettrico, alla Dott.ssa Stefania Nardone per il contributo nel campo della R&S e al Dott. Massimo Rodà per le valutazioni macroeconomiche. Infine, un ringraziamento ad Andrea Bianchi ed al Gruppo Tecnico Energia di Confindustria che, guidato dal Presidente Giuseppe Pasini, anche nelle fasi più complicate non ha mai fatto venir meno il supporto costruttivo al progetto.

*Massimo Beccarello*



## Indice

Premessa .....	Pag.	3
1. Le fonti rinnovabili nella transizione low carbon. ....	»	9
1.1. Le fonti rinnovabili nel contesto mondiale .....	»	12
1.2. Le fonti rinnovabili nel contesto europeo .....	»	14
1.3. Le fonti rinnovabili nel contesto nazionale: attuali trend di sviluppo al 2020 .....	»	16
1.4. Le fonti rinnovabili nel contesto italiano: prospettive di sviluppo al 2030 .....	»	21
1.5. Approfondimento Fonti Rinnovabili Elettriche. ....	»	24
1.6. Approfondimento Fonti Rinnovabili Trasporti .....	»	37
1.7. Benefici della transizione low carbon per il sistema energetico italiano .....	»	42
2. Analisi della filiera italiana delle rinnovabili e stima del potenziale di crescita .....	»	49
2.1. Ricerca e Sviluppo nel campo delle tecnologie rinnovabili in Italia .....	»	49
2.2. Filiera del valore degli impianti per la generazione di energia rinnovabile .....	»	51
2.2.1. Definizione filiere tecnologiche e relative componenti .....	»	52
2.2.2. Percorso metodologico dell'analisi della filiera rinnovabile .....	»	53
2.2.3. Dettaglio analisi equipment impianti rinnovabili .....	»	55
2.2.4. Risultati dell'analisi della filiera. ....	»	74
2.2.5. Evidenze emerse da utilizzatori di impianti .....	»	75
2.3. Principali tecnologie attualmente installate in Italia .....	»	75
2.4. Evoluzioni previste del parco tecnologico rinnovabile in Italia al 2030 .....	»	77
2.5. Potenziali teorici di crescita per la filiera italiana della green economy .....	»	79
3. Valutazioni economiche dell'integrazione delle fonti rinnovabili e proiezioni degli effetti competitivi .....	»	87
3.1. Elementi di valutazione economica per le tecnologie Rinnovabili .....	»	88



3.2. L'incidenza delle fonti rinnovabili nel mix di produzione dell'energia elettrica . . . . .	»	136
3.2.1. Le attuali criticità del sistema elettrico nazionale . . . . .	»	138
3.2.2. Le misure previste a livello europeo per l'integrazione delle fonti rinnovabili . . . . .	»	139
3.2.3. Lo stato delle riforme dei mercati elettrici in Italia. . . . .	»	144
3.3. Evoluzione degli oneri generali di sistema per lo sviluppo delle fonti rinnovabili. . . . .	»	150
3.4. Evoluzione dei costi infrastrutturali nella rete elettrica. . . . .	»	173
3.5. Evoluzione dei costi di gestione del sistema elettrico. . . . .	»	180
3.6. Sintesi degli impatti sulla bolletta media dei consumatori finali . . . . .	»	187
3.7. Potenziali effetti sul tessuto manifatturiero . . . . .	»	189
3.8. Potenziali effetti sulla competitività internazionale. . . . .	»	202
4. Proposte di policy e conclusioni. . . . .	»	211
Allegato Ricerca e Sviluppo. . . . .	»	229

## 1. Le fonti rinnovabili nella transizione low carbon

La Conferenza dell'UNFCCC (*United Nations Framework Convention on Climate Change*) tenutasi a Parigi nel dicembre 2015 è stata il più significativo appuntamento politico della comunità internazionale per la lotta ai cambiamenti climatici. Le decisioni prese in quella sede hanno stabilito la volontà comune degli Stati di procedere alla riduzione di gas ad effetto serra nel mondo.

In questo contesto, l'Unione Europea ha stabilito il proprio target vincolante al 2030 ma il percorso europeo di decarbonizzazione dell'economia ha già definito ancor più ambiziosi obiettivi di lungo termine, attraverso sfide tecnologiche senza precedenti. I *Target Europei della Roadmap 2050*, definiti nel Consiglio Europeo dell'ottobre 2009, porteranno il nostro continente ad una riduzione delle emissioni dell'80%, ad una produzione di fonti rinnovabili del 55% e ad un livello di risparmio energetico pari al 40%.

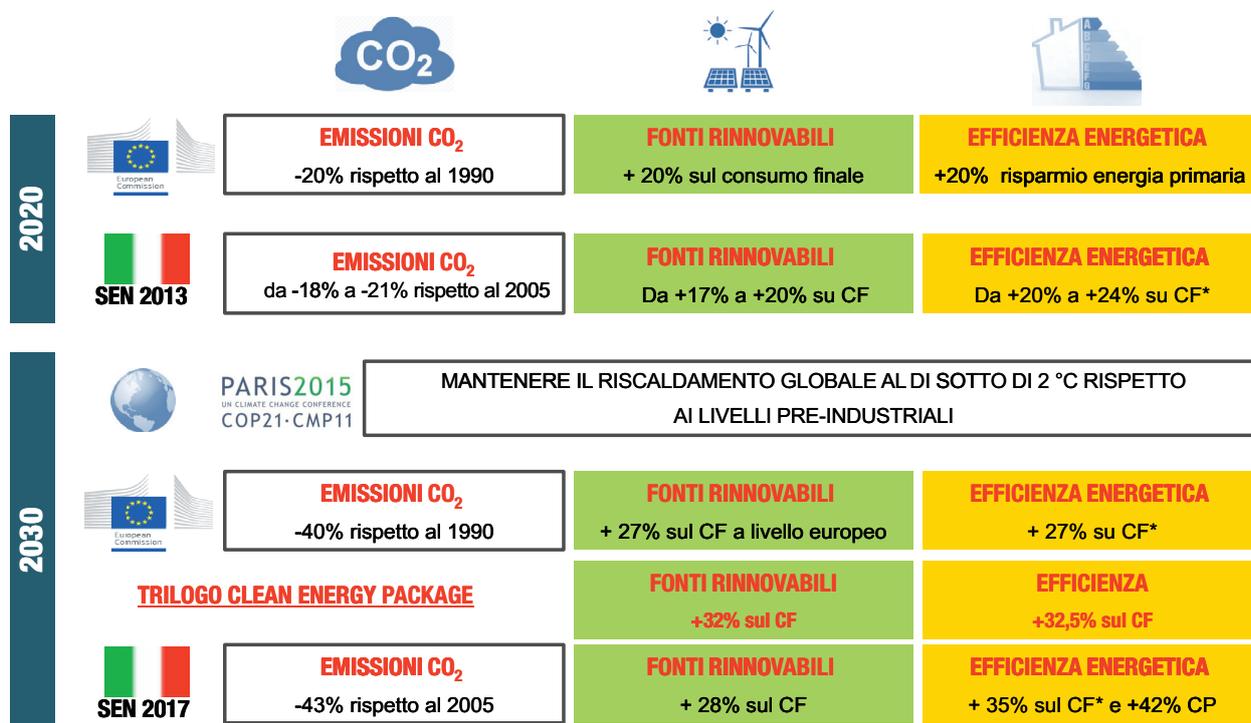
Attualmente sono state appunto fissate alcune tappe intermedie della strategia di lungo termine: la prima al 2020, attraverso gli impegni assunti con il Pacchetto 20-20-20, e la successiva al 2030, attraverso le conclusioni del Consiglio Europeo del 24 ottobre 2014 sul Pacchetto Clima-Energia e il Clean Energy Package. La lotta ai cambiamenti climatici è stata in entrambi i casi declinata mediante tre strumenti collegati fra loro: la riduzione delle emissioni, l'aumento delle energie rinnovabili e l'aumento dell'efficienza energetica.

Per ciò che riguarda gli obiettivi ad oggi vincolanti al 2020 si ricorda quanto segue:

- Riduzione emissioni di gas serra: l'obiettivo vincolante a livello europeo di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> è del 20% rispetto ai livelli del 1990.
- Fonti rinnovabili: l'ammontare da raggiungere è fissato pari al 20% sul consumo finale.
- Efficienza energetica: l'obiettivo indicato è del 20% di risparmio sull'energia primaria tendenziale secondo una metodologia standard condivisa a livello europeo.

Attualmente sono stati definiti *target* per il periodo 2021-2030, partendo dalle conclusioni del Consiglio Europeo sul Pacchetto 2030, come integrati dai triloghi delle Direttive del Clean Energy Package:

- Riduzione emissioni di gas serra: l'obiettivo vincolante a livello europeo di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> sarà del 40% rispetto ai livelli del 1990.
- Fonti rinnovabili: Il Consiglio Europeo nel 2014 aveva previsto un target vincolante del 27% a livello europeo (non vincolante per i singoli Stati Membri). Il Trilogo della Direttiva RED II ha innalzato tale obiettivo al 32%.
- Efficienza energetica: Il Consiglio Europeo aveva previsto nel 2014 un target del 27% non vincolante. Il Trilogo della EED ha definito un obiettivo più ambizioso del 32,5% ma sempre di carattere non vincolante.

**Figura 1 - Politiche Climatiche in Europa e Italia**


Fonte: EU Commission, SEN 2017

La politica che costituisce il principale *driver* continentale per la lotta ai cambiamenti climatici, sintetizzando tutte le altre, è l'*Emission Trading System*. L'obiettivo di riduzione delle emissioni del 40% al 2030 è infatti allocato in maniera preponderante sui settori ETS (riduzione del 43% rispetto al 2005) rispetto agli altri (riduzione del 30%). L'ETS rappresenta quindi una variabile assolutamente rilevante nella definizione dei piani di investimento e nel bilancio economico degli 11.000 impianti industriali che vi sono sottoposti (1.300 solo in Italia).

L'Italia è in una posizione particolarmente critica per due motivi: prima di tutto, siamo il secondo paese manifatturiero europeo, con ben il 71% dell'industria manifatturiera compresa nell'ETS, e poi, per via del PIL, ci collochiamo tra gli Stati Membri che dovranno contribuire maggiormente alle riduzioni nei settori non-ETS. Questa situazione pone l'intero nostro sistema industriale ed economico sotto particolare stress, soprattutto nella competizione a livello globale con economie che non devono affrontare gli stessi vincoli. In tal senso, è necessario garantire il rafforzamento del sistema Europeo di Emission Trading come driver di innovazione promuovendo un segnale di prezzo di lungo periodo per promuovere gli investimenti in tecnologie low carbon. La diffusione di politiche nazionali che si sovrappongono all'ETS deve essere attentamente temperata con l'esigenza di non interferire negativamente nelle dinamiche di funzionamento del mercato di scambio delle quote di emissione, riducendo l'efficienza del meccanismo e incrementandone i costi. È necessario, infatti, riconoscere l'ineludibilità della dimensione sovranazionale del problema dei cambiamenti climatici ed affrontarlo quindi con un approccio internazionale e coordinato.

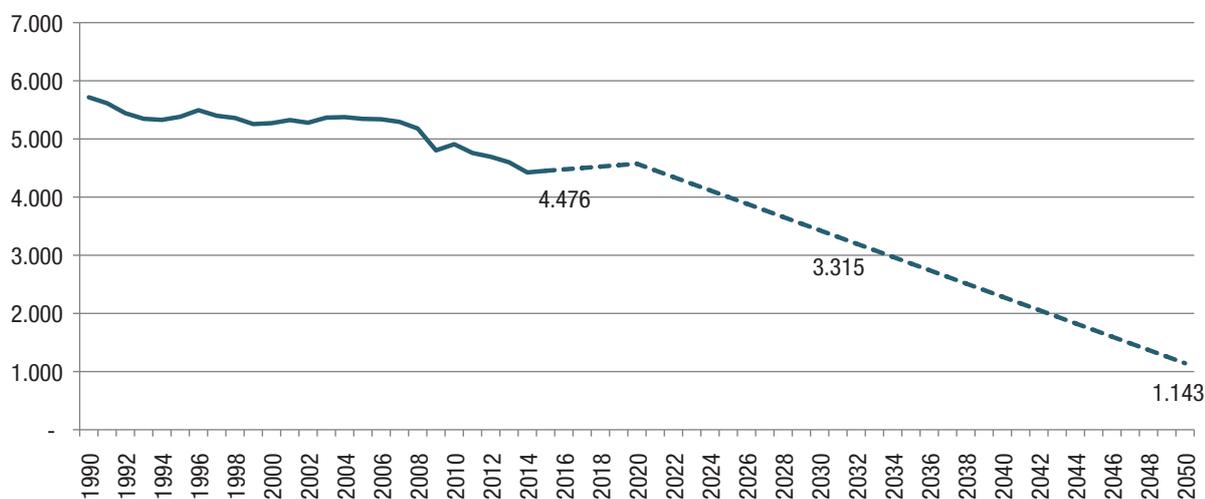
Nel corso 2017 si è concluso il negoziato europeo per la revisione della direttiva ETS e sono state definite le nuove regole per il controllo delle emissioni nei settori non-ETS (i settori effort sharing sono trasporti, residenziale, agricoltura

e industria non ETS) e LULUCF (gestione del suolo) che insieme all'EU ETS rappresentano gli strumenti per il raggiungimento dell'obiettivo climatico UE al 2030. Le nuove regole per quanto riguarda l'ETS nel periodo 2021-2030 confermano il ruolo centrale delle aste CO<sub>2</sub> e l'intenzione di rafforzare il mercato. Devono essere lette in questa direzione, il raddoppio del tasso di prelievo di quote dalle aste e la cancellazione "dinamica" delle EUA in Riserva. Sono state inoltre introdotte misure per preservare l'integrità del mercato mitigando il rischio di uscita "non coordinata" del Regno Unito dall'UE.

Nonostante sia evidente che l'impatto economico delle politiche di sostenibilità è diverso in ogni Stato Membro, a seconda delle caratteristiche strutturali dell'approvvigionamento energetico e dell'assetto produttivo, si può affermare che lo sforzo messo in campo sia stato elevato in tutti gli Stati Membri. Il risultato è ben visibile considerando il fatto che le emissioni EU in percentuale sul PIL siano calate, tra il 2008 e il 2012, del 44%<sup>1</sup> e che quindi si stia perdendo la proporzionalità diretta fra crescita economica e inquinamento.

Considerando un abbattimento del 40% delle emissioni collegato ad ambiziosi propositi di efficienza energetica, sono stimati dalla Commissione Europea, nella valutazione d'impatto per il Pacchetto 2030, i costi totali in miliardi di euro al 2030 e al 2050 che l'Europa dovrà sostenere. In particolare, la media annuale nel periodo 2011-2030 è stata valutata pari a 2.089 Mld. € e la media annuale nel periodo 2031-2050 pari a 2.881 Mld. €. Il percorso verso un'economia europea a basse emissioni entro il 2050 (-80% gas serra rispetto al 1990), definito nella Comunicazione del 2011 numero 112 della Commissione Europea (*Roadmap 2050*) si traduce in una riduzione dal valore base di 5.716 Mt CO<sub>2</sub> del 1990 (5.375 Mt CO<sub>2</sub> nel 2005) a 4.573 Mt CO<sub>2</sub> nel 2020, a 3.430 Mt CO<sub>2</sub> nel 2030 e a 1.143 Mt CO<sub>2</sub> nel 2050.

Figura 2 - Evoluzione delle emissioni EU di CO<sub>2</sub> eq



Fonte: Eurostat, EU Commission

Al fianco dei citati obiettivi, nel febbraio 2015 la Commissione Europea ha presentato il Pacchetto sull'Unione dell'Energia, con cui ha reso nota la Strategia di medio e lungo termine per quanto riguarda la politica climatica ed energetica dell'UE, definendone le priorità politiche e gli strumenti normativi. Il Pacchetto consiste in tre Comunicazioni

<sup>1</sup> European Environment Agency - *The European Environment State and Outlook 2015*

che cercano di sistematizzare gli strumenti di *policy* che l'esecutivo presenterà nei prossimi anni, e ha lo scopo di delinearne in maniera coerente i contenuti. La Strategia definisce cinque *driver* – o “dimensioni” – tra loro strettamente integrate, in base ai quali vengono declinate le linee prioritarie d'intervento:

- (1) la sicurezza energetica e la solidarietà fra gli Stati Membri;
- (2) il completamento del mercato interno;
- (3) l'efficienza energetica come strumento di moderazione della domanda;
- (4) la de-carbonizzazione dell'economia;
- (5) gli strumenti di ricerca, innovazione e competitività.

Trasversale a queste cinque politiche di intervento è il ruolo che le istituzioni europee assegnano all'interconnessione fisica tra i sistemi di trasmissione nazionale per conseguire gli obiettivi di sviluppo sostenibile e di decarbonizzazione del mix energetico.

È con tale finalità che sono stati declinati gli obiettivi minimi di interconnessione elettrica tra gli stati pari al 10% entro il 2020 e al 15% al 2030. L'Energy Union risulta particolarmente importante per la visione integrata delle politiche energetiche e climatiche, finalizzate al raggiungimento dei tre obiettivi prioritari: sicurezza, competitività e sostenibilità ambientale.

Approfondendo in particolare il pilastro della decarbonizzazione inerente lo sviluppo delle fonti rinnovabili, si presentano nei paragrafi seguenti i trend mondiali, le politiche europee e le implementazioni sul territorio nazionale italiano.

### 1.1 - Le fonti rinnovabili nel contesto mondiale

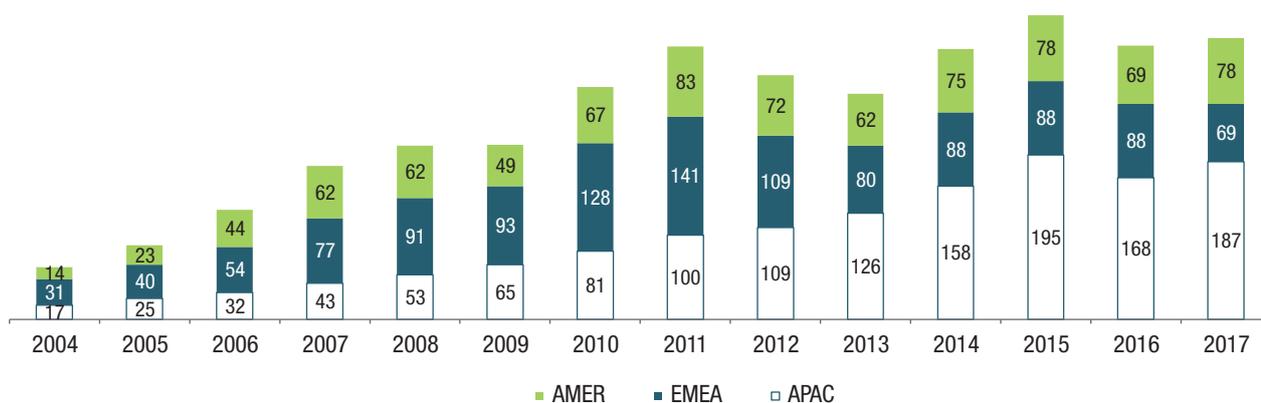
Numerosi Paesi nel mondo hanno trovato interesse nell'aumento delle fonti rinnovabili, seguendo l'iniziale spinta derivante dal continente europeo. Sono pertanto state poste in campo diverse forme di agevolazione di natura fiscale o parafiscale che hanno favorito la diffusione delle tecnologie green nelle diverse aree territoriali.

Fino al 2011 gli investimenti nelle fonti rinnovabili erano prevalentemente sviluppati nel vecchio continente e in Africa, con un picco massimo pari a 141 Mld \$ per l'area EMEA (Europa, Medio Oriente e Africa). Dal 2012 in avanti, invece, ad una riduzione degli investimenti europei si è associato l'aumento delle risorse impegnate nell'Asia Pacifica (APAC), che oggi rappresenta il maggiore investitore (187 Mld\$ nel 2017). Nonostante una discesa nel periodo 2011-2013 causata principalmente dalla diminuzione degli investimenti nel continente europeo, il picco degli investimenti si è raggiunto nel 2015 con 360 Mld \$. Nel 2017 si sono investiti 333 Mld \$, appena il 7% in meno del record (Fig. 3).

Dal punto di vista tecnologico, fino al 2010 la tecnologia su cui si riscontravano i maggiori investimenti a livello globale era l'eolico, mentre dal 2011 in avanti il solare è stata la tecnologia che ha riscosso il maggior successo, raggiungendo il valore massimo di 179 Mld \$ nel 2015 e attestandosi nel 2017 a circa 161 Mld \$ (Fig. 4).

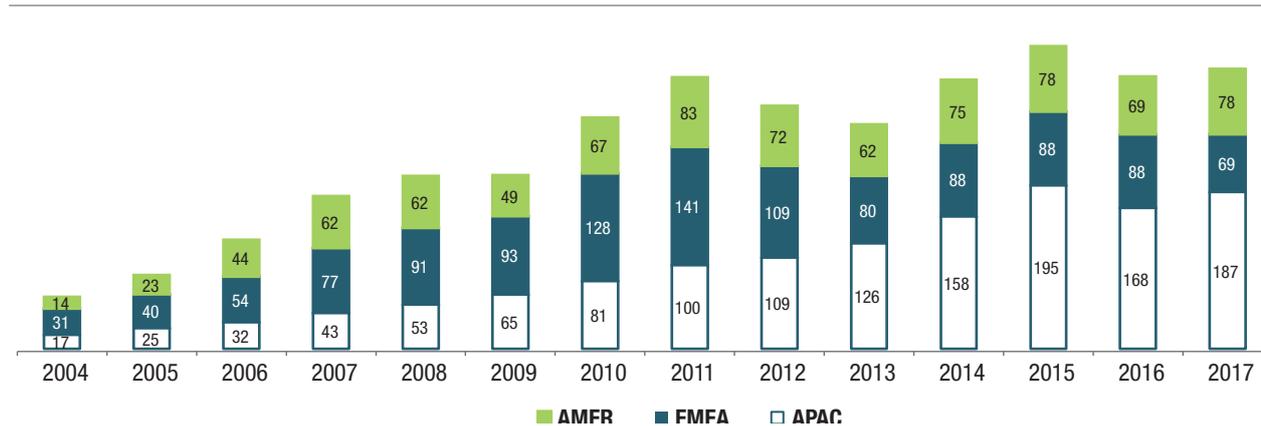
Approfondendo le aree geografiche si può notare come la Cina rappresenti oggi il maggiore investitore nelle tecnologie rinnovabili, con 132,6 Mld \$ nel 2017 (39,8% del totale mondiale), principalmente concentrati nel campo del solare (Fig. 5).

Figura 3 - Investimenti nelle fonti rinnovabili a livello mondiale per area geografica (Mld\$)



Fonte: Bloomberg

Figura 4 - Investimenti nelle fonti rinnovabili a livello mondiale per tecnologia (Mld\$)



Fonte: Bloomberg

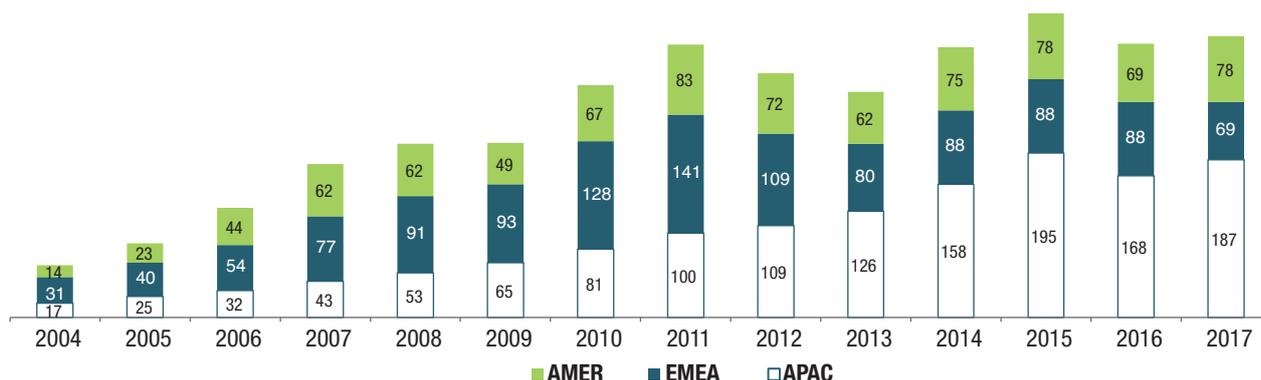
Figura 5 - Investimenti nelle fonti rinnovabili in Cina per tecnologia (Mld\$)



Fonte: Bloomberg

Come detto l'Europa ha guidato per lungo tempo la dimensione degli investimenti nel settore delle energie rinnovabili raggiungendo nel periodo 2010-2011 rispettivamente 123,1 e 137,8 Mld \$ (42,5% del totale mondiale). Negli ultimi anni gli investimenti nel vecchio continente si sono drasticamente ridotti, raggiungendo nel 2017 circa 57,4 Mld \$. Dalla classificazione per settore degli investimenti risulta inoltre evidente come negli ultimi anni si siano fortemente ridotti gli investimenti nella tecnologia solare, mentre siano cresciuti quelli nell'eolico *off-shore*.

**Figura 6 - Investimenti in fonti rinnovabili in EU nel periodo 2004-2017 per settore (Mld\$)**



Fonte: Bloomberg

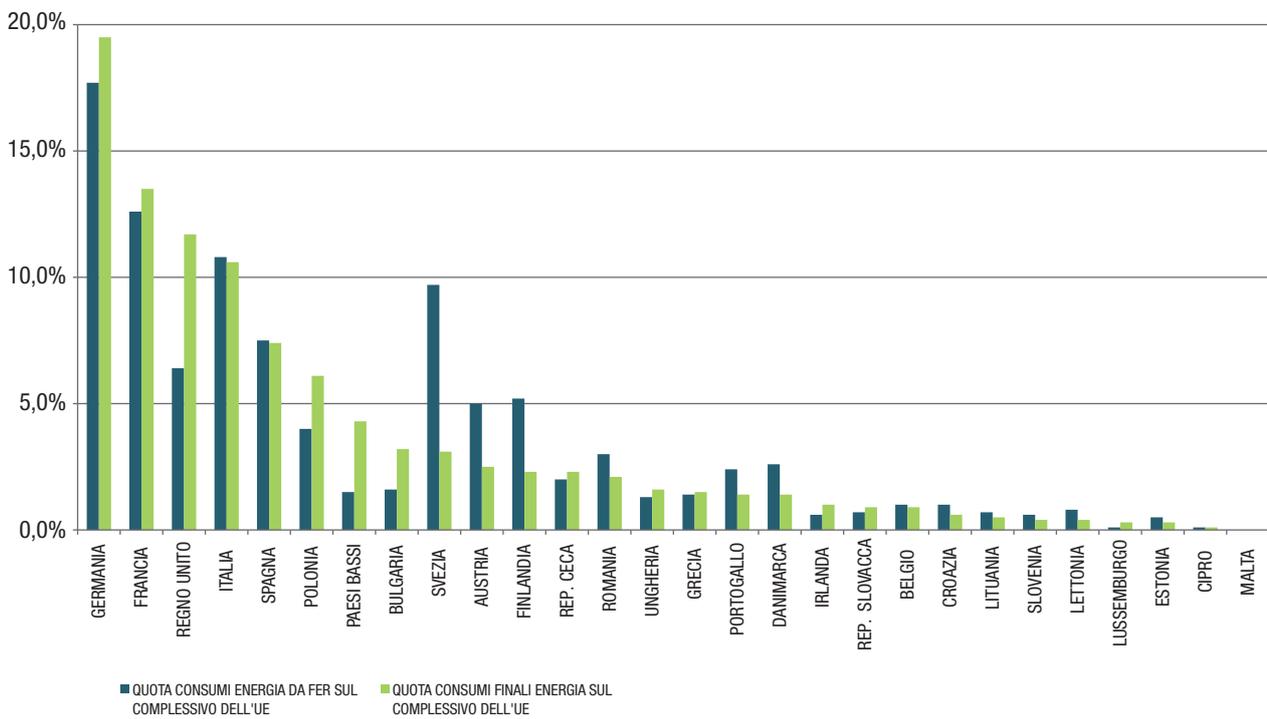
## 1.2 - Le fonti rinnovabili nel contesto europeo

Nel 2016 in Europa, su un totale di circa 1.147 Mtep di energia consumati, 195 Mtep provengono dall'uso di energie rinnovabili (circa il 17%). L'Italia, che nel 2016 si è attestata al 4° posto in termini di consumi complessivi di energia, rappresenta il 3° Paese in termini di contributo ai consumi europei da rinnovabili (21,1 Mtep). Meglio dell'Italia in termini assoluti hanno fatto la Germania, che rimane invece il Paese che contribuisce maggiormente ai consumi complessivi di rinnovabili in UE (33,2 Mtep), e la Francia (24,7 Mtep - Fig. 7).

Nel 2016, 11 Paesi su 28 hanno superato gli obiettivi fissati per il 2020: La Svezia è il Paese con la più alta percentuale di consumi coperti da rinnovabili (nel 2016 ha superato il proprio target al 2020 raggiungendo il 53,8% di energia da FER sul totale) ma il suo peso in termini di consumi complessivi nell'EU28 è pari solamente al 3,1%. L'Italia ha una posizione di rilievo essendo il primo tra i grandi Paesi con consumi consistenti (secondo paese manifatturiero dopo la Germania) ad aver raggiunto il proprio obiettivo sulle rinnovabili. L'Italia ha infatti sviluppato il proprio consumo di FER del 66% in più rispetto alle previsioni della Direttiva 28/2009: il valore non vincolante previsto dalla Direttiva 28/2009 per il biennio 2015-2016 era pari a 10,5% mentre il dato a consuntivo è stato pari a 17,4%.

Osservando la declinazione degli obiettivi a seconda del loro utilizzo nel settore termico, elettrico o nei trasporti si nota come, nel 2016, la situazione media europea sia molto simile a quella italiana. La maggioranza delle fonti rinnovabili in Europa sono impiegate nel settore termico (51%), seguite a stretto giro dalla quota del settore elettrico (41%), mentre solo una piccola percentuale del totale dell'energia rinnovabile è destinata al settore dei trasporti (8%).

Figura 7 - Consumi finali e quote fonti rinnovabili in EU nel 2016 (%)

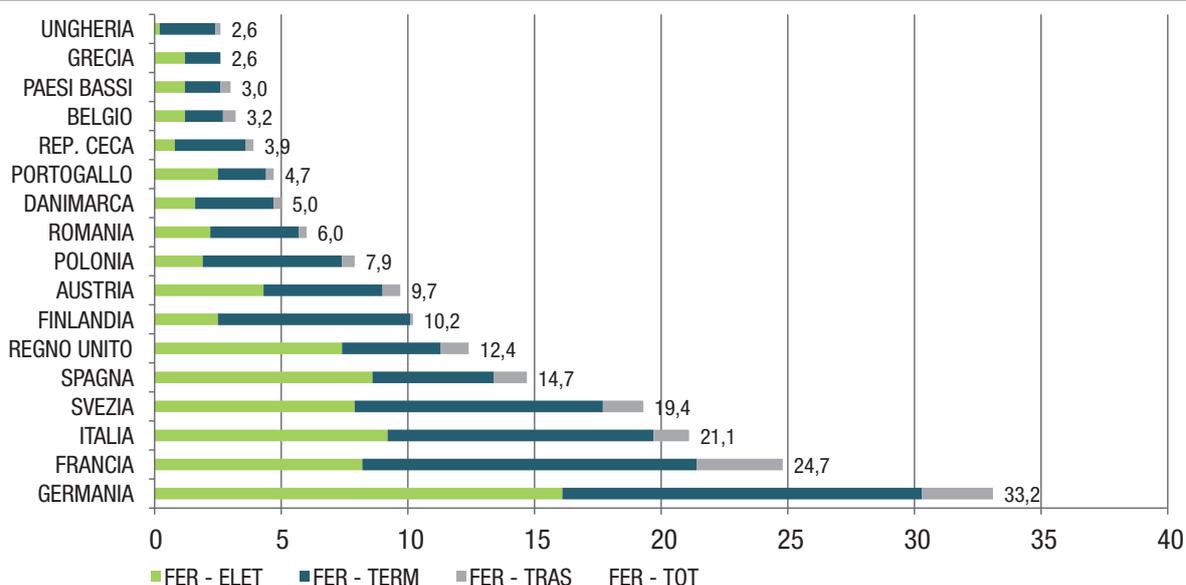


Fonte: GSE

Per quanto riguarda i primi tre paesi per consumi finali da rinnovabili (Fig. 8):

- la Germania impiega 16,1 Mtep (49% del totale FER) nel settore elettrico, 14,2 Mtep (43% del totale FER) nel settore termico e 2,8 Mtep (9% del totale FER) nel settore dei trasporti;
- la Francia impiega 8,2 Mtep (33% del totale FER) nel settore elettrico, 13,2 Mtep (53% del totale FER) nel settore termico e 3,4 Mtep (14% del totale FER) nel settore dei trasporti;
- l'Italia impiega 92, Mtep (44% del totale FER) nel settore elettrico, 10,5 Mtep (50% del totale FER) nel settore termico e 1,4 Mtep (6% del totale FER) nel settore dei trasporti.

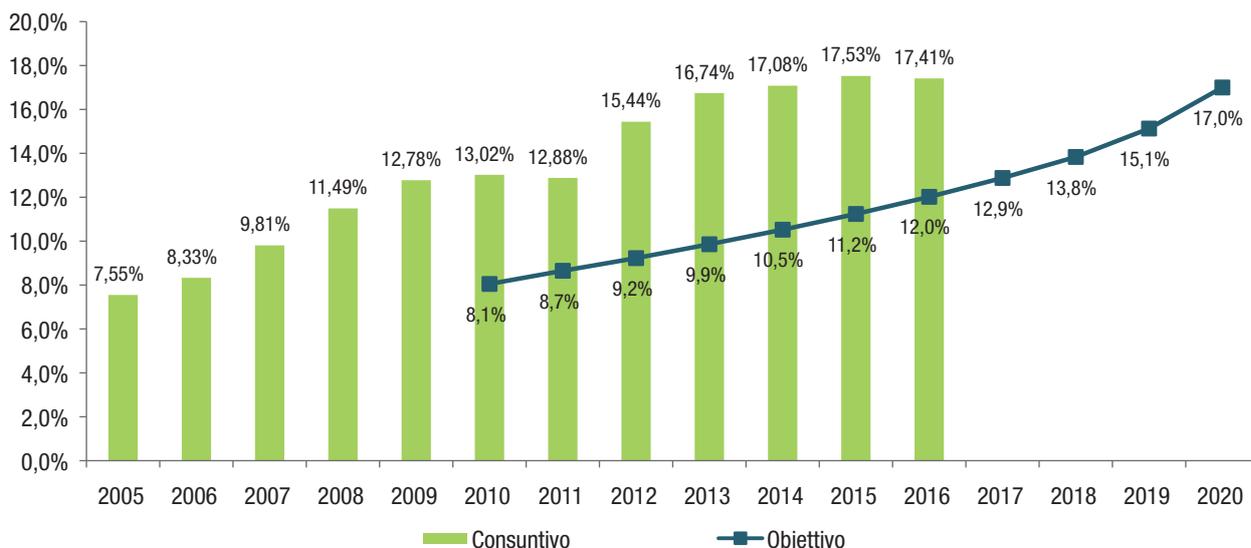
Per quanto riguarda i nuovi obiettivi, si ricorda che si è concluso il trilogico riguardo la revisione della Direttiva sullo sviluppo delle fonti rinnovabili (cosiddetta RED II). In tale contesto il Consiglio dell'UE, la Commissione europea ed il Parlamento Europeo hanno aumentato le ambizioni sulle energie rinnovabili rispetto a quanto definito dal Consiglio Europeo in vista della Conferenza di Parigi del 2015 (27% a livello europeo). La versione finale del compromesso prevede il raggiungimento di una quota rinnovabile nei consumi finali del 32%. Essendo il target non vincolante per i singoli Stati Membri ma solo a livello EU, sarà fondamentale il burden sharing sotto il diretto controllo della Commissione UE.

**Figura 8 - Consumi finali da fonti rinnovabili in EU nel 2016 per settore di utilizzo (M Tep)**


Fonte: GSE

### 1.3 - Le fonti rinnovabili nel contesto nazionale: attuali trend di sviluppo al 2020

L'obiettivo inerente le energie rinnovabili, calcolato sul consumo finale lordo soddisfatto da tali fonti, definito a seguito del Pacchetto 20-20-20, avrebbe dovuto portare l'Italia a raggiungere nel 2020 una percentuale pari al 17%. Tale valore è già stato riguardato nel 2015 quando si sono ottenuti il 17,5% dei consumi lordi da FER, pari a 21,3 MTep.

**Figura 9 - Copertura rinnovabili totali su consumo interno lordo (%)**


Fonte: GSE

L'obiettivo generale era stato declinato nelle tre categorie:

- Settore elettrico, 26,4%
- Settore termico, 17,1%
- Trasporti, 10,1%

L'obiettivo generale è stato raggiunto grazie al contributo delle fonti rinnovabili elettriche, che hanno soddisfatto il 34,0% del fabbisogno di energia elettrica e alle fonti rinnovabili termiche, che hanno soddisfatto il 18,9% del fabbisogno di energia. Nel settore dei trasporti il 7,2% dei consumi finali lordi del comparto è soddisfatto attraverso fonti rinnovabili. Nei paragrafi seguenti sono approfonditi i suddetti settori.

### A. Fonti rinnovabili elettriche

La quota di fonti rinnovabili sui consumi interni lordi finali che spettava all'Italia per il 2020 è stata raggiunta già nel 2012, con l'ottenimento del 27,1% rispetto ad un obiettivo che era del 26,4%.

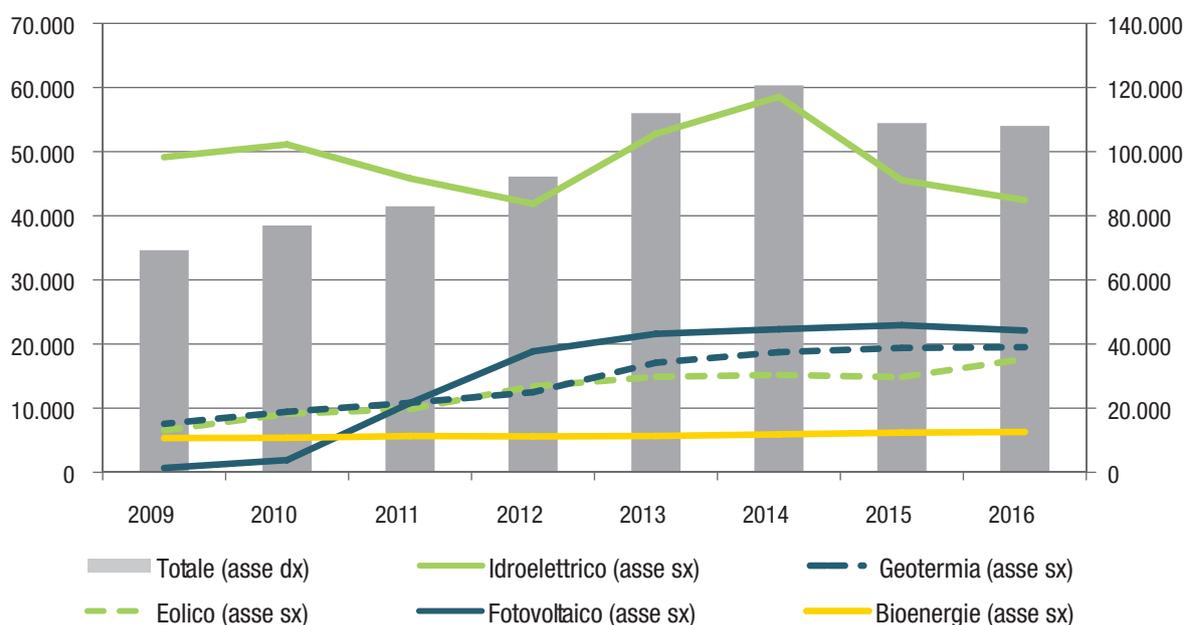
Tale valore era stato definito per il settore elettrico per rispettare l'obiettivo generale di consumo di energia da rinnovabili del 17%, fissato dalla direttiva Ue 20-20-20. Dal 2006 al 2016 si è aumentata tale quota percentuale, raggiungendo un picco del 34% nell'ultimo anno del periodo.

Figura 10 - Copertura rinnovabili elettriche su consumo interno lordo di energia elettrica (%)



Fonte: GSE

Tale risultato è stato raggiunto nonostante una bassa piovosità e quindi un minor contributo degli apporti naturali di energia idraulica rispetto ai livelli degli anni precedenti (picco nel 2014), grazie ad una forte crescita del fotovoltaico (aumento di oltre 21 TWh nel periodo 2009-2016) e dell'eolico, un lieve aumento del geotermico ed un particolarmente interessante andamento delle bioenergie che, a partire dal 2008 sono cresciute notevolmente fino a coprire nel 2016 quasi il 7% della produzione nazionale e circa il 10% di quella termoelettrica.

**Figura 11: Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (GWh)**


Fonte: Terna

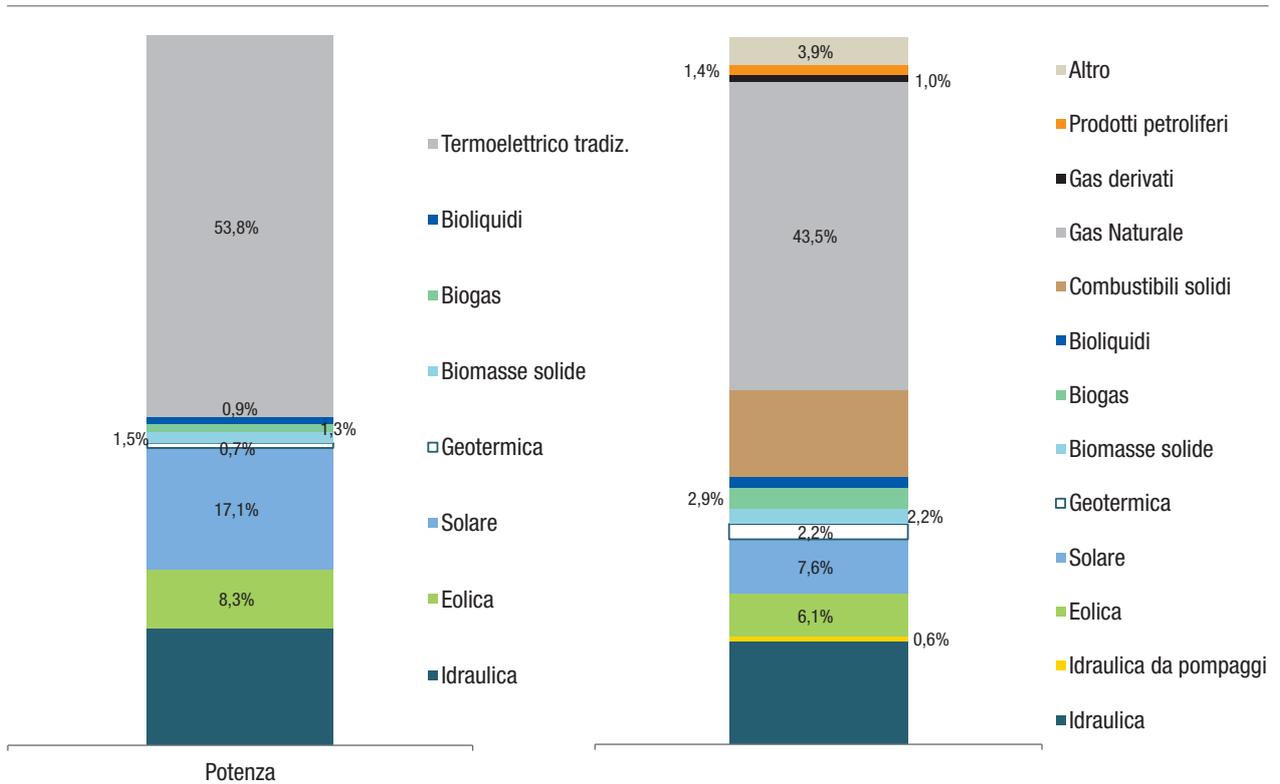
Rispetto al totale dell'energia elettrica lorda prodotta le fonti rinnovabili con circa 109,9 TWh prodotti, hanno rappresentato nel 2016 il 37,3% del mix italiano. Dal punto di vista della potenza installata hanno invece rappresentato il 46,2% del totale, pari a 51,5 GW (Fig. 12).

In termini di produzione effettiva lorda, l'energia elettrica ottenuta da fonte idroelettrica è stata pari a 42,4 TWh, da fonte geotermica pari a 6,5 TWh, da fonte solare pari a 22,1 TWh, da fonte eolica pari a 17,7 TWh, da biomassa solida pari a 6,3 TWh, da bioliquidi pari a 4,7 TWh e da biogas pari a 8,3 TWh.

In termini di potenza efficiente lorda installata l'idroelettrico nel 2016 era costituito da circa 18,6 GW, l'eolico da 9,4 GW, il solare da 19,3 GW, il geotermico da 815 MW, le biomasse solide da 1,7 GW, il biogas da 1,4 GW e i bioliquidi da 1 GW.

Secondo i primi dati del 2017 le fonti rinnovabili hanno inciso per il 35,1% dei consumi elettrici, ovvero per circa 104 TWh. La potenza efficiente lorda installata nel 2017 è risultata pari a 53 GW, equivalenti a circa il 45% del totale.

Figura 12 - Mix di generazione elettrica e di capacità installata nel 2015 (%)

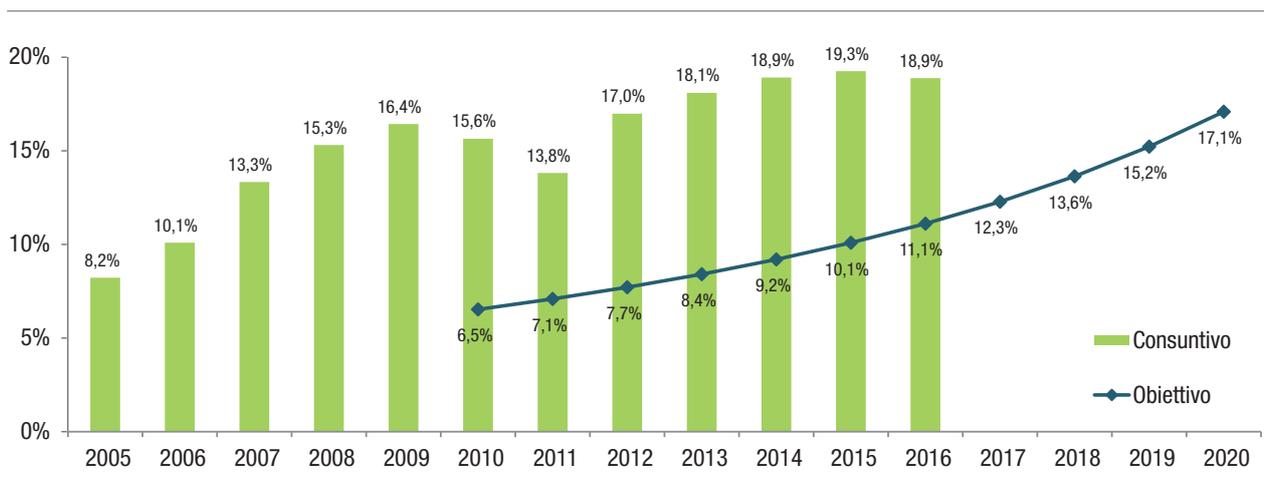


Fonte: Terna

### B. Fonti rinnovabili termiche

La quota parte dei consumi finali di energia termica soddisfatta da fonti rinnovabili è risultata nel 2016 pari al 18,9%, superiore all'obiettivo del 17,1% definito in sede europea per il 2020.

Figura 13 - Copertura rinnovabili termiche su consumo interno lordo di energia termica (%)



Fonte: GSE

La maggior parte dell'energia termica di fonti rinnovabili è prodotta a partire dalla biomassa solida, seguita dall'energia da pompe di calore.

**Tabella 1 - Consumi FER H&C**

ANNO 2016	K TEP
Geotermica	144
Solare	200
Biomassa solida	7.292
Biogas	252
Bioliquidi sostenibili	42
Energia rinnovabile da pompe di calore	2.609
Consumi finali lordi di energia termica da FER	10.538

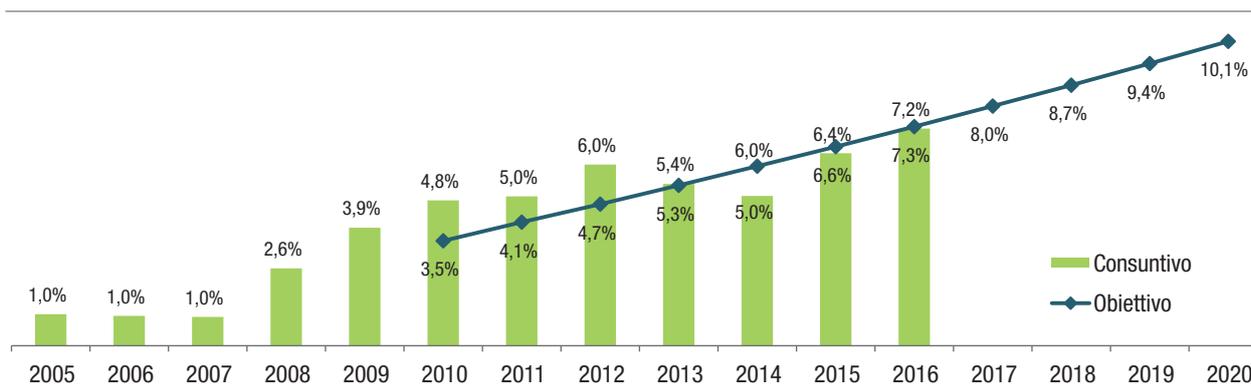
Fonte: GSE

### C. Fonti rinnovabili trasporti

La quota parte dei consumi finali di energia nei trasporti soddisfatta da fonti rinnovabili è risultata nel 2016 pari al 7,2%, apparentemente inferiore sia all'obiettivo al 2020 (10,1%) che alla percentuale prevista per l'anno intermedio (7,3%). Per effettuare una valutazione sul raggiungimento del target settoriale al 2020 pari al 10% in energia, occorre tener presente che determinati biocarburanti, prodotti a partire da rifiuti, sottoprodotti, colture non food, ecc, contribuiscono con un valore energetico doppio.

Il *multiple counting* è previsto anche per l'energia elettrica rinnovabile, in particolare nella versione finale della revisione della Direttiva sulle fonti rinnovabili è stato previsto un fattore moltiplicativo pari a 4 se impiegata su strada. Quindi, teoricamente il target europeo al 2020 del 10% potrà essere raggiunto con un valore più basso, indicativamente tra il 7 e l'8% immettendo biocarburanti avanzati (opzione *supplier side*) e trasformando il parco veicolare in auto elettriche (opzione *user side*).

**Figura 14 - Copertura rinnovabili nei trasporti su consumo interno lordo di energia nei trasporti (%)**



Fonte: GSE

Il mercato dei biocarburanti in Italia è dominato dal biodiesel, che ha costituito fino ad oggi la maggior parte delle fonti rinnovabili nel trasporto. Il biodiesel presenta però delle caratteristiche fisiche che non consentono di superare un certo livello di miscelazione (cosiddetto *blending wall*).

Con l'aumento dell'obiettivo delle fonti rinnovabili nei trasporti, si prevede pertanto che nei prossimi anni troveranno impiego i gasoli idrotrattati di origine rinnovabile (cosiddetto HVO), e l'energia elettrica rinnovabile impiegata nella mobilità.

**Tabella 2 - Consumi FER Trasporti**

<b>ANNO 2016</b>	<b>K TEP</b>
Bioetanolo / bio ETBE sostenibile	32
- di cui double counting	1
Biodiesel sostenibile	1.007
- di cui double counting	773
Elettricità da fonti rinnovabili	321
- di cui nel trasporto su strada	2
- di cui nel trasporto su ferro	156
- di cui in altri tipi trasporto	162
Consumi finali lordi di energia da FER nei trasporti	2.377

Fonte: GSE

#### 1.4 - Le fonti rinnovabili nel contesto italiano: prospettive di sviluppo al 2030

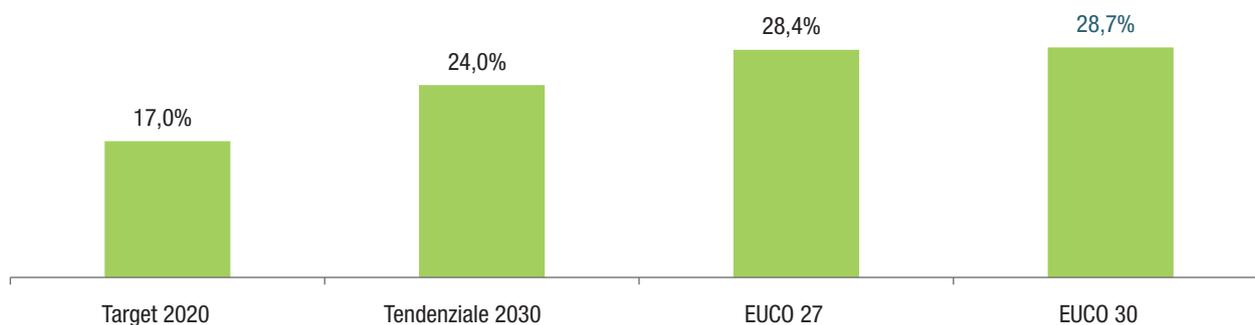
L'obiettivo di produzione di energia da fonti rinnovabili del 32% al 2030, definito in esito al trilatero sulla Direttiva RED II, dovrà essere realizzato attraverso lo sforzo comune degli Stati Membri senza essere tradotto in obiettivi nazionali. La Strategia Energetica Nazionale adottata dall'esecutivo nel 2017 valuta le diverse evoluzioni delle tecnologie rinnovabili in Italia, implementando sul suolo nazionale gli effetti dei target europei definiti dal Consiglio Europeo del 2014 (quota FER nei Consumi Finali del 27%).

Tali valutazioni dovranno essere aggiornate tenendo in considerazione il nuovo obiettivo europeo e il burden sharing fra i diversi Paesi, secondo quanto previsto dal Regolamento Governance. Nell'Allegato Ia di tale regolamento è infatti prevista una suddivisione del Target in base all'obiettivo 2020, il Prodotto Interno Lordo, il livello di interconnessioni elettriche e il potenziale nazionale (Primes), oltre ad una quota fissa uguale per tutti gli Stati Membri. Ciò equivale per l'Italia ad un Target 2030 pari al 29,7%.

La Commissione prevede una penetrazione delle FER in Italia al 2030 del 24% a policy correnti e ha definito degli scenari alternativi del nuovo obiettivo europeo di riduzione del 40% delle emissioni climalteranti:

- Scenario EUCO 27: Scenario che contrae le emissioni climalteranti del 40% rispetto al 1990 raggiungendo uno share di rinnovabili del 27% e una percentuale di efficienza energetica del 27%.
- Scenario EUCO 30: Scenario che contrae le emissioni climalteranti del 40% rispetto al 1990 raggiungendo uno share di rinnovabili del 27% e una percentuale di efficienza energetica del 30%.

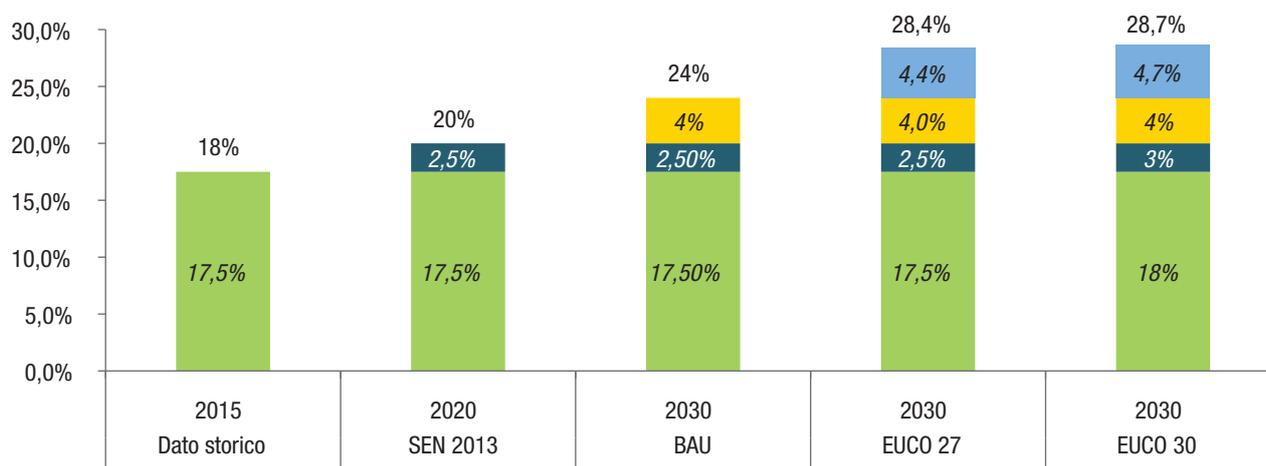
I due scenari sono declinati per ogni Paese secondo opportuni metodi di *burden sharing*.

**Figura 15 - Scenari sviluppo FER Italia ex scenari EUCO (MWh)**


Fonte: EU Commission

In termini percentuali lo scenario di *Burden Sharing* più ambizioso per l'Italia è l'EUCO 30, che prevede la produzione del 28,7% dell'energia consumata al 2030 attraverso fonti rinnovabili. Partendo dagli obiettivi nazionali stabiliti per il 2020, fissati dall'Italia nella SEN del 2013, la Commissione ha stabilito una traiettoria lineare dal 2021 al 2030. La Strategia Energetica Nazionale, adottata con decreto interministeriale del 10 novembre 2017, ha sviluppato ulteriori scenari, partendo dall'attuale stato dell'arte.

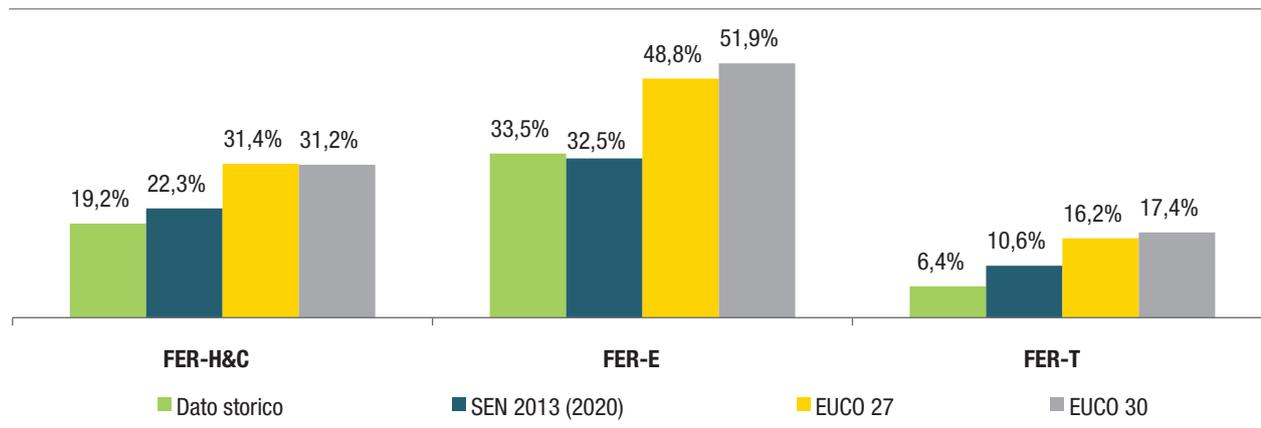
Seguendo gli scenari EUCO 27 e EUCO 30 della Commissione, l'Italia dovrà aumentare del 2,5% la penetrazione dell'energia da Fonti Rinnovabili sui consumi finali nel periodo 2016-2020 e di un ulteriore 8,7% tra il 2021 e il 2030 (superando del 4,7% lo scenario BAU inerziale).

**Figura 16 - FER sul consumo finale negli Scenari EUCO 27 e EUCO 30 (%)**


Fonte: GSE, EU Commission

Gli obiettivi sono stati inoltre suddivisi dalla Commissione fra i tre settori chiave (Heating&Cooling, Elettrico e Trasporti) richiedendo il maggiore contributo al settore elettrico (32,5% al 2020 e 48,8% al 2030).

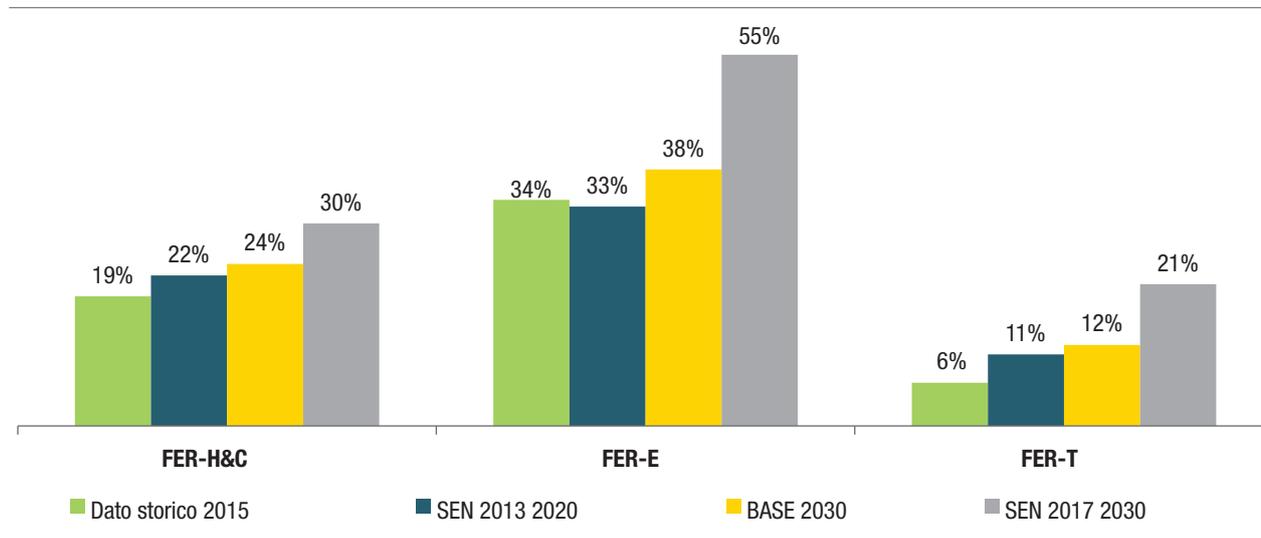
Figura 17 - FER sul consumo finale per settore negli Scenari EUCO (%)



Fonte: EU Commission

La Strategia Energetica Nazionale ha fatto proprio l'obiettivo del 28% di energia rinnovabile nei consumi al 2030, prevedendo inoltre una differenziazione settoriale del target che punta fortemente sulla penetrazione delle FER Elettriche con il soddisfacimento del 55% dei Consumi Finali (CF). Per i trasporti si prevede una copertura del 21% dei CF, mentre per le FER termiche del 30% dei CF (le quote risultanti si intendono come soddisfatte attraverso fonti energetiche tradizionali).

Figura 18 - Quota FER sul consumo finale nei diversi settori - Scenario SEN (%)



Fonte: EU Commission

A valle della conclusione dei triloghi sulle revisioni delle Direttive su Fonti Rinnovabili e Efficienza Energetica, sono stati fissati i nuovi obiettivi al 2030, che influenzeranno gli scenari di penetrazione delle fonti rinnovabili nei settori dell'economia italiana in funzione del burden sharing definito a livello comunitario. In particolare, al fianco del già citato target sulle fonti rinnovabili del 32%, è stato previsto l'innalzamento della quota di efficienza energetica da ottenere, passando dal 27% al 32,5%. Per comprendere gli effetti combinati dei nuovi indirizzi sul suolo nazionale si

può fare riferimento allo scenario di sensitivity della Commissione Europea EUCO +33, il quale prevede il raggiungimento di una quota di efficienza energetica nell'Unione del 33%.

Nella ripartizione fra gli stati della quota europea nello scenario EUCO +33, si prevede per l'Italia una riduzione dei consumi finali di energia fino a raggiungere 100,6 Mtep al 2030, partendo dai 116 Mtep del 2015. Questo scenario prevede quindi una maggiore riduzione dei consumi rispetto alla SEN 2017, che prevedeva di raggiungere al 2030 circa 108 Mtep di consumo. Applicando in linea teorica a tali consumi finali il nuovo obiettivo sulle fonti rinnovabili, considerando quindi un burden sharing per il nostro Paese secondo il Regolamento Governance di prossima approvazione, si ottiene che potrebbe essere necessario ottenere 29,9 Mtep dei consumi finali da FER al 2030.

**Tabella 3a - Confronto SEN - nuovi obiettivi RED II**

		SEN 2017	TRILOGO CEP
Bunden sharing Efficienza*	%	35%	39,5%
Consumo Finale	M TEP	108	100,6
Quota FER nei Consumi Finali**	%	28%	29,7%
Target Consumi Finali FER	M TEP	30,2	29,9

\*Per il burden sharing del target per l'efficienza energetica a valle del Trilogo CEP è stato preso a riferimento l'EUCO +33

\*\*Per la quota FER post Trilogo CEP è stato calcolato il contributo dell'Italia al raggiungimento dell'obiettivo europeo secondo le disposizioni del Regolamento sulla Governance dell'Energy Union.

Fonte: elaborazioni Confindustria su dati MISE e EU Commission

Osservando la ripartizione settoriale de suddetto obiettivo nazionale, utilizzando le quote percentuali definite nella Strategia Energetica Nazionale (55% FER-E, 30% FER-TER, 21% FER-TR), si osserva che sarà possibile raggiungere il nuovo target seguendo la traiettoria fissata. Dalla tabella seguente risulta infatti un potenziale raggiungimento del 33,6% dei consumi finali soddisfatti da fonti rinnovabili al 2030 (equivalente a 33,8 M Tep) superiore all'obiettivo del 32% definito a livello europeo.

**Tabella 3b - Nuove ripartizioni settoriali target FER - RED II (M Tep)**

	Consumi finali EUCO +33	Quota FER SEN	Consumi da FER 2030
Settore Trasporti	35,3	21%	7,4
Settore Elettrico	27,1	55%	14,9
Settore Termico	38,2	30%	11,5
<b>Totale</b>	<b>100,6</b>	<b>33,6%</b>	<b>33,8</b>

Fonte: elaborazioni Confindustria su dati Mise e EU Commission

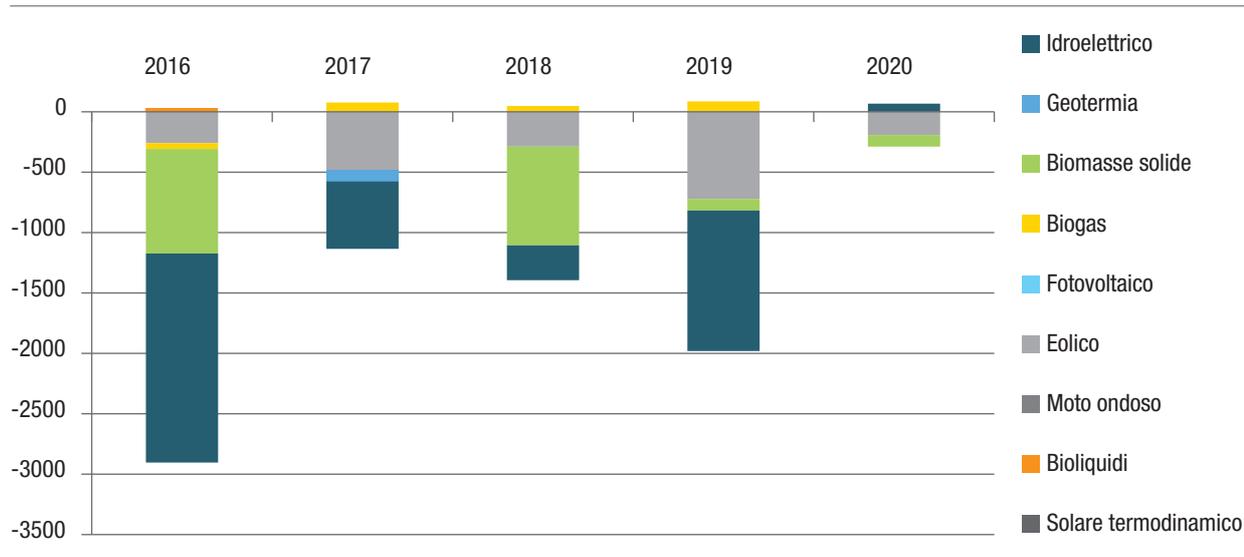
Si può pertanto concludere che il percorso di sviluppo per le fonti rinnovabili al 2030 dalla Strategia Energetica Nazionale del 2017 permetterà di traguardare il nuovo obiettivo europeo e verrà pertanto preso a riferimento nel presente studio.

## 1.5 - Approfondimento Fonti Rinnovabili Elettriche

### A. Termine periodo incentivante delle fonti rinnovabili elettriche in Italia

Come detto l'Italia ha già raggiunto l'obiettivo al 2020 per le rinnovabili elettriche, ma nei prossimi anni arriveranno al termine della vita utile ai fini incentivanti numerosi impianti alimentati attraverso fonti rinnovabili, per un totale di 8 GW di potenza, corrispondenti a 20.574 GWh di produzione energetica.

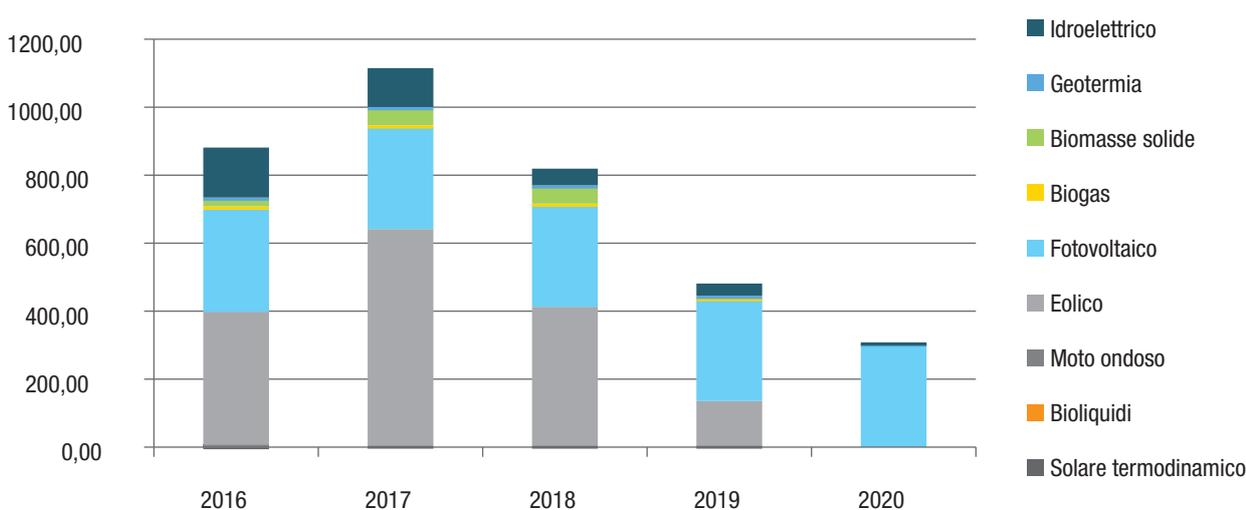
Figura 19 - Evoluzione annuale della potenza incentivata in scadenza (MW)



Fonte: GSE

Attraverso il Decreto 6 luglio 2012, il Decreto 23 giugno 2016, lo scambio sul posto e la normale evoluzione del parco tecnologico (aumento del fotovoltaico di 300 MW/anno) si potrebbe teoricamente ottenere una nuova produzione da FER pari a circa 7.934 GWh (3,7 GW di potenza aggiuntiva tra il 2015 e il 2020). All'interno del presente approfondimento non sono state considerate, all'interno delle policy attuali, le nuove installazioni derivanti dal Decreto Fonti Rinnovabili 2018, attualmente in fase di concertazione interministeriale, corrispondenti ad un incremento di potenza nel periodo 2018-2020 pari a circa 6 GW, in quanto l'analisi prende come riferimento lo scenario SEN 2017 ed i relativi punti di partenza. Tali nuove installazioni troveranno pertanto collocazione all'interno delle nuove policy.

Figura 20 - Evoluzione annuale della potenza incentivata dei nuovi impianti FER (MW)



Fonte: GSE

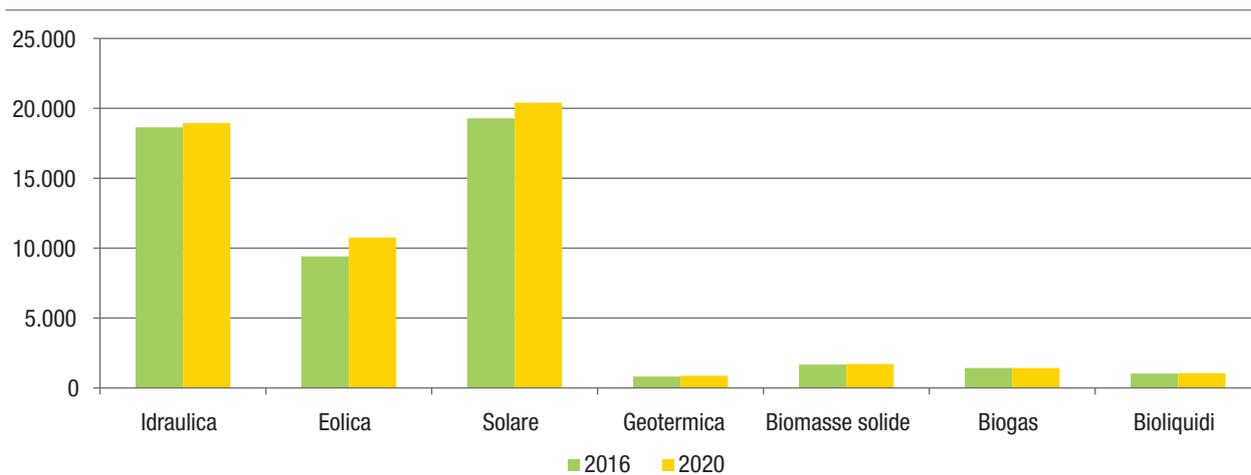
Secondo tali stime risulta pertanto evidente come, ad oggi, il bilancio tra l'energia di prossima entrata in esercizio (7.934 GWh) e quella in scadenza (20.574 GWh) sia negativo (12.640 GWh). La presente stima non considera eventuali effetti indiretti che potrebbero portare una parte dell'energia ammessa agli incentivi nel 2016 a non essere completamente realizzata, come ad esempio motivazioni di carattere economico o burocratico-amministrativo. La tariffa incentivante ottenuta in esito alle aste per l'eolico, ad esempio, potrebbe non essere sufficiente a coprire i costi di investimento qualora il sito non sia particolarmente ventoso.

### B. Scenario al 2020 con policy attuali per le fonti rinnovabili elettriche in Italia

Nel migliore dei casi, senza l'intervento di nuove misure di policy, si stima che molti degli impianti in esercizio potrebbero continuare a produrre energia elettrica anche senza incentivi ma sarebbero soggetti a costi di gestione elevati. In alcuni casi il *revamping* o *repowering* sarebbe vitale per mantenere in vita l'impianto ed evitare la dismissione, ma potrebbe non essere attuato nello scenario *business as usual*.

I nuovi impianti considerati sono invece unicamente quelli ammessi agli incentivi ex DM 6/7/2012 e DM 23/6/2012 o quelli che usufruirebbero dello scambio sul posto (totale nuova capacità stimabile in 3,7 GW).

Figura 21 - Confronto capacità di generazione rinnovabile installata 2016-2020 (GW)

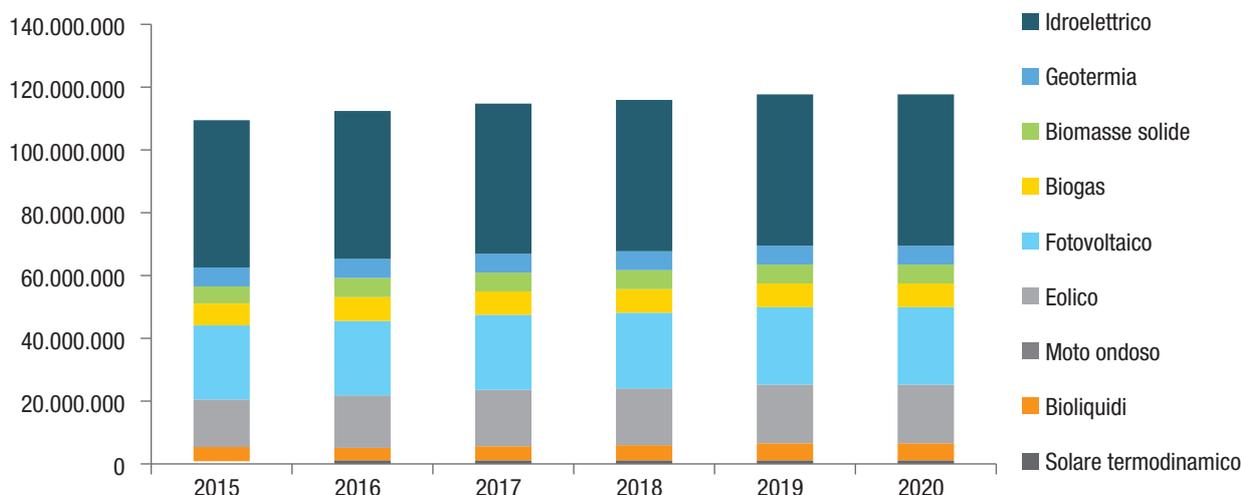


Fonte: GSE

In tale scenario al 2020 risulterebbe un aumento dell'energia prodotta da FER pari a circa 6,9 TWh rispetto al 2015, arrivando ad un totale di 116,4 TWh. Ciò considerando che solo 5.740 GWh del totale dell'energia giunta al termine del periodo incentivante (20.574 GWh), sopra menzionata, effettivamente cesserà la produzione nel 2020.

Questo scenario porterebbe il contributo delle FER-elettriche al soddisfacimento dei consumi finali lordi di energia elettrica (Produzione lorda + Saldo estero - Produzione da pompaggi) dal 33,5 % del 2015 all' 35,3% del 2020.

Figura 22 - Evoluzione dell'energia statistica FER nello scenario BASE (MWh)



Fonte: GSE

### C. Scenari al 2030 per le fonti rinnovabili elettriche in Italia

Per quanto riguarda la sola produzione di energia elettrica, lo scenario EUCO 27 considera il soddisfacimento del 48,8% dei consumi finali attraverso FER, che equivale al raggiungimento di una quota di generazione elettrica nel mix di produzione pari al 54%.

La crescita della produzione da fonti rinnovabili sarà principalmente bilanciata dalla diminuzione dei combustibili fossili solidi, dai prodotti petroliferi e del gas naturale ma non considera il *phase out* anticipato degli impianti a carbone previsto dalla SEN 2017.

Figura 23a - Confronto fra la generazione elettrica al 2016 e previsioni ex scenario EUCO 27 al 2025 e al 2030

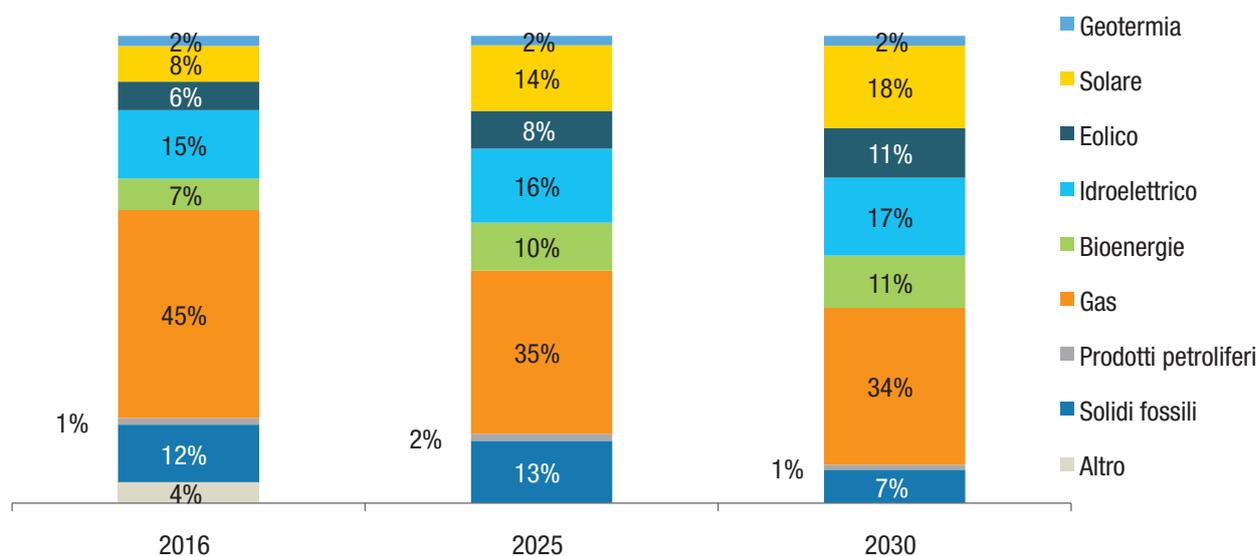


Fonte: GSE, EU Commission

Lo scenario EUCO 30 risulta estremamente simile al precedente, con una maggiore riduzione nell'energia prodotta dagli impianti termoelettrici alimentati da solidi fossili e prodotti petroliferi.

Il gas naturale in entrambi gli scenari appare rappresentare circa il 36% dell'energia lorda prodotta.

**Figura 23b - Confronto fra la generazione elettrica al 2016 e previsioni ex scenario EUCO 30 al 2025 e al 2030**



Fonte: GSE, EU Commission

In termini assoluti gli scenari prevedono un aumento dell'energia elettrica prodotta, in particolare, partendo dai circa 289,8 TWh prodotti nel 2016, lo scenario EUCO 27 prevede di raggiungere al 2030 circa 318,9 TWh di produzione mentre lo scenario EUCO 30 circa i 295,5 TWh, grazie ad un maggiore apporto dell'efficienza energetica.

**Tabella 4a - Produzione di energia**

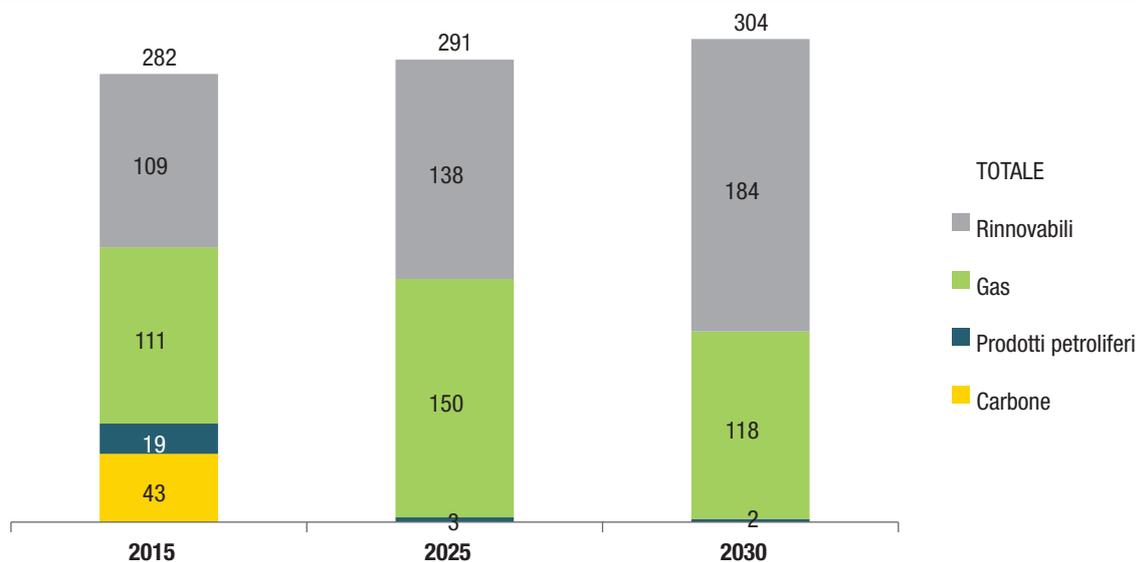
(GWh)	2016	2030	
	<i>CONSUNTIVO</i>	<i>EUCO 27</i>	<i>EUCO 30</i>
Altro	13.039		
Solidi fossili	35.608	30.497	21.118
Prodotti petroliferi	4.127	6.751	3.138
Gas	128.980	108.522	99.228
Bioenergie	19.509	32.327	33.068
Idroelettrico	42.432	49.436	49.252
Eolico	17.689	33.067	31.417
Solare	22.104	52.082	52.082
Geotermia*	6.289	6.210	6.210
<b>TOTALE</b>	<b>289.775</b>	<b>318.892</b>	<b>295.513</b>

\* Gli scenari EUCO 27 e 30 considerano al 2030 una produzione geotermoelettrica costante rispetto ai valori 2015 (stimati in 6.210 GWh), il quale risulta inferiore rispetto al consuntivo 2016 (dati GSE). La differenza deriva pertanto dal riferimento temporale utilizzato dalla Commissione Europea e non indica alcuna previsione di una decrescita del settore.

Fonte: GSE, Terna, EU Commission

Allo stesso tempo il target SEN del 55% dei consumi lordi di energia elettrica si traduce nel raggiungimento di una quota rinnovabile nel mix nazionale pari a circa il 61%, con la chiusura degli impianti a carbone già al 2025 e la progressiva riduzione dell'energia elettrica generata dagli impianti termoelettrici alimentati a gas naturale.

Figura 24 - Evoluzione della generazione elettrica dal 2015 al 2030 secondo lo Scenario SEN (TWh)



Fonte: MISE

Il grande sviluppo delle fonti rinnovabili verrà abilitato anche dalla diffusione dei sistemi di accumulo (SdA). I SdA rappresentano infatti un *enabler* fondamentale per la diffusione capillare e l'integrazione delle fonti rinnovabili intermittenti ed asincrone (e.g. eolico e solare) nel sistema elettrico. Di seguito i principali benefici che i SdA apporterebbero in un sistema ad alta penetrazione di fonti rinnovabili:

- Incremento della riserva di potenza disponibile, compensando così la diminuzione di tale riserva risultante dalla graduale riduzione della generazione termoelettrica in favore di quella rinnovabile;
- Fornitura di servizi di risposta rapida in frequenza e "inerzia sintetica". La riduzione dell'inerzia di rete è una delle principali barriere alla sostituzione di generazione convenzionale sincrona con fonti rinnovabili asincrone, che non sono dotate di proprietà inerziali. I SdA, tramite l'immissione rapida di potenza in rete, possono simulare la risposta inerziale dei generatori sincroni. La diminuzione dell'inerzia di rete comporta un aumento del rischio di fluttuazioni di frequenza che possono, in casi estremi, causare distacco di generatori e interruzioni. Alcuni paesi caratterizzati da bassi livelli di interconnessione e con ambiziosi programmi di implementazione di rinnovabili (e.g. Regno Unito e Irlanda) stanno già implementando soluzioni al problema della riduzione dell'inerzia di sistema basate sulla fornitura di inerzia sintetica da SdA (i programmi di *Enhanced Frequency Response* nel Regno Unito e DS3 in Irlanda). L'Italia, a causa della sua natura peninsulare, potrebbe essere esposta a un simile rischio di riduzione dei livelli di inerzia al di sotto dei livelli richiesti a garantire la sicurezza della fornitura elettrica.
- Riduzione del curtailment dell'eolico tramite stoccaggio dell'energia in eccesso. Questa applicazione richiede l'impiego di SdA a lunga durata (per la fornitura di energia piuttosto che potenza) e potrebbe potenzialmente ridurre il costo dell'energia.

Appare quindi chiaro che, per consentire uno sviluppo delle FER oltre i limiti strutturali imposti dall'aleatorietà e dalla mancanza di proprietà inerziali di queste fonti di energia, sia necessario promuovere, in parallelo, la diffusione ed integrazione nel sistema elettrico dei SdA, tramite la definizione di un quadro regolatorio e di strumenti di mercato adatti.

In termini di capacità rinnovabile installata, gli scenari EUCO prospettano una riduzione degli impianti termoelettrici tradizionali (dismissione o/o riconversione di circa 10,2 GW), quasi un raddoppio della capacità da fonte solare (aumento di 18,2 GW) e una crescita più contenuta sia della capacità eolica (aumento 6,5 GW) sia di quella che utilizza le bioenergie (aumento 1,6 GW).

**Tabella 4b - Capacità installata**

(MW)	2016	2030	
	<i>CONSUNTIVO</i>	<i>EUCO 27</i>	<i>EUCO 30</i>
Altro	13.039		
Termoelettrico tradizionale	60.791	48.940	48.691
Bioenergie	4.124	5.620	5.823
Idroelettrico	18.641	18.885	18.855
Eolico	9.410	15.715	14.992
Solare	19.283	37.111	37.111
Geotermia*	815	773	773
<b>TOTALE</b>	<b>113.064</b>	<b>127.092</b>	<b>126.245</b>

\*Gli scenari EUCO 27 e 30 considerano al 2030 una potenza geotermoelettrica installata costante rispetto ai valori 2015 (stimati in 773 MW), il quale risulta inferiore rispetto al consuntivo 2016 (dati GSE). La differenza deriva pertanto dalle stime e dal riferimento temporale utilizzati dalla Commissione Europea e non indica alcuna previsione di una decrescita del settore.

Fonte: GSE, EU Commission

Considerando le quote percentuali appare chiaro come le fonti rinnovabili dovrebbero rappresentare al 2030 il 61% o 62% sul totale della capacità installata, a seconda che si consideri lo scenario EUCO 27 o EUCO 30, mentre nel 2016 erano risultate essere il 46% (Figg. 25A - 25B).

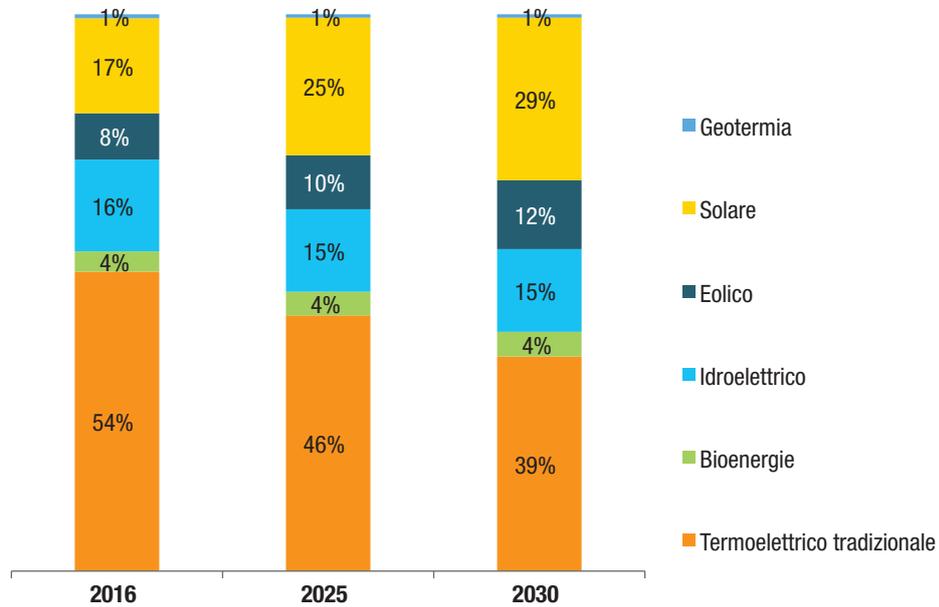
Come evidenziato nel paragrafo riguardante gli scenari al 2020, si ritiene opportuno confrontare l'aumento richiesto della capacità rinnovabile al 2030 con lo stato dell'arte riguardo le politiche attualmente in campo.

Per quanto riguarda gli impianti FER diversi dal fotovoltaico si deve considerare la probabile riduzione della potenza attualmente disponibile, per effetto delle progressive scadenze delle vite utili ai fini incentivanti legate ai meccanismi Tariffa ex Certificati Verdi, Tariffa Omnicomprensiva e CIP 6 (Fig. 26).

La scadenza del periodo incentivante si ritiene potrebbe essere estremamente critica per gli impianti aventi un costo variabile elevato, condizionato dall'acquisto di *feedstock*, come le bioenergie. La filiera delle bioenergie rappresenta un'eccellenza italiana, basti pensare, ad esempio, alla produzione di impianti di combustione a biomassa solida di piccola taglia con tecnologia ORC con realizzazioni sul territorio nazionale, in Europa e nel resto del mondo. Lo sviluppo della tecnologia ha consentito lo sviluppo parallelo dell'intera filiera tecnologica (dalla filiera bosco-legno ai sistemi di combustione, depurazione fumi e altri fino al service degli impianti) schiudendo opportunità di impiego, nonché di export per il comparto nazionale. Per non perdere tale filiera tecnologica sarà pertanto importante uno sviluppo che permetta l'utilizzo virtuoso delle bioenergie, quali gli impianti di generazione elettrica da biomassa solida in assetto cogenerativo tipicamente asserviti alle reti di teleriscaldamento o ad utenze industriali e che favoriscono lo sviluppo

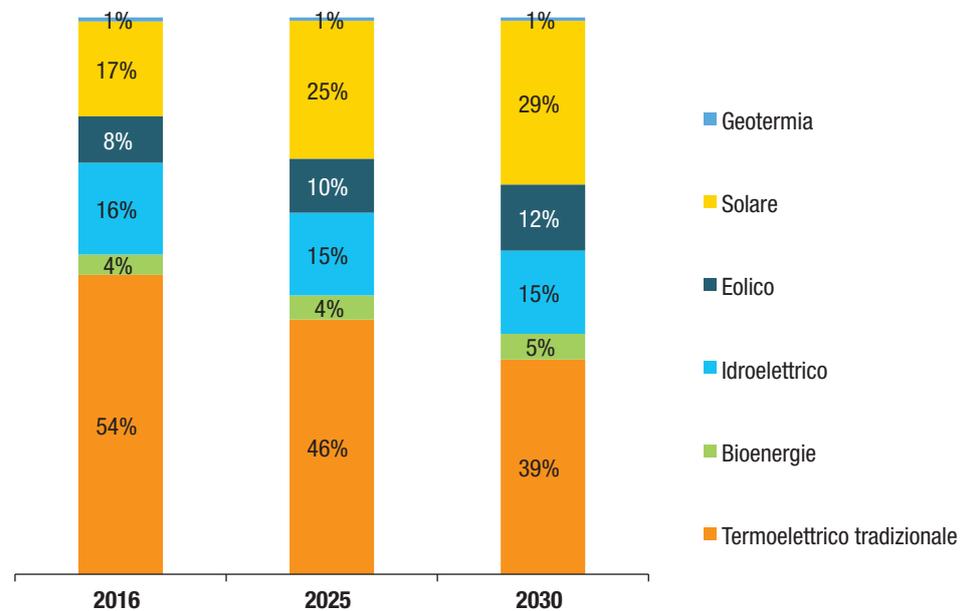
della filiera corta, nonché la valorizzazione degli scarti (agricoli, della lavorazione del legno, etc..) in un'ottica di riduzione costi ed economia circolare.

**Figura 25a - Confronto fra la capacità elettrica installata al 2016 e previsioni ex scenario EUCO 27 al 2025-2030**

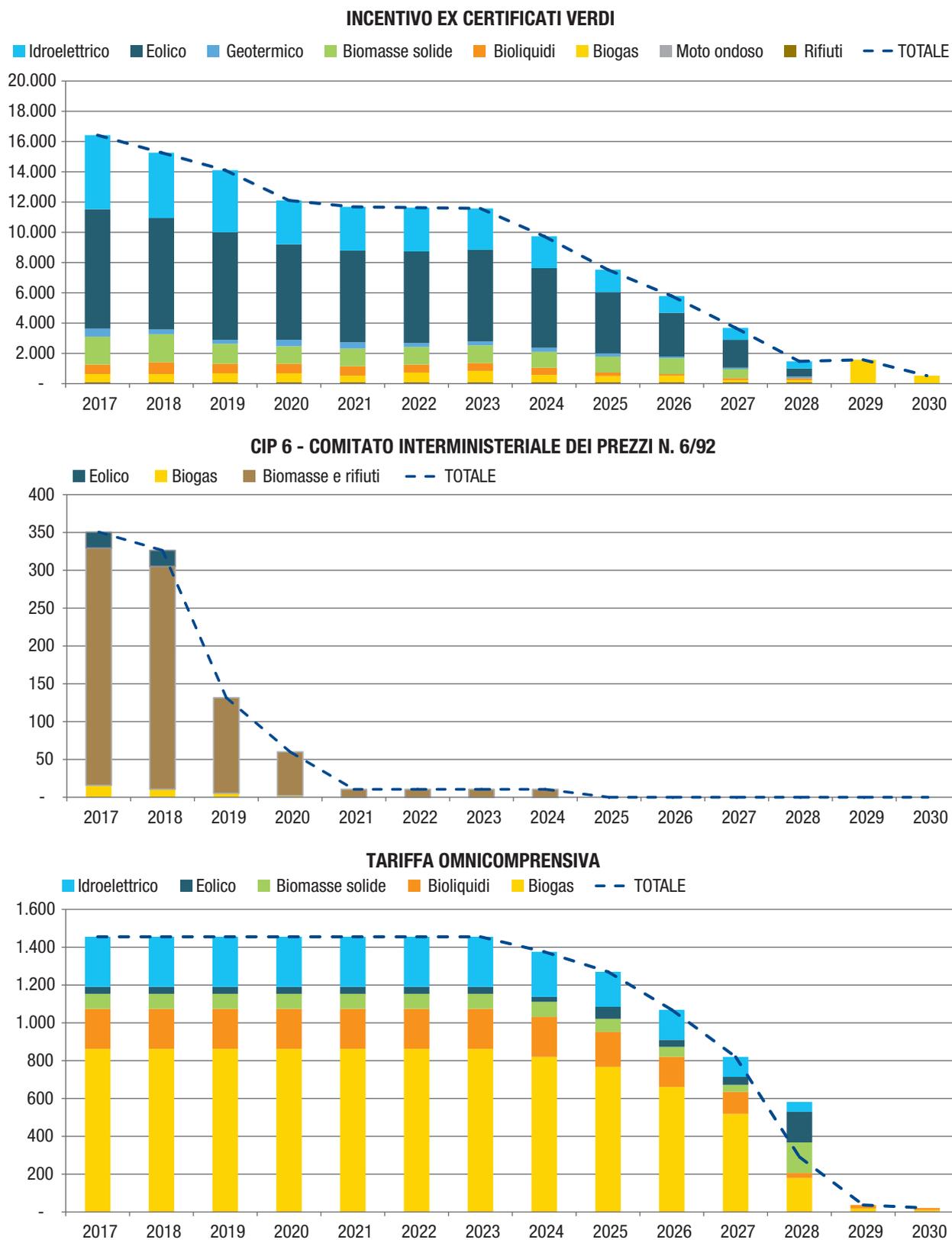


Fonte: EU Commission

**Figura 25b - Confronto fra la capacità elettrica installata al 2016 e previsioni ex scenario EUCO 30 al 2025-2030**



Fonte: EU Commission

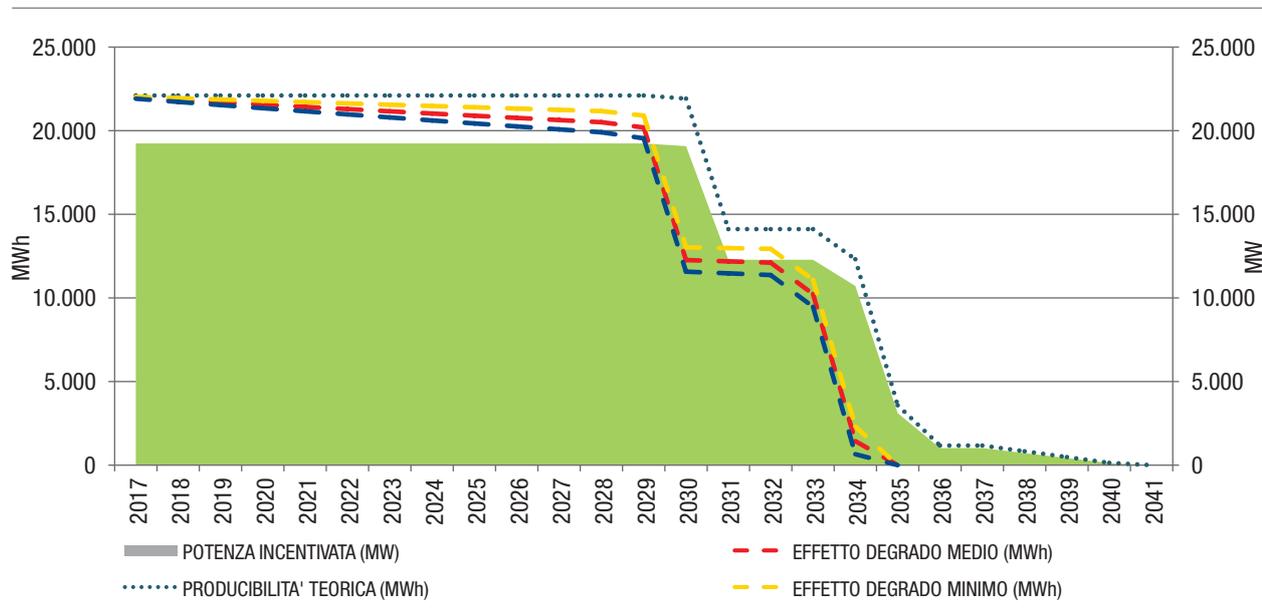
**Figura 26 - Potenza in scadenza della vita utile sussidi per meccanismo incentivante al 2030**


Fonte: GSE

Il solare fotovoltaico, essendo stato installato prevalentemente attraverso il Conto Energia a partire dal 2006 ed essendo stato soggetto ad un allungamento della vita utile ai fini incentivanti (24 anni) per effetto del cosiddetto “Decreto salva-bollette”, non subirà dismissioni della Potenza installata nel periodo 2018-2030. Al contempo, risulta interessante sottolineare come il degrado degli attuali impianti potrebbe ridurre in maniera non trascurabile l’energia elettrica generata. A titolo esemplificativo si riporta nella figura seguente la differenza fra l’energia teorica generabile dagli impianti fotovoltaici in base alla potenza incentivata nel corso della vita utile e l’energia ottenibile applicando una diminuzione del coefficiente di rendimento nel tempo dello 0,62%, quale media fra i coefficienti riferiti alle tecnologie Silicio Amorfo (0,87%), Silicio Poli-cristallino (0,64%) e Silicio Mono-cristallino (0,36%).

La vita utile degli impianti fotovoltaici considerata per il seguente esempio teorico è stata fissata pari a 24 anni secondo quanto previsto nelle disposizioni inerenti le forme di incentivazione pregresse. La reale vita utile degli impianti e quindi il reale andamento dell’energia da questi generata nel tempo, dipenderà dallo stato di conservazione e dagli interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria operati.

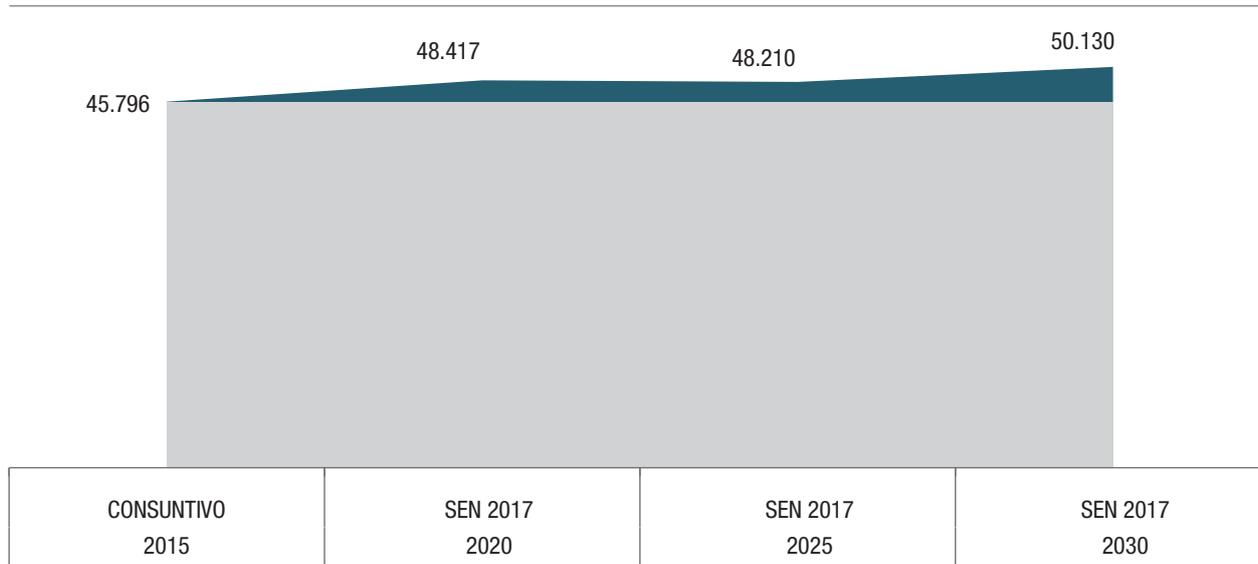
Figura 27 - Potenza e produzione degli impianti fotovoltaici incentivati in funzione del coefficiente di degrado



Fonte: elaborazioni Confindustria]

Da ultimo risulta importante tenere in debita considerazione la necessità di prevedere regole chiare per garantire la continuità nell’esercizio e la sicurezza degli impianti idroelettrici, per non perdere l’attuale livello di produzione. L’idroelettrico rappresenta infatti circa il 20% della generazione nazionale di energia elettrica e colloca il nostro Paese al terzo posto per energia idroelettrica prodotta nell’Unione Europea dopo Svezia e Francia.

La potenza installata è aumentata di oltre il 10% negli ultimi quindici anni, arrivando ai 18,5 GW installati al 2015, mostrando come il settore abbia raggiunto un elevato grado di maturità e la futura crescita sarà concentrata sul *mini hydro*.

**Figura 28 - Produzione di energia idroelettrica al 2015 e evoluzione al 2030 ex scenario SEN 2017 (GWh)**


Fonte: elaborazioni Confindustria

Per non perdere l'attuale livello di produzione e incrementare lo sfruttamento del potenziale dei grandi impianti risulta pertanto prioritario prevedere un ampio programma di rinnovamento, ad oggi ostacolato da criticità regolamentari legate alle gare per le concessioni di derivazione di acque pubbliche a scopi idroelettrici. L'attuale incertezza circa le concessioni rischia di bloccare gli investimenti in manutenzione straordinaria e nell'ammodernamento degli impianti, limitando l'intero potenziale disponibile.

Continuità di utilizzo degli impianti e uniformità regolamentare sul territorio nazionale possono essere garantite solo prevedendo il trasferimento del ramo di azienda tra il concessionario uscente ed entrante, a prescindere dai meccanismi di valorizzazione delle opere che di tale ramo d'azienda fanno parte, e mantenendo la disciplina di cui all'articolo 12, comma 2, D. Lgs. n. 79/99, in ordine alla definizione di criteri di gara uniformi sul territorio nazionale. La mancata definizione dei criteri e dei parametri dei bandi di gara per la riassegnazione di concessioni di grandi derivazioni ( $P > 3$  MW), introdotti dall'art. 37 della Legge n. 134 del 2012 sta provocando un sostanziale blocco degli interventi di manutenzione straordinaria e di ammodernamento di tali impianti. Inoltre i canoni idroelettrici negli ultimi anni sono aumentati enormemente, senza una correlazione con i volumi di energia prodotti.

Per quanto attiene la produzione geotermica, il meccanismo di incentivazione dei progetti refurbishment non tiene adeguatamente in conto che in campo geotermico il rinnovamento ha due fondamentali finalità:

- Il ripristino dell'efficienza di processo attraverso il rinnovo del macchinario che ha un'usura maggiore, rispetto alle altre tecnologie, in quanto il fluido geotermico ha caratteristiche di aggressività molto spinte, in grado di danneggiare rapidamente le parti del macchinario con le quali viene in contatto.
- Il recupero della risorsa geotermica che ha un declino marcato (mediamente 3-5% all'anno) nel tempo, per cui è necessario dopo un periodo di esercizio che va dai 10 ai 15 anni, ripristinare la piena portata di fluido che va in centrale, attraverso l'esecuzione di nuovi pozzi o tramite *work-over* di pozzi esistenti. La problematica legata al recupero della risorsa è peculiare alla sola geotermia, tra tutte le tecnologie rinnovabili.

I costi di installazione degli impianti e di perforazione non hanno subito, nel tempo, la riduzione di cui hanno beneficiato le altre tecnologie (anche per effetto delle ridotte dimensioni del mercato).

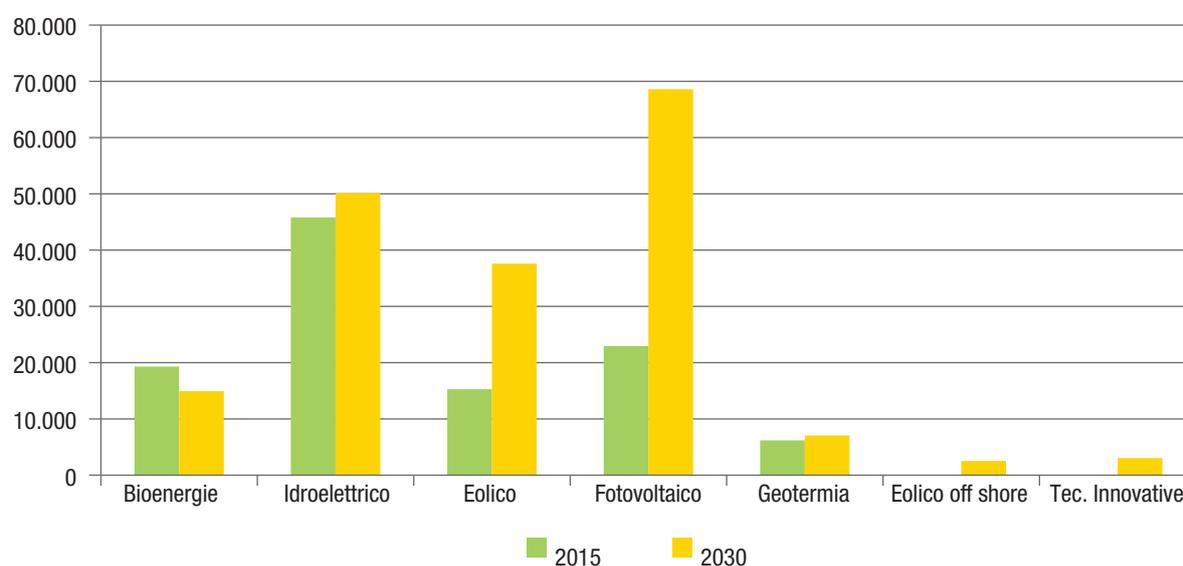
Per quanto detto sopra, è comprensibile come i costi del *refurbishment* geotermico siano elevati e difficilmente comprimibili (mediamente 1,5-2 M€) e l'attuale meccanismo di incentivazione non consente di avviare un ampio piano di rinnovamento, con il recupero della piena produzione, anche considerando che il geotermico dovrà competere, nelle aste, con tecnologie (come il Wind) che hanno ridotto fortemente i costi di installazione.

Viceversa una adeguata remunerazione potrebbe portare importanti benefici in termini di produzione, permettendo il recupero del declino dei campi e delle performances delle macchine, con un apporto nell'ordine di 0,6-1,1 TWh/annui, a cui aggiungere il beneficio dei "guasti evitati".

In questo contesto, gioca un ruolo fondamentale la definizione di un quadro normativo certo e con regole chiare relativamente alle concessioni geotermiche (che scadranno a breve) senza il quale si rischia di compromettere l'adeguatezza degli investimenti negli impianti, anche in un'ottica di raggiungimento degli obiettivi della SEN 2017.

La Strategia Energetica Nazionale prevede un forte incremento dell'energia generata da fonte rinnovabile, principalmente nelle tecnologie solare e eolica. Nello scenario Policy SEN il solare fotovoltaico dovrebbe raggiungere i 68,6 TWh (22,9 TWh nel 2015), l'eolico on shore i 37,6 TWh (15,3 TWh nel 2015), la geotermia i 7,1 TWh (6,2 nel 2015), l'idroelettrico i 50,1 TWh (45,8 TWh nel 2015), l'eolico off shore i 2,5 TWh, le tecnologie innovative come il solare termodinamico o il moto ondoso i 3,1 TWh, mentre le bioenergie dovrebbero decrescere fino al valore di 14,9 TWh (19,3 TWh nel 2030).

**Figura 29 - Produzione di energia da fonte rinnovabile al 2015 e 2030 secondo lo scenario SEN 2017 (GWh)**



Fonte: elaborazioni Confindustria

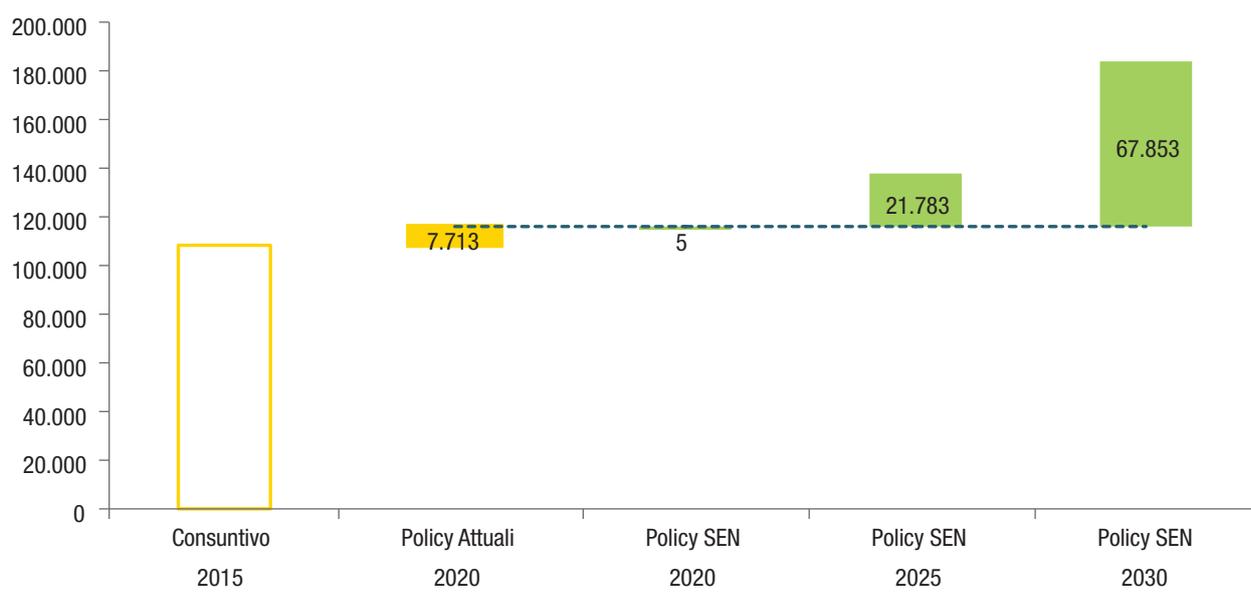
L'opportunità di mantenere in efficienza il parco esistente risulta evidente dal comportamento degli operatori, che negli ultimi anni hanno iniziato a predisporre interventi di *repowering* e *revamping*, e appare sostenuta anche dagli organi istituzionali, basti pensare alle previsioni regolamentari contenute nelle procedure di manutenzione ed ammodernamento degli impianti pubblicate dal GSE nel dicembre 2017. Un ampio potenziale è ad esempio stimato per la

fonte eolica, con possibili interventi di *reblading* o *repowering* da un minimo di 560 MW a oltre 2 GW, considerando impianti per la quasi totalità entrati in esercizio tra il 2008 e il 2012. Le suddette procedure generano opportunità anche per il comparto idroelettrico, ad esempio grazie alla possibilità di aumentare la potenza di concessione o di installare un gruppo di generazione aggiuntivo più leggero per i grandi impianti ad acqua fluente. Alcuni studi di settore<sup>2</sup> stimano che la realizzazione degli interventi ammessi dalle procedure sugli impianti esistenti porterebbero alla generazione di nuova energia rinnovabile fino a un massimo 4 TWh.

Per elaborare una corretta valutazione dell'energia rinnovabile incrementale al 2030 rispetto alla condizione attuale si può stimare che tutti gli impianti esistenti in scadenza del periodo incentivante continueranno a produrre, tranne gli impianti alimentati a bioenergie diverse dai rifiuti, e ad essi si andranno ad aggiungere gli impianti ammessi agli incentivi secondo le policy attuali (DM 6/7/2012 e DM 23/6/2012 e 300 MW scambio sul posto). La suddetta prosecuzione in esercizio degli impianti esistenti potrà derivare da interventi di *revamping* o ammodernamento, che non determinano un aumento della produzione elettrica.

La produzione incrementale da sviluppare per il raggiungimento degli obiettivi al 2030 potrà essere invece operata attraverso il *repowering* degli impianti esistenti (aumento di potenza e produzione elettrica) o l'installazione di nuovi impianti.

**Figura 30 - Produzione di energia rinnovabile incrementale al 2030 ScENARIO SEN su BASE (GWh)**



Fonte: elaborazioni Confindustria

<sup>2</sup> Studio eLeMeNs: L'impatto delle nuove procedure di ammodernamento GSE, Potenziali di mercato delle RES non FV e analisi costi benefici.

## 1.6 - Approfondimento Fonti Rinnovabili Trasporti

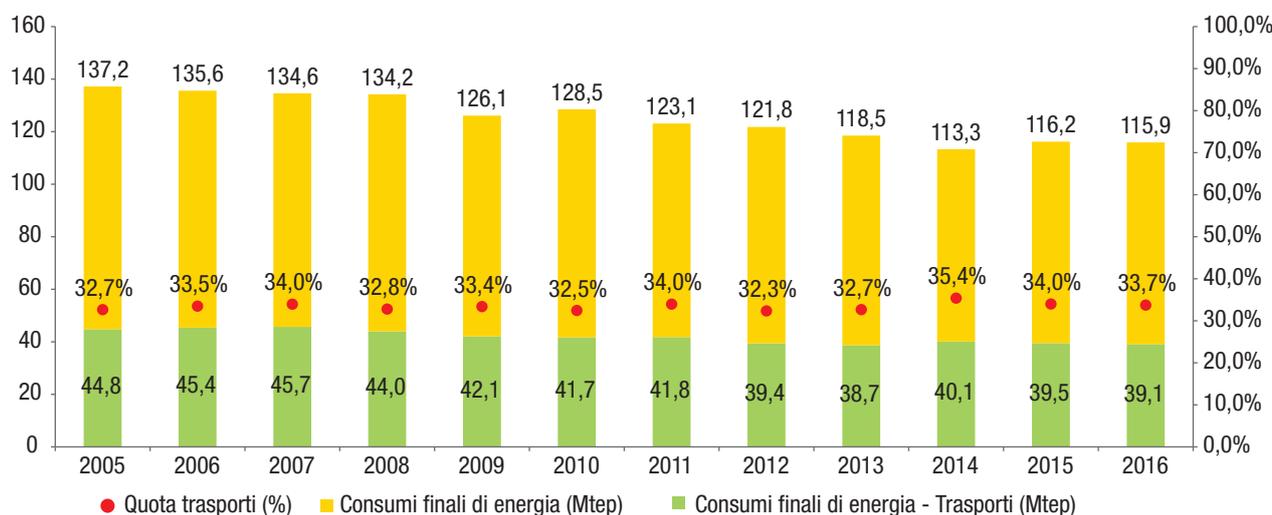
### A. L'importanza del settore nello sviluppo delle rinnovabili

Nello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, il trasporto svolge da sempre un ruolo di primaria importanza, non solo come settore fondamentale nell'attuale economia globalizzata, ma anche perché è un settore per il quale la regolamentazione europea prevede target specifici in materia. In particolare, al 2020 la Direttiva 2009/28/CE ha fissato un target specifico pari al 10% del consumo totale di energia nel settore, mentre la nuova Direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili dovrebbe prevedere al 2030 un target del 14%.

Dal monitoraggio effettuato dal GSE, nel 2016 (ultimo dato disponibile) i consumi energetici nel settore Trasporti ammontano a 39,1 Mtep e l'incidenza del settore sugli stessi su quelli complessivi è del 33,7%.

Come evidenzia il grafico di seguito, i consumi finali di energia hanno registrato negli anni una riduzione percentuale maggiore rispetto a quella dei trasporti.

Figura 31 - Consumi finali di energia e quota coperta dal settore Trasporti in Italia (Mtep)



Fonte: Eurostat

Minore riduzione dei consumi energetici del settore che, nonostante l'importante aumento dell'efficienza energetica dei mezzi, è dovuto alla sempre crescente domanda di trasporto, sia privato che delle merci, quest'ultimo derivante in parte anche dalla rilocalizzazione dei luoghi di produzione, dall'allungamento della catena logistica e dalla fornitura "just in time" (con approvvigionamenti più frequenti e carichi ridotti).

Come noto, il settore trasporti nel suo complesso è suddiviso in 4 modalità di trasporto:

- marittimo
- aereo
- ferroviario
- stradale

e 2 tipologie di impiego:

- ✓ trasporto di persone
- ✓ trasporto di merci

Considerato che l'analisi dei consumi energetici delle diverse modalità declinata nella tabella a seguire, evidenzia che l'84,3% è generato dal trasporto su gomma (seguito dall'aviazione, la navigazione interna e i trasporti ferroviari) nel presente capitolo e nelle policy di sviluppo delle energie rinnovabili, si è ritenuto opportuno approfondire in particolare tale modalità di trasporto.

**Tabella 5 - consumi energetici delle diverse modalità di trasporto**

	Trasporti ferroviari	Trasporti stradali	Aviazione internaz.	Aviazione interna	Navigazione interna	Condotte	Altro (*)	TOTALE Ktep	%
Prodotti petroliferi	15	31.024	3.296	710	959			36.004	92,1%
gasolio/diesel	15	21.618			503			22.136	56,6%
benzine		7.650						7.650	19,6%
cherosene			3.296	709				4.005	10,2%
GPL		1.756						1.756	4,5%
altri prodotti				1	457			458	1,2%
Gas naturale		894				212		1.106	2,8%
Biocarburanti		1.041						1.041	2,7%
biodiesel		1.008						1.008	2,6%
benzine bio		33						33	0,1%
Elettricità	468	6				34	452	960	2,5%
rinnovabili	159	2				11	154	326	0,8%
non rinnov.	309	4				22	298	633	1,6%
<b>TOTALE</b>	<b>483</b>	<b>32.965</b>	<b>3.296</b>	<b>710</b>	<b>959</b>	<b>246</b>	<b>452</b>	<b>39.111</b>	<b>100%</b>
	1%	84%	8%	2%	2%	1%	1%	100%	

\* Il dato comprende le seguenti voci non disaggregabili: attività ausiliari dei trasporti, altri trasporti terrestri marittimi e aerei e altro.

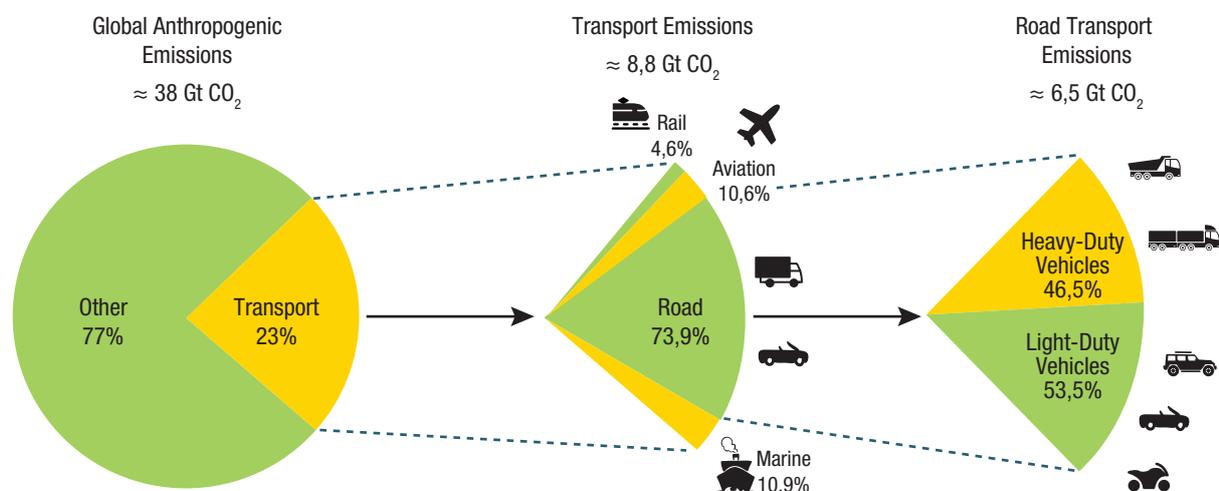
Fonte: GSE

Altra importante evidenza dell'analisi è che attualmente oltre il 92% dell'energia richiesta dal sistema dei trasporti è fornita dal petrolio, il 2,8% dal gas naturale e altri combustibili, il 2,7% dai biocarburanti e il 2,5% dall'energia elettrica.

Rispetto al contributo petrolifero, tutti gli altri prodotti energetici rappresentano una quota dei consumi complessivi ancora relativamente marginale. Le fonti rinnovabili, in particolare, considerando i consumi effettivi hanno un peso pari al 3,5% (circa 2,7% i biocarburanti, 0,8% elettricità da FER); poco meno il gas naturale (2,8%) e l'energia elettrica prodotta da fonti fossili (1,6%).

### **B. Emissioni di CO<sub>2</sub> per tipologia di trasporto**

Sul totale delle emissioni globali di CO<sub>2</sub>, la componente delle emissioni attribuibili a tutte le modalità di trasporto incide per il 23%. I veicoli leggeri e i veicoli pesanti incidono, ognuno, per circa l'8% del totale delle emissioni di CO<sub>2</sub> (Fig. 32).

Figura 32 - Percentuale di emissioni di CO<sub>2</sub> per tipologia di trasporto (%)

Fonte: Clepa

Gli obiettivi vincolanti di riduzione delle emissioni di gas serra, di incremento dell'energia rinnovabile e quelli di efficienza energetica, sono i driver principali un'economia a basse emissioni di carbonio ed alta efficienza ambientale. In questo contesto, i trasporti giocheranno un ruolo fondamentale per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione a medio e lungo termine.

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore, per il raggiungimento del target di penetrazione nei consumi finali previsto dalla SEN 2017 (21%) e dalla revisione della Direttiva RED II (14% a livello UE) comporteranno necessariamente a livello nazionale un particolare contributo al trasporto su gomma, sia attraverso la promozione di una crescita sempre maggiore della componente elettrica (associata all'aumento della quota di rinnovabili nella produzione), che valorizzando l'utilizzo dei biocarburanti avanzati, biometano, bio GNL e Green GPL.

### FOCUS BOX

#### Il rinnovo dell'obsoleto parco circolante per la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e degli inquinanti locali

Nelle politiche di rinnovo, oltre all'importante spinta che la penetrazione che le auto a basse emissioni avranno nel mercato nei prossimi anni, si evidenzia che immediati miglioramenti delle emissioni inquinanti e climalteranti, si possono ottenere attraverso un rapido rinnovo del parco con la sostituzione dei veicoli più vecchi con quelli a carburante alternativo e con motorizzazioni di ultima generazione.

Sono circa 37 milioni le autovetture che circolano nel nostro paese con un'età media di circa 11 anni, contro una media di 9,2 anni per la Francia, 9,1 anni per la Germania, 8,7 anni per il Regno Unito (dato ACEA). Di queste, oltre il 20%, pari a circa 7,6 milioni sono ante o pari Euro 3 (immatricolate oltre 17 anni fa).

Ipotizzando che il mercato italiano sia tendenzialmente di sostituzione, stabile su circa 2 milioni di vetture all'anno e che, auspicabilmente, la sostituzione toccherà *in primis* le auto più "vecchie" (Euro 0 - Euro 3), in base alla previsione normativa europea che impone al 2020 che le flotte di auto vendute abbiano una media emissiva di 95

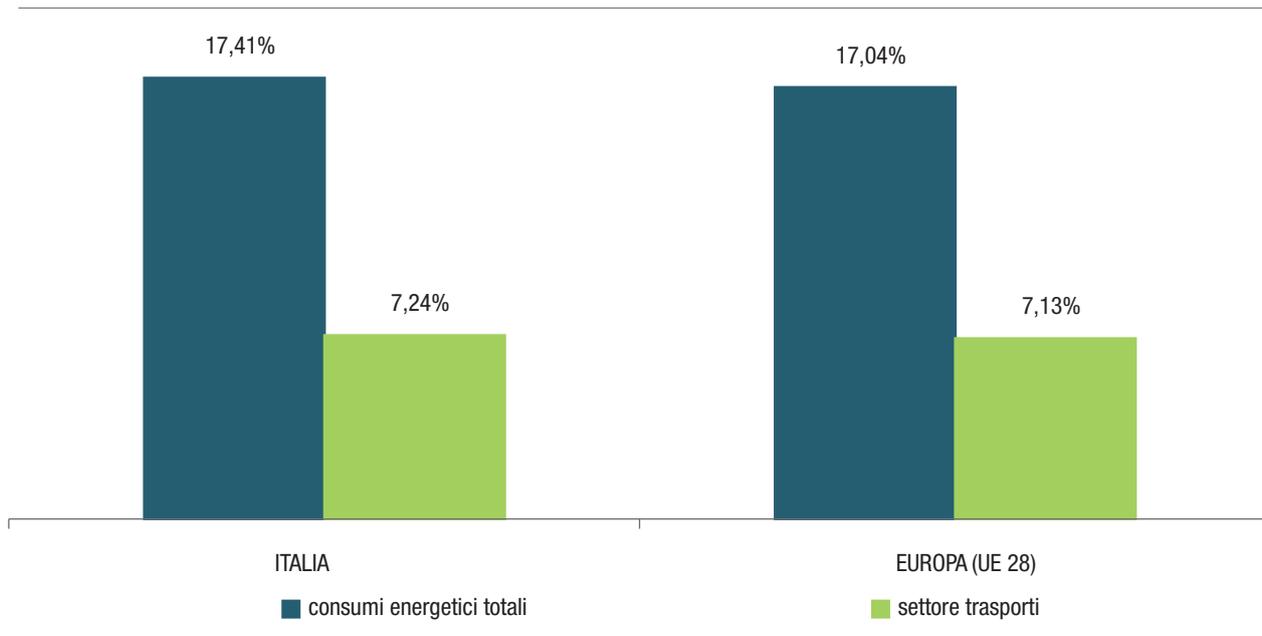
g/km, si stima<sup>1</sup> che, al 2030 la media emissiva globale del parco sarà quindi compresa tra 103 e 107 g/km, con una riduzione rispetto al 2005 del 37%. Tale stima è del tutto cautelativa, in quanto non tiene conto degli standard più stringenti che si stanno definendo a livello europeo e che porteranno ad un crescente ruolo dei veicoli zero-low emission nelle flotte di sostituzione.

<sup>1</sup> Scenario ipotizzato da ANFIA e UP elaborato sulla base dei limiti di omologazione che per i veicoli immatricolati post 2020 avrà valore medio di 95 g/km.nefici.

### C. Fonti rinnovabili nei trasporti - obiettivi al 2030

Dall'analisi dell'incidenza complessiva delle energie rinnovabili nei trasporti, gli ultimi dati disponibili mostrano come la quota Italiana abbia raggiunto nel 2016 il 7,24% (calcolato applicando i criteri e i moltiplicatori introdotti dalla Direttiva 2009/28/CE e modificati dalla Direttiva ILUC) dato di poco superiore alla media europea (UE 28).

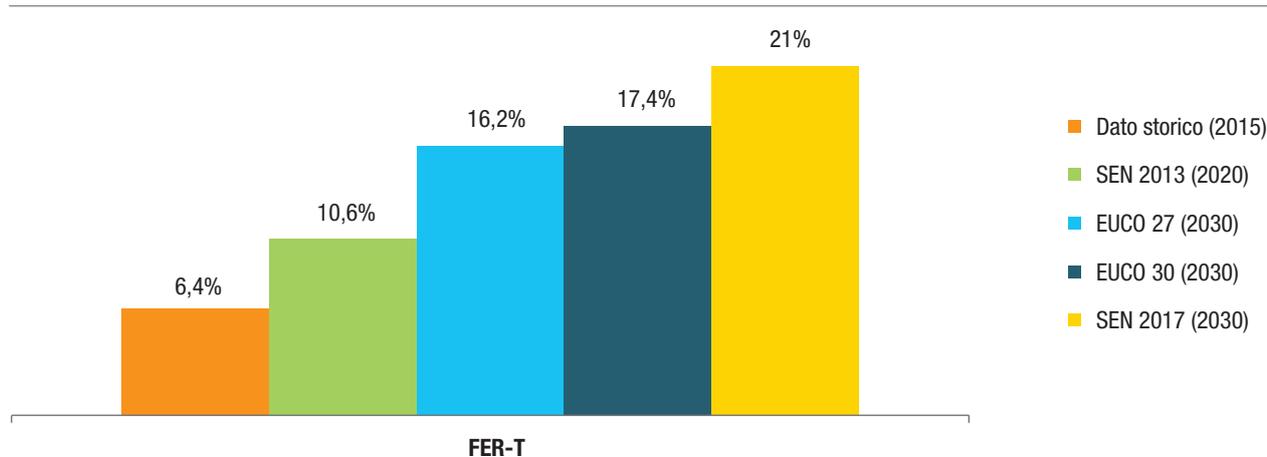
Figura 33 - Quota FER 2016 nel settore dei trasporti in Europa e in Italia (%)



Fonte: Eurostat

A livello nazionale è stata pianificata una ambiziosa *roadmap* di sviluppo delle FER nei trasporti, per il raggiungimento del 10,6% nel 2020 e del 16,2% o 17,4% nel 2030 (a seconda dello scenario considerato: EUCO 27 o EUCO 30). La Strategia Energetica Nazionale del 2017 ha innalzato tali prospettive, ponendosi l'obiettivo di raggiungere il 21% dei consumi da fonte rinnovabile al 2030, che potrà essere raggiunto con un ingente incremento degli investimenti nel settore, prevedendo contemporaneamente l'immissione in rete di una quota sempre maggiore di biocombustibili avanzati ed incrementando l'utilizzo del vettore elettrico.

Figura 34 - Evoluzione Fonti Rinnovabili nei trasporti sul consumo finale (%)



Fonte: EU Commission

Gli indirizzi dell'UE sull'utilizzo di fonti rinnovabili nei consumi finali di energia nel settore dei trasporti sono attualmente in fase di rivalutazione (la proposta è di prevedere un target del 14% al 2030). Sono infatti emerse riserve sull'utilizzo dei biocarburanti convenzionali (cosiddetti di prima generazione e cioè originati da colture in competizione con il food e il feed) che hanno spinto la Commissione Europea a formulare una proposta di revisione della Direttiva Rinnovabili (proposta RED II) che contiene modifiche di significativo impatto per l'industria oil rispetto alla legislazione esistente. I principi fondamentali su cui la Commissione ha articolato la proposta di revisione della RED II, rispondono parallelamente ad un parziale abbandono dei biocarburanti tradizionali ed una forte spinta verso i biocarburanti c.d. avanzati, prodotti da rifiuti, sottoprodotti, residui o materie prime non edibili. In termini di impatto ambientale tali alimentazioni abbattano le emissioni CO<sub>2</sub> e di particolato, e prevengono l'emissione dei gas che deriverebbe dalla naturale decomposizione dei rifiuti non trattati.

Nella sua versione definitiva la Direttiva RED II prevede un sub target per il settore del trasporto pari al 14% con una propensione forte per lo sviluppo dell'energia elettrica rinnovabile (multiple counting pari a 4 volte il contenuto energetico) e dei biocarburanti avanzati (percentuale dello 0,2% del target nei trasporti nel 2022, l'1% nel 2025 e il 3,5% nel 2030). L'uso di biocarburanti di prima generazione sarà infatti limitato ai livelli di consumo di ogni Paese al 2020, con una soglia massima del 7% rispetto al target complessivo. Inoltre per i biocarburanti ad alto rischio di cambiamento d'uso del suolo è stato previsto un phase-out a partire dal 2030, limitandone l'utilizzo già dal 2021 ai livelli medi UE del 2019.

Nella versione finale della Direttiva RED II è stato previsto il double counting per l'impiego di combustibili rinnovabili nel trasporto marittimo e aereo e il multiple counting (pari a 4 volte il contributo energetico immesso) per l'impiego dell'energia elettrica rinnovabile nei trasporti stradali.

Per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione di cui sopra, un contributo rilevante sarà certamente fornito dall'utilizzo del vettore elettrico. L'incremento di utilizzo del vettore elettrico nei trasporti, infatti, può e deve contribuire all'aumento della quota rinnovabile nel settore, anche in considerazione del fatto che le FER hanno rappresentato nel 2016 il 34% del consumo interno lordo di elettricità<sup>3</sup> e che si prevedono forti incrementi al 2030 per il raggiungimento del target previsto dalla SEN 2017.

<sup>3</sup> Fonte GSE: Monitoraggio statistico degli obiettivi nazionali e regionali sulle fonti rinnovabili di energia Anni 2012-2016.

Come detto, a livello nazionale, la SEN 2017 presenta uno scenario di sviluppo delle rinnovabili nei trasporti con un target di penetrazione del 21% al 2030, calcolato applicando i fattori moltiplicativi definiti dalle direttive UE vigenti. Per raggiungere questo obiettivo, senza ipotizzare la possibile composizione del mix energetico e quindi di una stima del contributo delle diverse fonti, la SEN ipotizza un forte incremento dell'utilizzo del biometano, il fondamentale contributo dei biocarburanti sostenibili e l'impiego sempre maggiore di energia elettrica rinnovabile nella mobilità.

In merito a quest'ultima, la Strategia Energetica Nazionale del 2017 prevede la possibilità di raggiungere un parco circolante composto da circa 5 milioni di auto elettrificate al 2030, di cui 1 milione BEV (full electric) e 4 milioni PHEV, con una corrispondente penetrazione del vettore elettrico nei trasporti pari al 5% dei consumi finali (valore circa doppio rispetto ad oggi).

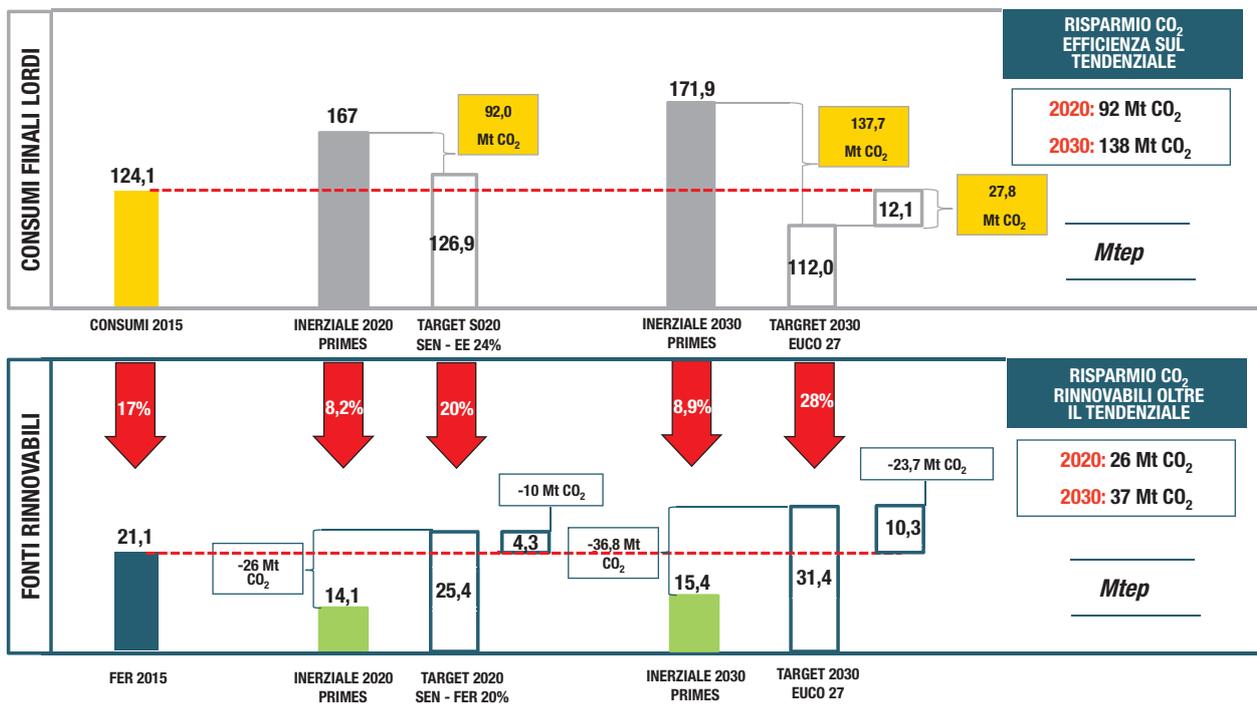
### 1.7 - Benefici della transizione low carbon per il sistema energetico italiano

L'incremento delle fonti rinnovabili e la riduzione contestuale dei consumi energetici, grazie agli interventi di efficienza energetica, porteranno importanti benefici in termini di riduzione delle emissioni gas a effetto serra e di aumento della sicurezza del sistema energetico. Nell'ultimo decennio la forte riduzione dei consumi, legata in primo luogo alla crisi economica, in secondo luogo ai fattori strutturali (gli incrementi di efficienza energetica, le riduzioni della domanda di "servizi energetici" e i cambiamenti dell'economia in direzione meno energivori), combinata con la notevole crescita della produzione di energia da fonti rinnovabili, ha determinato una significativa riduzione delle importazioni nette, che continuano comunque a rappresentare circa il 77% del fabbisogno totale. Negli ultimi tre anni si è però assistito a una inversione di tendenza, che ha fatto crescere l'import netto di circa 7 Mtep rispetto ai minimi del 2014 (corrispondenti a un +2% di dipendenza) perché insieme alla ripresa dei consumi di energia ha continuato a scendere la produzione interna di combustibili fossili.

Come evidenziato nel paragrafo precedente sia gli Scenari EUCO che lo Scenario SEN prevedono per l'Italia il soddisfacimento di circa il 28% dei consumi finali grazie alle fonti rinnovabili. Il passaggio dal 17% al 28% comporterà quindi una importante riduzione della dipendenza energetica italiana dall'estero, considerando che nel 2016 solo l'8,1% del gas naturale immesso in rete nel nostro Paese (70,9 Mld Smc) era di produzione nazionale e solo il 7,1% del petrolio nei consumi finali nazionali (52,201 M Tep) è stato estratto in Italia. In particolare nel 2017 si è raggiunto nuovo massimo riguardo la quota del gas sul totale dell'energia primaria (36,5%) e l'ulteriore flessione della produzione nazionale ha portato la dipendenza dalle importazioni a superare il 92%. Combinando questi due parametri, ovvero ponderando la dipendenza con il peso del gas nel sistema energetico, appare evidente la condizione di peculiare sensibilità del sistema energetico italiano agli eventi che riguardano il mercato del gas internazionale.

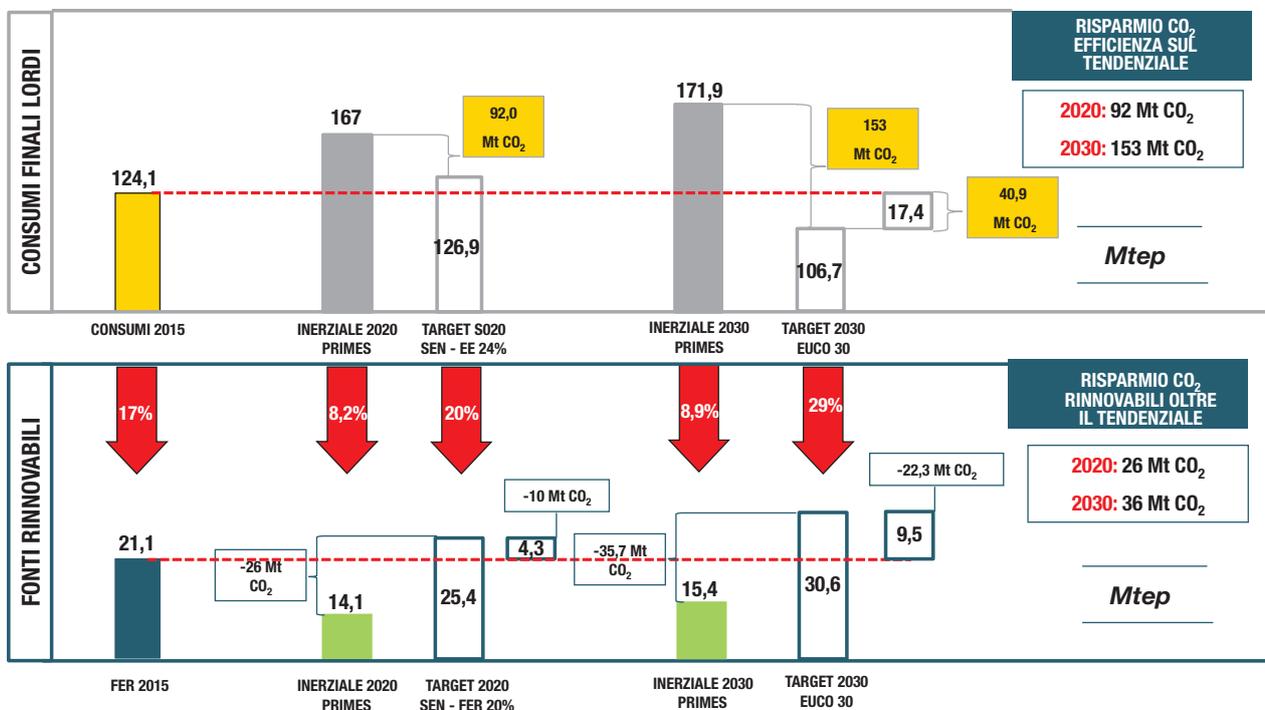
Confrontando la situazione al 2015, lo scenario a policy attuali (per quanto riguarda le FER elettriche) e gli obiettivi climatici assunti (Pacchetto 20-20-20 e SEN 2013) appare chiaro come il nostro Paese sarà in grado di raggiungere i target al 2020. Per quanto riguarda invece il raggiungimento dei target al 2030, appare chiaro che si dovranno attuare nuove misure di abilitazione per lo sviluppo delle fonti rinnovabili. In termini assoluti, lo scenario che richiederebbe un maggiore apporto di fonti rinnovabili è l'EUCO 27, visti i maggiori consumi finali da soddisfare rispetto all'EUCO 30.

Figura 35a - Scelte tecnologiche per la decarbonizzazione - Scenario EUCO 27



Burden Sharing Italia: EE 34,8% / FER 28,4%  
 Fonte: EU Commission

Figura 35b - Scelte tecnologiche per la decarbonizzazione - Scenario EUCO 30



Burden Sharing Italia: EE 37,9% / FER 28,7%  
 Fonte: EU Commission



L'EUCO 27 porterebbe il livello dell'efficienza energetica a quota 34,8%, che in termini di consumo risulterebbero pari a 112,0 Mtep. Nel caso invece si procedesse secondo l'EUCO 30, l'efficienza richiesta all'Italia sarebbe del 37,9% e i consumi finali di energia sarebbero pari a 106,7 Mtep. Per quanto riguarda l'energia da soddisfare mediante fonti rinnovabili, l'EUCO 27 porterebbe le FER a circa 31,4 Mtep e l'EUCO 30 a circa 30,6 Mtep. Visto che nel 2015 i consumi finali lordi di energia da fonti rinnovabili sono risultati di 21,14 Mtep (17,3% del totale), presupponendo teoricamente di non perdere tale produzione consolidata nei prossimi anni, si dovrebbe installare nuova capacità e/o rigenerare la capacità esistente tra il 2015 e il 2030 tale da ottenere un totale di energia pari a 10,3 Mtep nel primo caso e 9,5 Mtep nel secondo.

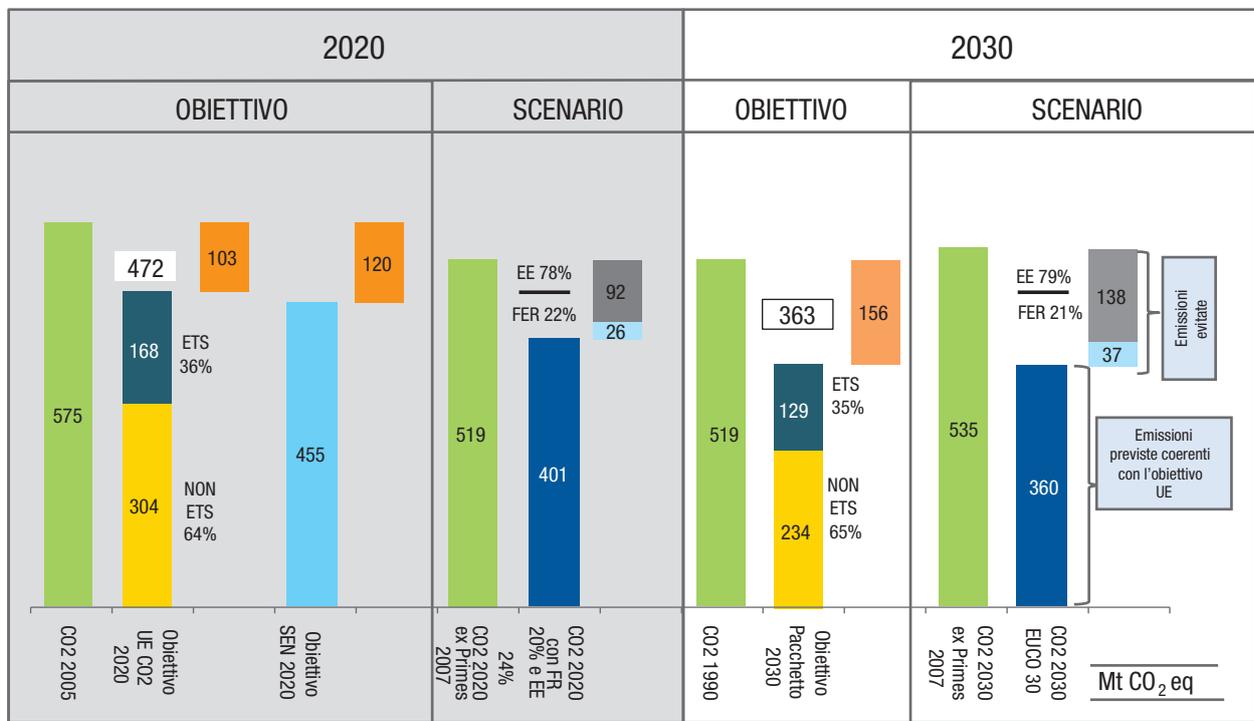
Il combinato disposto della diminuzione dei consumi finali, grazie alle politiche per l'efficienza energetica, e di aumento delle fonti rinnovabili determineranno in entrambi gli scenari europei una forte riduzione della dipendenza dall'estero per il nostro Paese e, conseguentemente, una crescita della sicurezza energetica.

Dal punto di vista dei benefici relativi alla riduzione delle emissioni in atmosfera di gas climalteranti, gli scenari individuati mostrano un sostanziale rispetto dell'obiettivo europeo al 2030, ovvero la riduzione del 40% dei gas serra rispetto al 1990.

Lo scenario EUCO 27 permetterebbe di passare dagli attuali 433 Mln ton CO<sub>2</sub>eq a 360 Mln ton CO<sub>2</sub>eq, anche oltre il target stimabile in 363 Mln ton CO<sub>2</sub>eq. Lo scenario EUCO 30, stressando maggiormente la riduzione dei consumi finali mediante politiche per l'efficienza energetica, risulta ancor più efficace nella lotta ai cambiamenti climatici, portando l'Italia ad emettere 350 Mln Ton CO<sub>2</sub>eq al 2030.

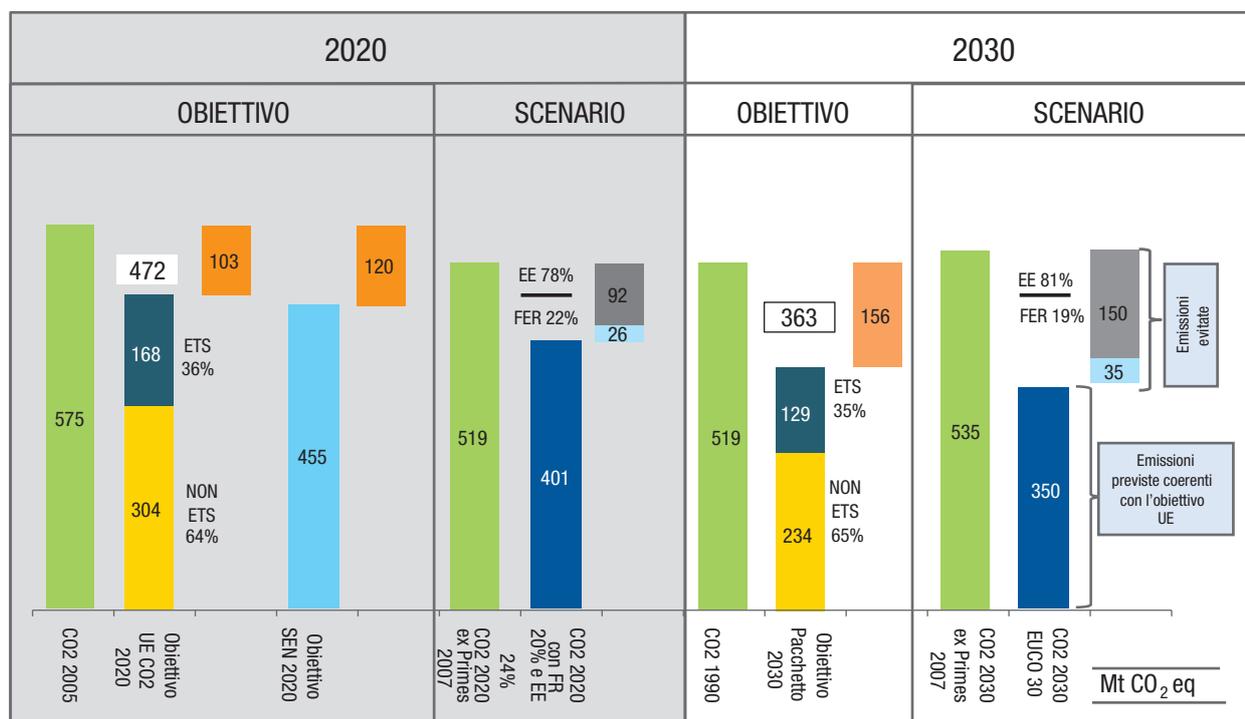
Entrambi gli scenari mostrano quindi la grande attenzione italiana, come implementazione di quella europea, alla lotta ai cambiamenti climatici nella volontà di mantenere l'innalzamento della temperatura globale al di sotto dei 2 gradi centigradi rispetto ai livelli pre-industriali, come previsto dalla COP 21 nel dicembre 2015.

Figura 36a - Percorso di de-carbonizzazione- Scenario EUCO 27



Fonte: EU Commission

Figura 36b - Percorso di de-carbonizzazione - Scenario EUCO 30



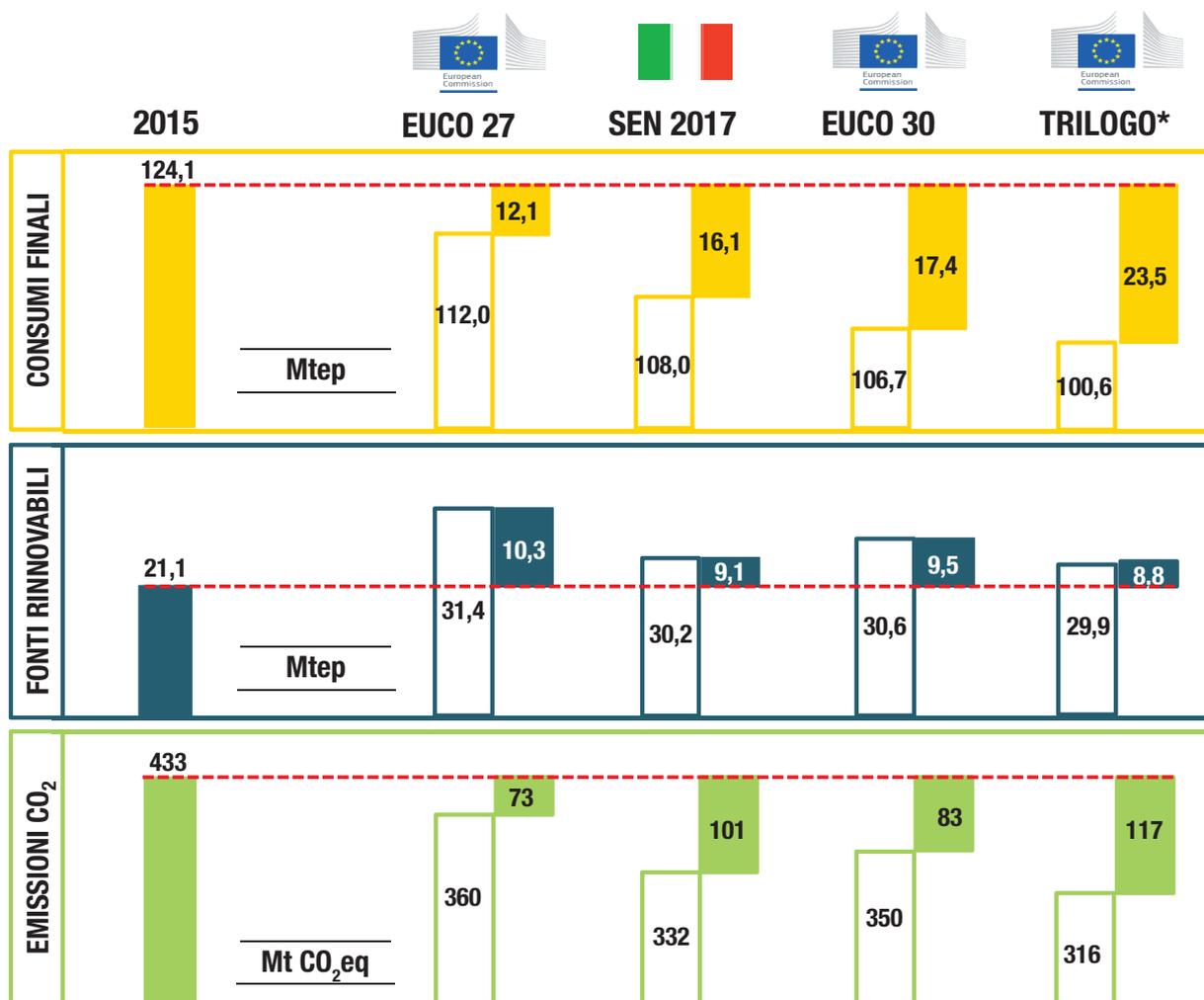
Fonte: EU Commission

Confrontando i risultati degli scenari EUCO con quelli dello Scenario della Strategia Energetica Nazionale si osserva che il Governo si sia posto in una condizione intermedia fra lo Scenario EUCO 27 e quello EUCO 30, prevedendo al contempo una maggiore riduzione delle emissioni grazie alla chiusura anticipata delle centrali alimentate a carbone, prevista per il 2025.

La SEN 2017 prevede infatti al 2030 una diminuzione dei consumi finali pari a 16,1 Mtep, un aumento della quota da fonte rinnovabile nei consumi finali pari a 9,1 Mtep e una riduzione delle emissioni climalteranti pari a 101 Mton CO<sub>2</sub> (Fig. 37).

Immaginando che lo sviluppo delle energie rinnovabili sostituisca la generazione di energia da gas naturale (coefficiente di emissione equivalente a 2,3 tCO<sub>2</sub>/tep), si possono stimare in circa 21 Mton CO<sub>2</sub> le emissioni evitate nel 2030 (147 Mton CO<sub>2</sub> cumulate nel periodo 2018-2030). Considerando però che la Strategia Energetica Nazionale del 2017 prevede la chiusura anticipata al 2025 degli impianti alimentati a carbone, si può prevedere la sostituzione di tali impianti più inquinanti (fattore di emissione di 3,98 tCO<sub>2</sub>/tep) con la nuova energia green. In tal caso le emissioni evitate nel 2030 grazie allo sviluppo delle fonti rinnovabili risulterebbero pari a 36,2 Mton CO<sub>2</sub> (253 Mton CO<sub>2</sub> cumulate nel periodo 2018-2030).

Per quantificare i benefici economici derivanti dalla riduzione delle emissioni evitate grazie allo sviluppo delle energie rinnovabili nello scenario SEN 2017 si può considerare la valorizzazione della CO<sub>2</sub> derivante dalle aste ETS e dal *Cost of Carbon* sociale.

**Figura 37 - Confronto Scenari EUCO e SEN al 2030**


\* Le valutazioni relative al Trilogo CEP considerano lo scenario nazionale EUCO +33 per il raggiungimento del target sull'efficienza energetica e le disposizioni del Regolamento Governance per quanto riguarda la quota rinnovabile italiana funzionale al raggiungimento dell'obiettivo medio europeo.

Fonte: EU Commission, MISE

Il prezzo medio delle quote di emissione è risultato estremamente variabile negli ultimi anni, passando dai circa 7 €/TonCO<sub>2</sub> del 2015 ai 5,26 €/TonCO<sub>2</sub> nel 2016 e ai 5,76 €/Ton CO<sub>2</sub> nel 2017, ma con una risalita nell'ultimo trimestre. In via cautelativa, considerando nel periodo 2018-2030 un valore delle emissioni paragonabile a quanto avuto nel 2017, si può ottenere che il minimo valore economico cumulato al 2030 derivante dalla riduzione delle emissioni per effetto delle energie rinnovabili risulterebbe pari a circa 1,5 Mld € (0,8 Mld € nel caso si considerasse la sostituzione del gas naturale).

Per raggiungere gli obiettivi climatici assunti nell'accordo di Parigi, studi scientifici pongono una possibile evoluzione del costo delle emissioni in atmosfera di gas serra fino a raggiungere un livello di 30 €/TonCO<sub>2</sub><sup>4</sup>. Ipotizzando un tale valore delle quote costante in tutto il periodo di riferimento già a partire dal 2018, si può ottenere la massima valoriz-

<sup>4</sup> Studio congiunto del gestore della rete elettrica francese (Rte) e dell'Agenzia francese per l'Ambiente e il controllo dell'Energia (Ademe).

zazione teorica delle emissioni evitate grazie alle fonti rinnovabili, la quale potrebbe raggiungere i 7,6 Mld € cumulati al 2030 (4,4 Mld € nel caso si considerasse la sostituzione del gas naturale).

Considerando invece un percorso crescente del prezzo delle quote, che raggiunga i 10 €/Ton CO<sub>2</sub> nel 2020, i 15 €/Ton CO<sub>2</sub> nel 2025 e i 30 €/Ton CO<sub>2</sub> nel 2030, le emissioni evitate grazie alla diffusione delle energie rinnovabili potrebbero portare un beneficio cumulato al 2030 pari a 5 Mld € (2,9 Mld € nel caso si considerasse la sostituzione del gas naturale).

In ultima analisi la valorizzazione delle emissioni evitate può essere operata attraverso il costo sociale del carbonio pubblicato dalla Commissione Europea nello studio *Climate Change and Major Projects*<sup>5</sup>. In tale analisi il *Carbon Shadow Price* equivale a 35€/tCO<sub>2</sub> nel 2015, 40 €/tCO<sub>2</sub> nel 2020, 52 €/tCO<sub>2</sub> nel 2030 e 75 €/tCO<sub>2</sub> nel 2040. In tal caso le emissioni evitate nel periodo 2018-2030 grazie allo sviluppo delle energie rinnovabili nello scenario SEN 2017 risulterebbero pari ad un beneficio di 12 Mld € (7 Mld € nel caso si considerasse la sostituzione del gas naturale).

---

<sup>5</sup> [https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/major\\_projects\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/major_projects_en.pdf)



## 2. Analisi della filiera italiana delle rinnovabili e stima del potenziale di crescita

La filiera italiana di produzione di impianti rinnovabili ha subito negli ultimi anni una considerevole contrazione per via della crisi europea e della successiva fase di stagnazione economica, corredata dalla crescente competizione dei paesi in via di sviluppo. Considerati gli investimenti che verranno sviluppati nei prossimi anni per rispettare le importanti sfide ambientali, in Italia come nel resto del mondo, sarebbe importante procedere alla definizione di politiche attive di promozione dell'offerta tecnologica e della ricerca in campo energetico, così da sostenere la vocazione manifatturiera del nostro Paese.

Nei seguenti paragrafi si propone una fotografia delle eccellenze nel campo della ricerca e sviluppo delle energie rinnovabili, la mappatura attuale della filiera tecnologica di produzione di *equipment* per gli impianti e le sue potenzialità in funzione degli investimenti necessari al raggiungimento dei nuovi obiettivi climatici al 2030 nel solo contesto nazionale. Tale valutazione è operata partendo da una analisi di impatto economico, che compara i costi associati alla produzione di energia da fonti rinnovabili ed i benefici in termini ambientali, di PIL e occupazione, che si potrebbero ottenere nel caso i nuovi investimenti venissero soddisfatti dalla produzione nazionale.

### 2.1 - Ricerca e Sviluppo nel campo delle tecnologie rinnovabili in Italia

La diffusione delle fonti energetiche rinnovabili in Italia richiede un impegno crescente di innovazione per nuove soluzioni tecnologiche per favorire lo sviluppo e l'integrazione delle FER nel sistema energetico, migliorare il recupero del sottosuolo, ottimizzarne l'efficienza di utilizzo e, di conseguenza, limitare i danni all'ambiente.

La panoramica delle principali tecnologie rinnovabili - realizzate da ENEA e CNR, contenuta in questo rapporto (*vedi allegato*) e in continuo aggiornamento- vuole mettere in evidenza l'offerta di *know how* a disposizione del sistema produttivo nazionale nonché i risultati delle attività di ricerca.

L'obiettivo strategico è quello di contribuire alla costituzione di una vera e propria filiera industriale delle energie rinnovabili in Italia, preziosa opportunità per il nostro Paese, capace di garantire effetti positivi in termini economici ed occupazionali.

In questa prospettiva, diventano fondamentali alcune azioni. Si tratta, in particolare, di attivare processi di trasferimento di conoscenze verso le imprese, di favorire la cooperazione tra queste e il sistema della ricerca nonché di incentivare l'uso delle nuove tecnologie per consentire innovazioni di processo e di prodotto, con il risultato di trasformare i traguardi della ricerca tecnologica in attività imprenditoriali.

Essenziale è, dunque, la sinergia tra mondo scientifico e sistema industriale per sviluppare tecnologie funzionali alle esigenze della domanda che viene dagli sviluppatori degli impianti e capaci di reggere la sfida concorrenziale con i produttori internazionali.

I centri di ricerca e le università possono contribuire - con le competenze e le risorse di cui dispongono - a costruire un nuovo modello di produzione e di uso sostenibile dell'energia all'interno del quale le fonti rinnovabili possano assumere un ruolo determinante, come fattore di sviluppo e di spinta al rilancio della competitività del sistema Italia.

**Tabella 6 - Principali tecnologie rinnovabili realizzate da ENEA, RSE e CNR**

<b>FORTE RINNOVABILE</b>	<b>TECNOLOGIE</b>
ENERGIA SOLARE	36
ENERGIA EOLICA	1
ENERGIA GEOTERMICA	4
BIOMASSE E RIFIUTI	8
BIOCARBURANTI	5
BIOGAS E BIOMETANO	7
ACCUMULI E INTEGRAZIONE FER NELLA RETE	23
IDROGENO	7
CARBON CAPTURE AND STORAGE	1
MOTO ONDOSO	3
PROGETTI TRASVERSALI	22

Fonte: elaborazioni Confindustria

La tabella precedente evidenzia il grande lavoro messo in campo da ENEA, RSE e CNR sull'energia rinnovabile, con attività di ricerca, sviluppo e qualificazione di componenti nonché di sperimentazione di prototipi e di materiali e di progettazione e realizzazione di impianti solari di dimensione diversa, con collaborazioni nazionali e internazionali.

Altro tema di interesse prioritario è lo sviluppo di tecnologie innovative per lo stoccaggio temporaneo di energia (sistemi di accumulo dell'energia). La ricerca - condotta anche in collaborazione con diverse aziende - si è concentrata soprattutto sull'utilizzo ottimale delle differenti tipologie di fonti di energia disponibili, in particolare eolico, fotovoltaico e idroelettrico.

La possibilità di immagazzinare temporaneamente l'energia prodotta in eccesso o l'assorbimento di picchi di utilizzo è infatti fondamentale. Questo approccio consente soprattutto di aumentare il numero di ore di esercizio degli impianti nonché di ridurre i consumi di energia da fonte fossile e il relativo impatto ambientale.

Da quanto fin qui sintetizzato emerge che la sfida che il nostro Paese deve affrontare e vincere è lo sviluppo di un sistema integrato ricerca-industria, con un maggior contatto e coordinamento tra ricerca e produzione in grado di accelerare l'introduzione sul mercato di nuove tecnologie e prodotti.

Confindustria sta lavorando per favorire la collaborazione strutturale tra imprese, centri di ricerca pubblici e privati e altri soggetti (università, cluster tecnologici, incubatori, ecc.) e per promuovere la creazione di una piattaforma nazionale per *Open Science* nel Paese che consideri anche altri ambiti tecnologici.

## 2.2 - Filiera del valore degli impianti per la generazione di energia rinnovabile

Le fonti rinnovabili occupano circa 1.100.000 persone nell'UE e cubano per l'85% degli investimenti europei nella generazione elettrica. L'UE è leader globale nell'energia eolica, sebbene abbia perso la *leadership* nella produzione di pannelli solari.

Le imprese europee attualmente detengono il 40% dei brevetti per le tecnologie di generazione di energia da fonte rinnovabile<sup>1</sup> e sono leader nei seguenti settori chiave:

- **Eolico off-shore**, con la produzione del 43% di tutte le turbine vendute nel mondo da parte delle principali aziende manifatturiere europee.
- **Il solare a concentrazione**, con diverse figure europee coinvolte a vario titolo nei progetti sviluppati nel mondo e un ambizioso target di riduzione del costo della tecnologia al 2020.

Il settore delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) in Italia soffre oggi di un rallentamento dei trend di sviluppo, in funzione di una crescita concentrata nel periodo 2007 – 2012 dovuta principalmente all'adozione di politiche incentivanti che gravano tutt'ora sulle bollette dei cittadini.

Tale sviluppo ha inoltre costituito un volano per i produttori di *equipment* localizzati all'estero, e non per l'industria italiana che ha sofferto la concorrenza di mercati più competitivi come quello asiatico e americano.

Tuttavia nello scenario attuale, le fonti rinnovabili, sia per l'Unione Europea che su scala globale, sono ancora oggetto di ulteriori ed ambiziosi obiettivi di sviluppo. La stessa Strategia Energetica Nazionale, approvata a novembre 2017 dal Ministero dello Sviluppo Economico, pone l'accento sullo sviluppo delle FER in Italia e presenta ambiziosi target al 2030 (rinnovabili elettriche al 55% e rinnovabili termiche al 30%).

Si preannuncia quindi una possibile ripresa del *trend* di crescita di tali fonti che potrebbe giovare alla filiera italiana di *equipment* nel caso in cui quest'ultima sappia cogliere tale opportunità per rinnovare la propria offerta e renderla più competitiva.

Lo sviluppo del settore della componentistica per le fonti rinnovabili porterebbe, inoltre, a effetti positivi sui settori industriali a monte (produttori di materie prime e semilavorati) e a valle (es. installatori, aziende di servizi O&M). In particolare tale crescita comporterebbe un consolidamento del settore degli installatori e dei manutentori già presente nel panorama industriale italiano con più di 50 mila occupati e con un valore aggiunto per il sistema Italia di diversi miliardi di euro (5 mld€, analisi condotta da GSE nel 2015).

Nei capitoli seguenti viene declinato lo status attuale dell'industria italiana con riferimento alla componentistica relativa alle fonti rinnovabili, in termini di offerta specifica, dimensione economica ed occupazionale.

Tale mappatura è da considerarsi come punto di partenza per comprendere il potenziale di sviluppo di tale settore industriale e le possibili azioni di sistema per rafforzarlo.

L'analisi è stata sviluppata secondo due approcci, il primo *bottom-up*, attraverso la consultazione delle associazioni di Confindustria operanti nel settore delle fonti rinnovabili, e il secondo *top-down*, attraverso l'osservazione della bilancia commerciale (import-export) relativamente ai codici merceologici afferenti alle tecnologie rinnovabili.

<sup>1</sup> Energy Union Communication (COM(2015) 80 final)

## 2.2.1 - Definizione filiere tecnologiche e relative componenti

### A. Rinnovabili Elettriche

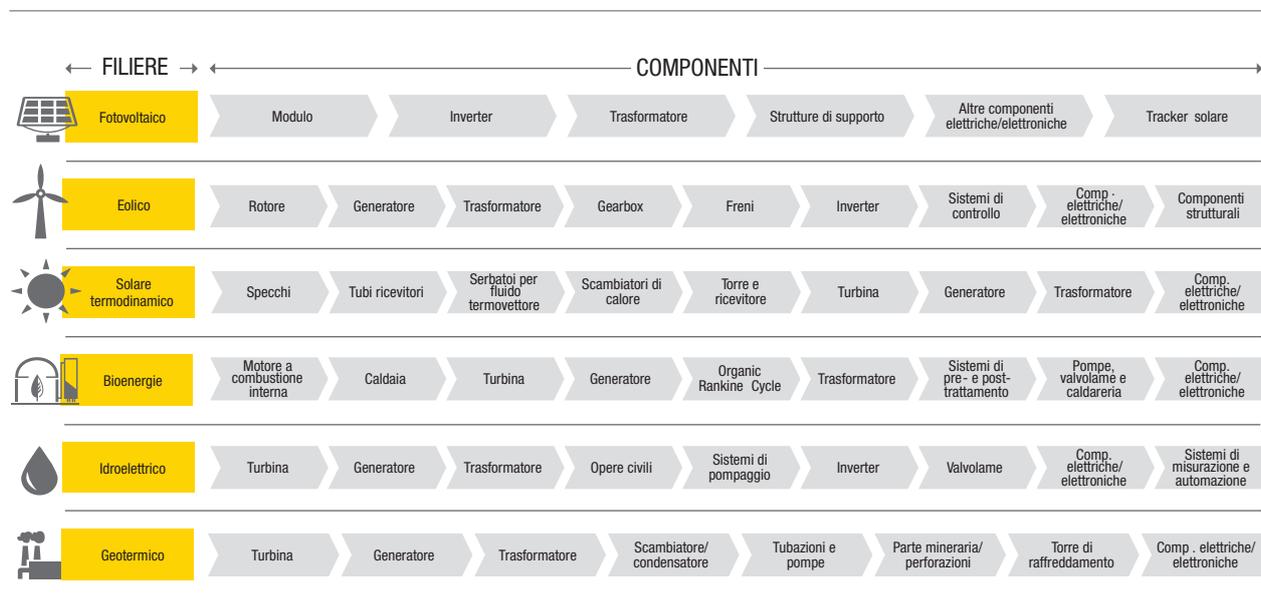
In accordo con le associazioni del sistema Confindustria, sono state definite le filiere elettriche presenti nel panorama italiano e per ciascuna di esse sono state considerate le principali componenti sulla base dei seguenti *driver*:

Importanza strategica della componente all'interno dell'impianto;

Valore economico della componente sul valore totale dell'impianto.

Nella seguente Figura per ogni filiera FER elettrica sono declinate le principali componenti considerate nell'analisi.

Figura 38a - Definizione filiere e relative componenti



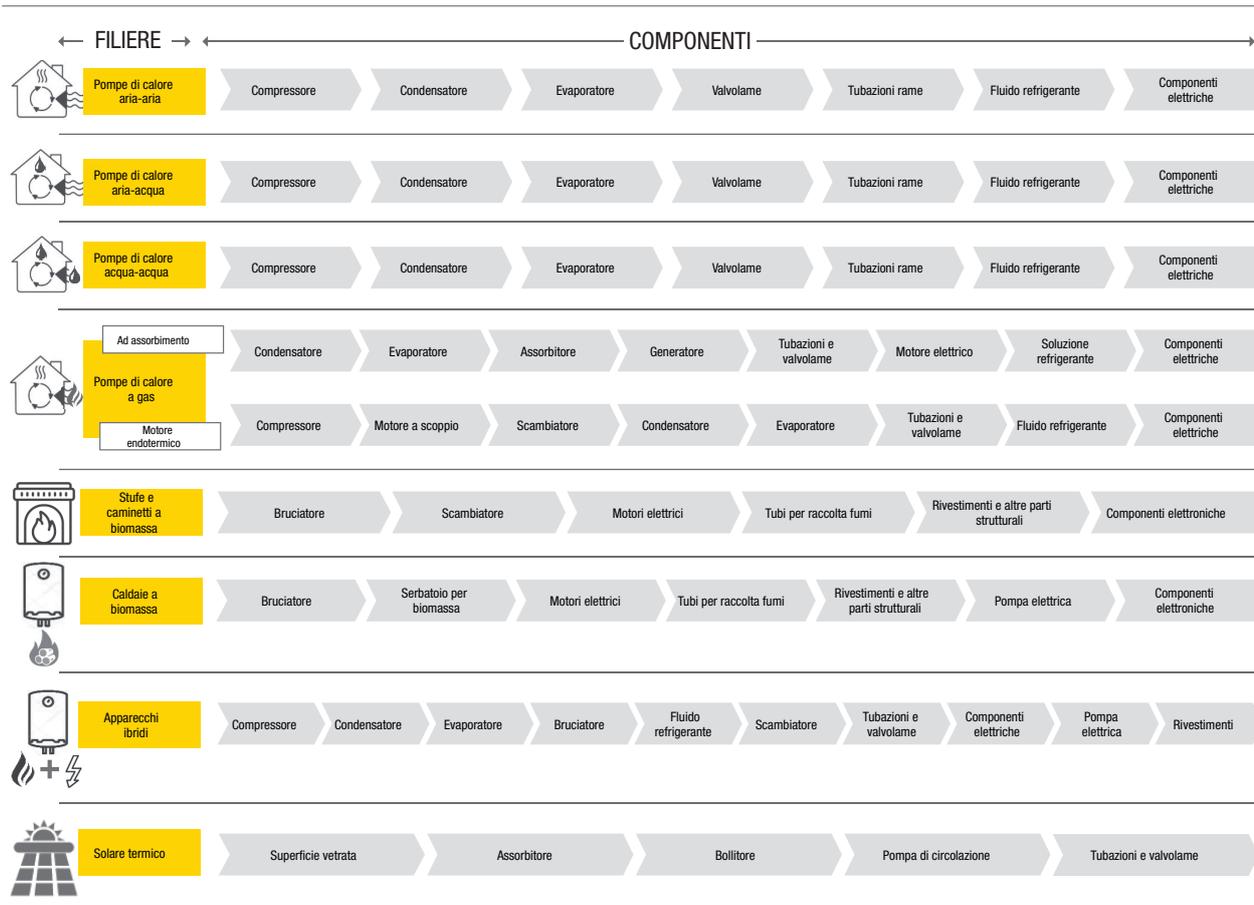
Fonte: elaborazioni Confindustria

### B. Rinnovabili Termiche

Anche per le tecnologie FER termiche sono state definite, in accordo con le associazioni all'interno di Confindustria, le filiere presenti nel panorama italiano e le relative componenti selezionate sulla base dell'importanza strategica e del valore economico.

Nella seguente figura, per ogni filiera FER termica, sono declinate le principali componenti considerate nell'analisi.

Figura 38b - Definizione delle filiere FER termiche e relative componenti principali



Fonte: elaborazioni Confindustria

### 2.2.2 - Percorso metodologico dell'analisi della filiera rinnovabile

L'analisi *bottom-up* della filiera italiana relativa all'equipment delle fonti rinnovabili è stata effettuata sulla base di dati forniti dalle aziende all'interno di Confindustria le quali costituiscono buona parte del panorama industriale italiano relativo a tale settore.

Di seguito vengono declinati i principali passaggi dell'analisi evidenziando le logiche con le quali si è proceduto.

Inizialmente si sono svolti incontri con tutte le Associazioni di Confindustria che presentano al loro interno aziende nel panorama delle fonti rinnovabili termiche e/o elettriche. Tali incontri sono stati finalizzati a:

- Declinare le diverse filiere da considerare nell'analisi;
- Individuare per ciascuna tecnologia le principali componenti;
- Condividere la metodologia di raccolta dati delle aziende coinvolte nello studio.

In tale fase istruttoria si sono svolti anche incontri con alcune aziende in modo da avere un riscontro più diretto e specifico sui punti sopra citati.

È stata poi condivisa con tutte le associazioni la metodologia di raccolta informazioni del questionario al fine di ricevere dati strutturati e coerenti tra loro. Tali questionari sono stati suddivisi in due sezioni in base alla tipologia di informazioni richieste alle aziende:

- La prima parte relativa a informazioni di carattere generale quali il numero dipendenti, il fatturato annuo, i mercati principali di interesse, ecc.
- La seconda parte relativa ad informazioni specifiche per ogni tecnologia (es. fotovoltaico, eolico, pompe di calore, ecc.) e tipologia di azienda (es. produttrice di componenti, produttrice di impianti chiavi in mano, ecc.) riguardanti:
  - ✓ Fatturato relativo a componenti/impianti venduti,
  - ✓ Percentuale *export* del fatturato,
  - ✓ Area geografica di produzione/nazionalità del fornitore.

Successivamente i questionari sono stati inviati, con il supporto delle associazioni di Confindustria, a tutte le aziende di interesse per l'analisi.

Infine si è proceduto con l'analisi dei dati ricevuti al fine di presentare una mappatura delle filiere italiane relative alle diverse tecnologie FER che viene declinata nei seguenti capitoli.

Si sottolinea che in tutto il percorso dell'analisi sono stati rispettati i vincoli di *privacy* verso le aziende richiesti dalle associazioni.

Oltre alla mappatura operata a livello diretto (bottom-up), si è proceduto ad una ulteriore analisi indiretta (top-down) con riferimento alle sole rinnovabili elettriche, utilizzando le informazioni derivanti dai valori delle classificazioni merceologiche (NC8<sup>2</sup>).

Nella suddetta analisi la stima annuale del valore del "Mercato Interno" è determinata in funzione di:

- a) nuova capacità installata ed entrata in esercizio sulla base dei dati GAUDI forniti da Terna ed elaborati da ANIE Rinnovabili, attribuendo a ciascuna delle diverse tecnologie da fonte rinnovabile la stima del valore CAPEX.
- b) totale capacità esistente sulla base della serie storica dei dati di installato, attribuendo a ciascuna delle diverse tecnologie da fonte rinnovabile la stima del valore OPEX.

Per quanto riguarda invece la stima annuale del valore di "Import" e di "Export", premesso che non esistono codici doganali specifici, si sono mappati i codici afferenti alle tecnologie del settore delle FER Elettriche, distinguendo due sottoinsiemi.

Nel primo sottoinsieme confluiscono tutti quei codici doganali per i quali si stima che la quasi totalità dei prodotti sia utilizzata esclusivamente nel settore delle FER Elettriche: tale sottoinsieme è denominato "FER al 100%".

Mentre nel secondo sottoinsieme confluiscono tutti quei codici doganali, i cui prodotti seppur impiegati nel settore delle FER Elettriche hanno come destinazione d'uso una molteplicità di altri settori: tale sottoinsieme è denominato "FER NON al 100%".

A partire da questi sottoinsiemi di codici doganali sono state elaborate le stime del valore dell'Import e dell'Export sulla base dei dati ISTAT.

---

<sup>2</sup> *Nomenclatura combinata utilizzata per la classificazione delle merci nei paesi dell'Unione Europea nelle rivelazioni del commercio estero*

### 2.2.3 - Dettaglio analisi equipment impianti rinnovabili

#### A. Fonti Rinnovabili Elettriche: analisi diretta bottom-up

Nei paragrafi successivi vengono declinate le numeriche relative al campione censito di aziende FER elettriche per l'anno 2016.

##### I. FOTOVOLTAICO

Il campione censito nella filiera fotovoltaica è molto limitato e i relativi fatturati denotano una struttura produttiva costituita, con eccezione di un'azienda che produce i *tracker* solari e una che produce inverter, da aziende di dimensioni molto ridotte e caratterizzate da una produzione prevalentemente ubicata nel territorio italiano. Al tempo stesso, l'*export* per i produttori di componenti è rilevante e rappresenta l'80% del fatturato totale.

Infine, la produzione di impianti chiavi in mano per le aziende in esame, è caratterizzata da impianti di taglia inferiori ai 500 kW.

Tabella 7 - Produttori componenti – Fotovoltaico

Componenti	# aziende	# pezzi venduti	Fatturato (€)	% export su Fatturato	% VdP prodotta in Italia
Modulo	2	85.000	10.580.000	5%	49%
Inverter	3	Non ricevuti	60.000.000	90%	98%
Trasformatore	1	50	500.000	60%	40%
Strutture di supporto	2	1.080	27.000.000	63%	26%
Componenti elettriche ed elettroniche	6	11.634	9.154.329	75%	87%
Tracker	1	Non ricevuti	43.800.000	96%	100%
TOTALE	12*	97.764	151.034.329	80%	82%

\*Alcune aziende producono diverse tipologie di componenti.

Fonte: elaborazioni Confindustria

Tabella 8 - Produttori impianti chiavi in mano – Fotovoltaico

Nome azienda	# impianti venduti	Fatturato (€)	% export su Fatturato	% VdP prodotta in Italia
G	30	3.000.000	10%	70%
H	52	2.900.000	0%	100%
K	20	1.000.000	0%	0%
L	1	830.000	0%	100%
TOTALE	103	7.730.000	4%	75%

Fonte: elaborazioni Confindustria

##### II. EOLICO

Il campione censito è costituito da 17 aziende, di cui 8 produttrici di componenti e 9 produttrici di impianti chiavi in mano. L'offerta dei produttori di componenti è caratterizzata dalla presenza di un solo produttore di trasformatori, 2 produttori di inverter, 2 di gearbox e 3 produttori di componenti elettriche, tutti di piccole dimensioni in termini di fatturato eccezion fatta per una azienda produttrice di gearbox che rappresenta il 94% del fatturato complessivo dei

produttori di componenti. Le 9 aziende produttrici di impianti hanno anch'esse dimensioni modeste in termini di fatturato con una limitata attività di export e una taglia media degli impianti prodotti inferiore ai 500 kW.

**Tabella 9 - Produttori componenti – Eolico**

Componenti	# aziende	# pezzi venduti	Fatturato (€)	% export su Fatturato	% VdP prodotta in Italia
Rotore					
Generatore					
Trasformatore	1	Non ricevuto	500.000	60%	40%
Gearbox	2	73.238	121.882.223	100%	60%
Freni					
Inverter	2	384	4.100.000	39%	100%
Sistemi di controllo					
Altre componenti elettriche/elettroniche	3	76	1.280.000	0%	81%
Componenti strutturali					
<b>TOTALE</b>	<b>8</b>	<b>73.698</b>	<b>127.762.223</b>	<b>97%</b>	<b>61%</b>

Fonte: elaborazioni Confindustria

**Tabella 10 - Produttori impianti chiavi in mano – Eolico**

Nome azienda	# impianti venduti	Fatturato (€)	% export su Fatturato	% VdP prodotta in Italia
Q	97	57.500.000	Non ricevuto	70%
G	64	15.400.000	11%	70%
H	20	5.400.000	0%	100%
U	11	4.788.000	85%	80%
V	4	1.204.350	Non ricevuto	100%
W	5	5.170.000	Non ricevuto	100%
Z	7	94.397.838	0%	4%
AA	96	28.160.000	Non ricevuto	100%
AB	7	1.746.000	0%	100%
<b>TOTALE</b>	<b>311</b>	<b>213.766.188</b>	<b>21%</b>	<b>47%</b>

Fonte: elaborazioni Confindustria

### III. SOLARE TERMODINAMICO

Nel panorama italiano per la filiera del solare termodinamico sono state tracciate 2 aziende di dimensione medio-piccola con un fatturato complessivo inferiore a 50 M€ e una produzione interamente realizzata in Italia.

La prima azienda produce tubi ricevitori per la tecnologia del solare termodinamico a collettori parabolici lineari totalizzando un fatturato di 10 M€ nel 2016 con un export del 100%, mentre la seconda azienda produce impianti chiavi in mano di cui però non disponiamo di dati economici.

Tabella 11 - Produttori componenti – Solare termodinamico

Componenti	# aziende	# pezzi venduti	Fatturato (€)	% export su Fatturato	% VdP prodotta in Italia
Specchi					
Tubi ricevitori	1	15.379	10.774.501	100%	100%
Serbatoi per fluido termovettore					
Scambiatori di calore					
Torre e ricevitore					
Turbina					
Generatore					
Trasformatore					
Componenti elettriche/elettroniche					
TOTALE	1	15.379	10.774.501	100%	100%

Fonte: elaborazioni Confindustria

## IV. BIOENERGIE

Il campione censito per la filiera delle bioenergie comprende 6 aziende di cui 2 aziende di dimensioni significative (fatturato maggiore di 50 M€).

La filiera dei produttori di componenti si limita alle componenti elettriche ed elettroniche e all'Organic Rankine Cycle, mentre gli impianti prodotti sono tutti di taglia inferiore a 1 MW.

Tabella 12 - Produttori componenti – Bioenergie

Componenti	# aziende	# pezzi venduti	Fatturato (€)	% export su Fatturato	% VdP prodotta in Italia
Motore a combustione interna					
Caldaia					
Turbina					
Generatore					
ORC	1	Non ricevuti	Non ricevuti	54%	10%
Trasformatore					
Sistemi di pre e post trattamento					
Pompe, valvolame e caldareria					
Altre componenti elettriche/elettroniche	2	40	1.300.000	27%	86%
TOTALE	2*	40	1.300.000	27%	86%

\*Alcune aziende producono diverse tipologie di componenti.

Fonte: elaborazioni Confindustria

**Tabella 13 - Produttori impianti chiavi in mano – Bioenergie**

Nome azienda	# impianti venduti	Fatturato (€)	% export su Fatturato	% VdP prodotta in Italia
AD	130	180.000.000	30%	100%
Q	Non ricevuto	80.000.000	Non ricevuto	70%
G	15	5.000.000	50%	70%
H	3	1.650.000	Non ricevuto	100%
TOTALE	148	266.650.000	31%	90%

Fonte: elaborazioni Confindustria

#### V. IDROELETTRICO

La struttura produttiva della filiera idroelettrica censita è caratterizzata da aziende molto ridotte in termini di fatturato, ad eccezione di un costruttore di impianti.

In base ai dati raccolti, la filiera dei produttori di componenti è caratterizzata dalla presenza di sole 4 aziende produttrici di componenti: 2 produttrici di componenti elettriche, una che produce turbine e una che opera nella produzione di sistemi di misurazione e automazione con un fatturato complessivo inferiore ai 5 M€.

La taglia media degli impianti idroelettrici prodotti è inferiore a 5 MW e i fatturati delle relative aziende modesti ad eccezione di produttore con fatturato di circa 50 M€.

**Tabella 14 - Produttori componenti – Idroelettrico**

Componenti	# aziende	# pezzi venduti	Fatturato (€)	% export su Fatturato	% VdP prodotta in Italia
Turbina	1	100	800.000	100%	100%
Generatore					
Trasformatore					
Opere civili					
Sistemi di pompaggio					
Inverter					
Valvolame					
Componenti elettriche/elettroniche	2	215	2.400.000	48%	99%
Sistemi misurazione e automazione	1	20	100.000	100%	100%
TOTALE	4	335	3.300.000	62%	99%

Fonte: elaborazioni Confindustria

**Tabella 15 - Produttori impianti chiavi in mano – Idroelettrico**

Nome azienda	# impianti venduti	Fatturato (€)	% export su Fatturato	% VdP prodotta in Italia
AE	12	49.820.000	63%	27%
L	1	4.500.000	Non ricevuto	100%
AF	4	3.000.000	Non ricevuto	100%
TOTALE	17	57.320.000	63%	37%

Fonte: elaborazioni Confindustria

## VI. GEOTERMICO

La filiera del geotermico censita è costituita da i 2 produttori di impianti chiavi in mano tra cui si distingue un'azienda di grandi dimensioni la cui produzione è interamente italiana e con fatturato pari a 190 milioni di euro relativamente alla vendita di impianti geotermici di piccola taglia (< 1MW).

**Tabella 16 - Produttori impianti chiavi in mano – Geotermico**

Nome azienda	# impianti venduti	Fatturato (€)	% export su Fatturato	% VdP prodotta in Italia
AD	130	190.000.000	30%	100%
AH	3	20.000.000	100%	0%
TOTALE	133	210.000.000	37%	90%

Fonte: elaborazioni Confindustria

Per quanto riguarda in particolare la geotermia ad emissioni zero, ovvero gli impianti che prevedono la totale reiniezione del fluido, l'Italia risulta essere *leader*, insieme a tedeschi e israeliani ma nessun impianto di detta tipologia è mai stato finora realizzato in Italia.

## VII: PRINCIPALI RISULTANZE DEL CAMPIONE CENSITO DELLE RINNOVABILI ELETTRICHE

Il campione analizzato relativo alle fonti rinnovabili elettriche in Italia è molto limitato, solo 32 aziende di cui:

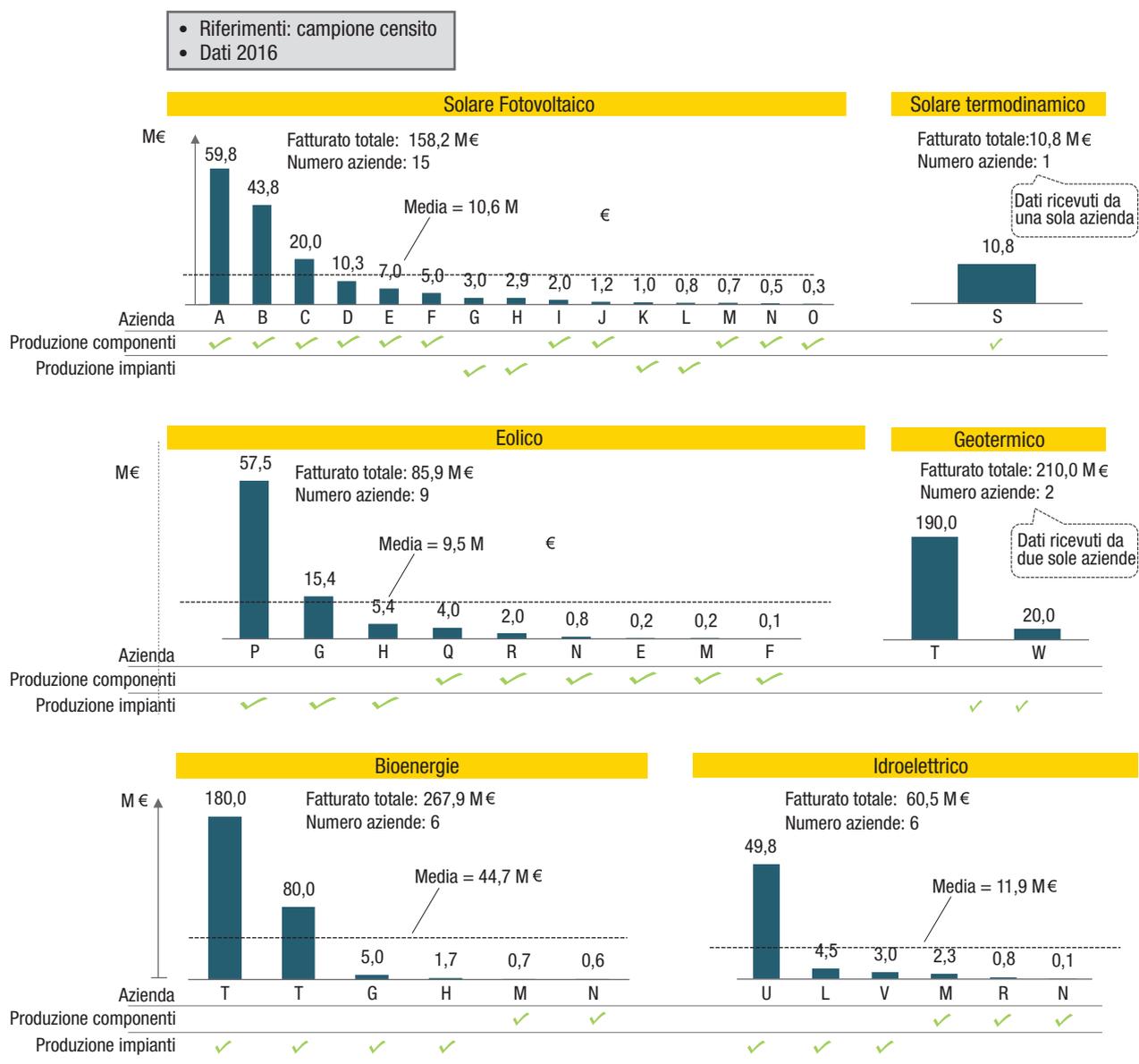
- 17 produttori di componenti,
- 15 produttori di impianti chiavi in mano.

Con riferimento al campione censito e all'anno 2016, il fatturato complessivo è di modeste dimensioni e raggiunge circa il miliardo di euro. In particolare, le tecnologie con il maggior peso in termini di fatturato sono l'eolico e le bioenergie rispettivamente con 341,5 M€ e 267,9 M€, seguite dal geotermico con 210,0 M€ e dal solare fotovoltaico con 158,7 M€.

Nella figura seguente sono riportate le numeriche relative ai fatturati delle aziende censite specificando in quali filiere operano e distinguendo le aziende produttrici di componenti da quelle produttrici di impianti chiavi in mano. I nomi delle aziende, non essendo disponibili per motivi di *privacy*, sono rappresentati da lettere (Fig. 39a).

Le aziende produttrici di componenti si occupano principalmente di componentistica di supporto come la componentistica elettrica ed elettronica (es. quadri elettrici, cavi, teleruttori, ecc.) ad eccezione di qualche azienda specializzata nella produzione di componenti specifiche per il solare fotovoltaico quali i moduli e gli *inverter* e per il solare termodinamico con la produzione di tubi ricevitori.

Le aziende produttrici di impianti chiavi in mano sono le maggiori in termini di fatturato e, considerando i relativi fatturati e numero impianti venduti, si può concludere che la loro produzione sia limitata a impianti di piccola taglia (inferiore ai 5 MW). In particolare, per la filiera fotovoltaica ed eolica, gli impianti prodotti sono di taglia estremamente ridotta e quindi di tipo residenziale-industriale (taglia media impianto < 500 kW) ad eccezione di un numero esiguo di impianti eolici prodotti di taglia superiore ai 10 MW.

**Figura 39a - Fatturato e numero aziende per filiera FER elettrica relativamente al campione censito (anno 2016)**


Fonte: elaborazioni Confindustria

Nella seguente tabella viene mostrata la numerosità delle aziende per ogni tecnologia e la taglia media degli impianti prodotti. Si evidenzia che in tutte le filiere le aziende analizzate sono caratterizzate da dimensioni molto ridotte; infatti, il 66% del campione presenta un fatturato inferiore ai 15 M€.

Le aziende censite operano principalmente nel mercato italiano ad eccezione di alcune aziende di dimensioni rilevanti che presenta un fatturato export maggiore del 50%. Le filiere che presentano il valore di *export* maggiore in termini percentuali sono il solare fotovoltaico e la filiera idroelettrica.

Tabella 17 - Dimensionamento aziende FER elettriche e taglia impianti prodotti

	# aziende censite	# aziende con fatturato <15 M €	Taglia media impianto
Fotovoltaico	16	13	<b>Residenziale-Industriale (&lt; 500 kW)</b> 75 k €/impianto
Eolico	17	12	<b>Mini-eolico (&lt; 500 kW)</b> 700 k €/impianto
Solare termodinamico	1	1	Non ricevuti dati impianti
Bioenergie	6	4	<b>Piccola taglia (&lt; 1MW)</b> 1,8 M €/impianto
Idroelettrico	7	6	<b>Mini-idro (&lt; 5 MW)</b> 3,4 M €/impianto
Geotermico	2	0	<b>Piccola taglia (&lt; 1MW)</b> 1,6 M €/impianto
<b>Totale</b>	<b>32</b>	<b>21 (66%)</b>	<b>Impianti di piccola taglia (&lt; 5MW)</b>

Alcune aziende operano in più filiere

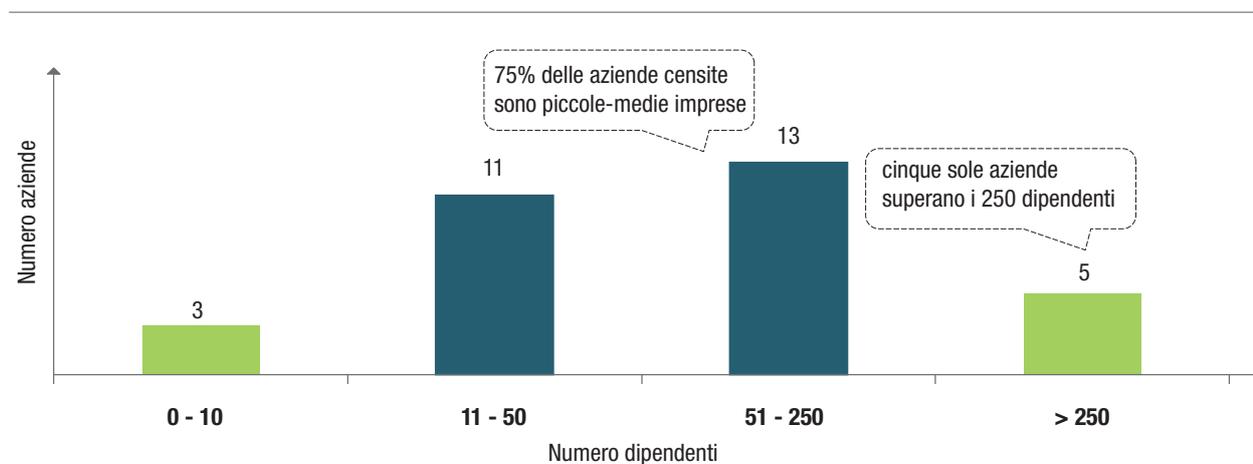
Il 66% delle aziende intervistate ha un fatturato complessivo minore di 15 M €

Fonte: elaborazioni Confindustria

Inoltre, le aziende hanno dichiarato che la produzione è localizzata principalmente in Italia (74% del fatturato complessivo della filiera FER elettrica).

Dal punto di vista occupazionale, il numero complessivo di dipendenti impiegati nella filiera delle FER elettriche censita è piuttosto esiguo e pari a circa 3.500 unità. Come mostrato nella figura seguente, la maggioranza delle aziende (75%) è di piccola e media grandezza, mentre solo poche (5) aziende superano i 250 dipendenti.

Figura 40 - Numero aziende per intervallo di numero dipendenti



Fonte: elaborazioni Confindustria

### B. Fonti Rinnovabili Elettriche: analisi indiretta top-down

Le informazioni che sono emerse dalla mappatura della filiera sono state valutate parziali rispetto alla realtà industriale italiana relativamente a diverse tecnologie per le rinnovabili elettriche, per tale ragione è stata operata una seconda valutazione per via indiretta *top-down*.

Nella seguente tabella sono indicati i codici doganali considerati prevalentemente legati al mondo delle rinnovabili elettriche e, pertanto, inseriti nel sottoinsieme “FER al 100%”.

**Tabella 18a - Codici doganali utilizzati nell’analisi indiretta - FER al 100%**

CODICI NC8 DESTINATI ALLE SETTORE FER ELETTRICHE - FER al 100%	
84101100	Turbine e ruote idrauliche, di potenza fino a 1 000 kW
84101200	Turbine e ruote idrauliche, di potenza > 1 000 e fino a 10 000 kW
84101300	Turbine e ruote idrauliche, di potenza > 10 000 kW
84109000	Parti di turbine idrauliche, ruote idrauliche compresi i regolatori
84189990	Parti di macchine e apparecchi per la produzione del freddo; di pompe di calore, n.n.a.
84834051	Riduttori, moltiplicatori e cambi di velocità, per macchine
84879090	Parti di macchine o di apparecchi non nominate ne' comprese altrove, del capitolo 84
85023100	Gruppi elettrogeni ad energia eolica
85044090	Convertitori statici (escl. del tipo utilizzato con le apparecchiature per le telecomunicazioni, le macchine automatiche per l'elaborazione dell'informazione e le loro unità nonché caricatori di accumulatori, raddrizzatori con semiconduttore cristallino e altri raddrizzatori e ondulatori)
85049099	Parti di convertitori statici, n.n.a. (escl. assiemaggi elettronici per convertitori statici del tipo utilizzato con le apparecchiature per le telecomunicazioni, le macchine automatiche per l'elaborazione dell'informazione e le loro unità)
85363010	Apparecchi per la protezione dei circuiti elettrici, per una tensione fino a 1 000 V, per una intensità fino a 16 A
85414090	Dispositivi fotosensibili a semiconduttore, incl. le cellule fotovoltaiche
85489090	Parti elettriche di macchine e apparecchi n.n.a. nel capitolo 85

Fonte: elaborazioni ANIE

Prendendo a riferimento i precedenti codici NC8 relativi alle componenti destinate integralmente agli impianti per la produzione di energia rinnovabile, emerge nell’ultimo triennio il seguente quadro:

**Tabella 19 - Analisi sottoinsieme FER 100% (Mln €)**

	2015	2016	2017	2016 vs 2015	2017 vs 2016
MERCATO INTERNO	3.539	3.442	3.552	-2,70%	3,20%
FATTURATO TOTALE	4.544	4.444	4.636	-2,20%	4,30%
ESPORTAZIONI	2.138	2.124	2.233	-0,70%	5,10%
IMPORTAZIONI	1.133	1.122	1.149	-1,00%	2,40%
BILANCIA COMMERCIALE	1.005	1.002	1.084	-0,30%	8,20%

Fonte: elaborazioni ANIE

Si reputa che il dato fatturato totale indicato nella precedente Tabella, pari a 4.636 milioni di euro nel 2017, sia una buona *proxy* del fatturato dell'industria italiana delle FER Elettriche in una valutazione della filiera in senso stretto ma sia non inclusivo di tutte le tecnologie impiegate nella realizzazione degli impianti delle FER Elettriche.

Al fine di allargare l'analisi, sono stati quindi considerati i codici doganali NC8 relativi alle componenti destinate sia ad impianti per la produzione di energia rinnovabile che ad altri settori ("FER NON al 100%").

**Tabella 18b - Codici doganali utilizzati nell'analisi indiretta - FER NON al 100%**

<b>CODICI NC8 AFFERENTI AD ALTRI COMPARTI MA APPLICABILI ANCHE ALLE FER ELETTRICHE - FER NON al 100%</b>	
70060010	Vetro da ottica in lastre, fogli o profilati, anche con strato assorbente, riflettente o non riflettente, curvato, smussato, inciso, forato, smaltato o altrimenti lavorato, ma non incorniciato né combinato con altre materie (escl. vetri temperati, vetri isolanti a pareti multiple nonché vetri a forma di specchi)
70060090	Vetro in lastre, fogli o profilati, anche con strato assorbente, riflettente o non riflettente, curvato, smussato, inciso, forato, smaltato o altrimenti lavorato, ma non incorniciato né combinato con altre materie (escl. vetri da ottica, vetri temperati, vetri isolanti a pareti multiple nonché vetri a forma di specchi)
70071980	Vetri temperati, esclusi quelli delle voci 7007 11, diversi da quelli delle due precedenti voci
73082000	Torri e piloni, di ghisa, ferro o acciaio
84021100	Caldaie a vapore a tubi d'acqua con produzione oraria di vapore > 45 tonnellate
84021200	Caldaie a vapore a tubi d'acqua con produzione oraria di vapore fino a 45 tonnellate
84021910	Caldaie a vapore a tubi da fumo
84021990	Caldaie a vapore, incluse le caldaie miste (escl. caldaie a tubi d'acqua, caldaie a tubi da fumo e caldaie per il riscaldamento centrale costruite per produrre contemporaneamente acqua calda e vapore a bassa pressione)
84022000	Caldaie dette "ad acqua surriscaldata"
84029000	Parti di caldaie a vapore e caldaie dette "ad acqua surriscaldata", n.n.a.
84042000	Condensatori per macchine a vapore
84049000	Parti di apparecchi ausiliari per caldaie delle voci 8402 o 8403 e di condensatori per macchine a vapore, n.n.a.
84068100	Turbine a vapore, di potenza > 40 MW (escl. per la propulsione di navi)
84068200	Turbine a vapore, di potenza <= 40 MW (escl. per la propulsione di navi)
84069010	Pale, palette, alette e rotori, di turbine a vapore
84069090	Parti di turbine a vapore, n.n.a. (escl. pale, palette, alette e rotori)
84128010	Macchine a vapore d'acqua o ad altri vapori (escl. caldaie a vapore "generatrici di calore" e turbine a vapore)
84137030	Pompe di circolazione per impianti di riscaldamento e d'acqua calda (senza guarnizione dell'albero)
84158100	Macchine ed apparecchi per il condizionamento dell'aria, con attrezzatura frigorifera e valvola d'inversione del ciclo termico (pompe di calore reversibili), esclusi quelli del tipo a muro o per finestre formanti un corpo unico e del tipo utilizzato per la comodità delle persone negli autoveicoli
84158200	Macchine ed apparecchi per il condizionamento dell'aria, con attrezzatura frigorifera (escl. pompe di calore reversibili), esclusi quelli del tipo a muro o per finestre formanti un corpo unico e del tipo utilizzato per la comodità delle persone negli autoveicoli
84195020	Scambiatori di calore di fluoropolimeri e con fori per i tubi di entrata e di uscita aventi un diametro interno <= 3ácm
84195080	Scambiatori di calore (esclusi quelli usati con caldaie e quelli di fluoropolimeri e con fori per i tubi di entrata e di uscita aventi un diametro interno <= 3ácm)
84213935	Macchine e apparecchi per filtrare o depurare gas diversi dall'aria mediante processo catalitico (escl. quelli con alloggiamento di acciaio inossidabile e con fori per i tubi di entrata e di uscita di diametro interno <= 1,3ácm)

*segue*

84213985	Macchine e apparecchi per filtrare o depurare gas diversi dall'aria (escl. i separatori di isotopi, quelli che usano processo catalitico, quelli con alloggiamento di acciaio inossidabile e con fori per i tubi di entrata e di uscita di diametro interno <= 1,34cm)
84812010	Valvole per trasmissioni oleoidrauliche
84813099	Valvole di ritegno, escluse quelle per pneumatici e camere d'aria, diverse da quelle di ghisa o di acciaio
84814010	Valvole di troppo pieno o di sicurezza, di ghisa o di acciaio
84814090	Valvole di troppo pieno o di sicurezza, diverse da quelle della voce precedente
84818051	Valvole di regolazione di temperatura (escl. valvole per termosifoni di impianti centralizzati)
84818059	Valvole di regolazione (escl. valvole di regolazione di temperatura, riduttori di pressione, valvole per trasmissioni oleoidrauliche o pneumatiche, valvole di ritegno, valvole di troppo pieno o di sicurezza, rubinetteria per impianti igienico-sanitari e valvole per termosifoni di impianti centralizzati)
84818061	Valvole a saracinesca, per tubi o condutture flessibili, di ghisa (escl. rubinetteria per impianti igienico-sanitari e valvole per termosifoni di impianti centralizzati)
84818063	Valvole a saracinesca, per tubi o condutture flessibili, di acciaio (escl. rubinetteria per impianti igienico-sanitari e valvole per termosifoni di impianti centralizzati)
84818069	Valvole a saracinesca, diverse da quelle di ghisa o di acciaio
84818071	Valvole a globo, di ghisa (escl. valvole di regolazione di temperatura, riduttori di pressione, valvole per trasmissioni oleoidrauliche o pneumatiche, valvole di ritegno, valvole di troppo pieno o di sicurezza, valvole di regolazione, rubinetteria per impianti igienico-sanitari e valvole per termosifoni di impianti centralizzati)
84818073	Valvole a globo, di acciaio (escl. valvole di regolazione di temperatura, riduttori di pressione, valvole per trasmissioni oleoidrauliche o pneumatiche, valvole di ritegno, valvole di troppo pieno o di sicurezza, valvole di regolazione, rubinetteria per impianti igienico-sanitari e valvole per termosifoni di impianti centralizzati)
84818079	Valvole a globo, diverse da quelle di ghisa o di acciaio
84818085	Valvole a farfalla per tubi o condutture flessibili, ecc. (escl. valvole di ritegno)
84818087	Valvole a membrana per tubi o condutture flessibili, ecc.
85011091	Motori elettrici universali di potenza <= 37,5 W
85011093	Motori elettrici a corrente alternata di potenza <= 37,5 W
85011099	Motori elettrici a corrente continua di potenza <= 37,5 W
85012000	Motori elettrici universali di potenza > 37,5 W
85013100	Motori e generatori elettrici a corrente continua di potenza <= 750 W
85013200	Motori e generatori elettrici a corrente continua di potenza > 750 W e <= 75 kW
85013300	Motori e generatori elettrici a corrente continua di potenza > 750 W e <= 375 kW
85013400	Motori e generatori elettrici a corrente continua di potenza > 375 kW
85014020	Motori elettrici a corrente alternata monofase di potenza <= 750 W
85014080	Motori elettrici a corrente alternata monofase di potenza > 750 W
85015100	Motori elettrici a corrente alternata polifase di potenza <= 750 W
85015220	Motori elettrici a corrente alternata polifase di potenza > 750 W e <= 7,5 kW
85015230	Motori elettrici a corrente alternata polifase di potenza > 7,5 kW e <= 37 kW
85015290	Motori elettrici a corrente alternata polifase di potenza > 37 kW e <= 75 kW
85015381	Motori elettrici a corrente alternata polifase di potenza > 75 kW e <= 375 kW (escl. motori di trazione)
85015394	Motori elettrici a corrente alternata polifase di potenza > 375 kW e <= 750 kW (escl. motori di trazione)
85016120	Generatori a corrente alternata (alternatori) di potenza <= 7,5 kVA
85016180	Generatori a corrente alternata (alternatori) di potenza > 7,5 kVA e <= 75 kVA
85016200	Generatori a corrente alternata (alternatori) di potenza > 75 kVA e <= 375 kVA

*segue*

85016300	Generatori a corrente alternata (alternatori) di potenza > 375 kVA, e fino a 750 kVA
85016400	Generatori a corrente alternata (alternatori) di potenza > 750 kVA
85042100	Trasformatori elettrici con dielettrico liquido, di potenza fino a 650 kVA
85042210	Trasformatori elettrici con dielettrico liquido, di potenza > 650 kVA e fino a 1 600 kVA
85042290	Trasformatori elettrici con dielettrico liquido, di potenza > 1 600 kVA e fino a 10 000 kVA
85042300	Trasformatori elettrici con dielettrico liquido, di potenza > 10 000 kVA
85043121	Trasformatori elettrici di misura per tensioni, di potenza fino a 1 kVA
85043129	Trasformatori elettrici di misura, diversi da quelli per tensioni, di potenza fino a 1 kVA
85043180	Trasformatori elettrici, diversi da quelli dielettrici liquidi e dai trasformatori di misura, di potenza fino a 1 kVA
85043200	Trasformatori con una potenza > 1 kVA, ma <= 16 kVA (esclusi i trasformatori con dielettrico liquido)
85043300	Trasformatori elettrici, diversi da quelli dielettrici liquidi, di potenza > 16 kVA e fino a 500 kVA
85043400	Trasformatori elettrici, diversi da quelli con dielettrico liquido, di potenza > 500 kVA
85044084	Ondulatori, di potenza fino a 7,5 kVA (escl. del tipo utilizzato con le apparecchiature per le telecomunicazioni, le macchine automatiche per l'elaborazione dell'informazione e le loro unità)
85044088	Ondulatori, di potenza > 7,5 kVA (escl. del tipo utilizzato con le apparecchiature per le telecomunicazioni, le macchine automatiche per l'elaborazione dell'informazione e le loro unità)
85071020	Accumulatori al piombo dei tipi utilizzati per l'avviamento dei motori a pistoni (batterie d'avviamento), funzionanti con elettrolito liquido (escl. quelle fuori uso)
85071080	Accumulatori al piombo dei tipi utilizzati per l'avviamento dei motori a pistoni (batterie d'avviamento), funzionanti con elettrolito non-liquido (escl. quelle fuori uso)
85072020	Accumulatori al piombo funzionanti con elettrolito liquido (escl. fuori uso e le batterie d'avviamento)
85072080	Accumulatori al piombo funzionanti con elettrolito non-liquido (escl. fuori uso e le batterie d'avviamento)
85073020	Accumulatori elettrici al nichel-cadmio, ermeticamente chiusi (escl. gli usati)
85073080	Accumulatori al nichel-cadmio, non ermeticamente chiusi (escl. fuori uso)
85074000	Accumulatori elettrici al nichel-ferro (escl. gli usati)
85075000	Accumulatori all'idruro di nichel metallico (escl. esauriti)
85076000	Accumulatori al litio-ion (escl. esauriti)
85078000	Accumulatori elettrici (escl. esauriti, al piombo-acido, al nickel-cadmio, nichel-ferro, all'idruro di nichel metallico e al litio-ion)
85351000	Fusibili e interruttori di sicurezza a fusibili, per una tensione > 1 000 V
85353010	Sezionatori e interruttori per una tensione > 1 000 V, ma < 72,5 kV
85353090	Sezionatori e interruttori per una tensione => 72,5 kV
85363030	Apparecchi per la protezione dei circuiti elettrici, per una tensione fino a 1 000 V, per una intensit� > 16 e fino a 125 A
85363090	Apparecchi per la protezione dei circuiti elettrici, per una tensione fino a 1 000 V, per una intensit� > 125 A
85364110	Rel� per una tensione <= 60 V e un'intensit� <= 2 A
85364190	Rel� per una tensione <= 60 V e un'intensit� > 2 A
85364900	Rel� per una tensione > 60 V, ma <= 1 000 V
85365003	Interruttori elettronici a corrente alternata costituiti da circuiti di entrata e di uscita ad accoppiamento ottico (interruttori a corrente alternata a tiristore isolato) (escl. rel� nonch� interruttori automatici)
85365005	Interruttori elettronici, compresi gli interruttori elettronici protetti dalla temperatura, costituiti da un transistor e da un chip logico (tecnologia chip-on-chip) (escl. rel� nonch� interruttori automatici)
85365007	Interruttori elettromeccanici a scatto per un'intensit� <= 11 A (escl. rel� nonch� interruttori automatici)
85365011	Interruttori a tasto o pulsante, per una tensione <= 60 V
85365015	Interruttori rotanti per una tensione <= 60 V

segue

85365019	Interruttori, sezionatori e commutatori, per una tensione $\leq 60$ V (escl. relé nonché interruttori a tasto o pulsante e interruttori rotanti)
85365080	Interruttori, sezionatori e commutatori, per una tensione $> 60$ V e $\leq 1\,000$ V (escl. relé, interruttori automatici, interruttori elettronici a corrente alternata costituiti da circuiti di entrata e di uscita ad accoppiamento ottico (interruttori a corrente alternata a tiristore isolato), interruttori elettronici, compresi gli interruttori elettronici protetti dalla temperatura, costituiti da un transistor e da un chip logico (tecnologia chip-on-chip) nonché interruttori elettromeccanici a scatto per un'intensità $\leq 11$ A)
85371091	Apparecchi di comando a memoria programmabile, per una tensione fino a $1\,000$ V
85371099	Quadri, pannelli, mensole, banchi, armadi ed altri supporti provvisti di apparecchi per il comando o la distribuzione elettrica, per una tensione fino a $1\,000$ V, esclusi quelli delle due precedenti voci
85372091	Quadri, pannelli, mensole, banchi, armadi, esclusi quelli della voce 8537 20 10, ed altri supporti provvisti di apparecchi per il comando o la distribuzione elettrica, per una tensione $> 1\,000$ V e fino a $72,5$ kV
85372099	Quadri, pannelli, mensole, banchi, armadi, esclusi quelli della voce 8537 20 10, ed altri supporti provvisti di apparecchi per il comando o la distribuzione elettrica, per una tensione $> 72,5$ kV
85381000	Quadri, pannelli, mensole, banchi, armadi, ed altri supporti della voce 8537, sprovvisti dei loro apparecchi
85441110	Fili per avvolgimenti, per l'elettricità, di rame, smaltati o laccati
85441190	Fili per avvolgimenti, per l'elettricità, di rame, isolati (escl. quelli smaltati o laccati)
85444210	Conduttori elettrici, per tensioni $\leq 1\,000$ V muniti di pezzi di congiunzione e isolati, dei tipi utilizzati per le telecomunicazioni, n.n.a.
85444290	Conduttori elettrici, per tensioni $\leq 1\,000$ V muniti di pezzi di congiunzione, n.n.a. (escl. quelli usati per le telecomunicazioni)
85444920	Conduttori elettrici, diversi da quelli delle precedenti voci 8544, per tensioni fino a $80$ V, non muniti di pezzi di congiunzione, dei tipi utilizzati per telecomunicazioni
85444991	Fili e cavi elettrici, isolati, non adatti a connettori con diametro dei singoli fili $> 0,51$ mm
85444993	Conduttori elettrici con voltaggio $\leq 80$ V, isolati, non adatti a connettori, n.n.a. (escl. cavi per avvolgimenti, conduttori coassiali, set elettrici per veicoli, aerei o navi e fili e cavi elettrici con diametro dei singoli fili $> 0,51$ mm)
85444995	Conduttori elettrici per tensioni $> 80$ V, ma $< 1\,000$ V, isolati, non adatti a connettori, n.n.a. (escl. cavi per avvolgimenti, conduttori coassiali, set elettrici per veicoli, aerei o navi e fili e cavi elettrici con diametro dei singoli fili $> 0,51$ mm)
85444999	Conduttori elettrici per una tensione di $1\,000$ V, isolati, non adatti a connettori, n.n.a. (escl. cavi per avvolgimenti, conduttori coassiali, set elettrici per veicoli, aerei o navi e fili e cavi elettrici con diametro dei singoli fili $> 0,51$ mm)
85446010	Conduttori elettrici, diversi da quelli delle precedenti voci 8544, per tensioni $> 1\,000$ V, con conduttori di rame
85446090	Conduttori elettrici, diversi da quelli delle precedenti voci 8544, per tensioni $> 1\,000$ V, con conduttori non di rame
90019000	Lenti, prismi, specchi ed altri elementi di ottica, di qualsiasi materia, non montati (escl. elementi di vetro non lavorato otticamente nonché filtri ed obiettivi)
90261021	Misuratori di portata elettronici (escl. dei contatori e degli strumenti ed apparecchi di regolazione o di controllo automatici)
90261029	Strumenti ed apparecchi per la misura o il controllo della portata o del livello dei liquidi (escl. misuratori di portata, dei contatori e degli strumenti ed apparecchi di regolazione o di controllo automatici)
90261081	Misuratori di portata non elettronici (escl. dei contatori e degli strumenti ed apparecchi di regolazione o di controllo automatici)
90261089	Strumenti ed apparecchi per la misura o il controllo della portata o del livello dei liquidi, esclusi i misuratori di portata (escl. dei contatori e degli strumenti ed apparecchi di regolazione o di controllo automatici)
90262020	Strumenti ed apparecchi per la misura o il controllo della pressione, elettronici (escl. dei contatori e degli strumenti ed apparecchi di regolazione o di controllo automatici)
90262040	Manometri a spirale o a membrana manometrica metallica
90262080	Strumenti ed apparecchi per la misura o il controllo della pressione (escl. manometri a spirale o a membrana manometrica metallica e dei contatori e degli strumenti ed apparecchi di regolazione o di controllo automatici)

*segue*

90268020	Strumenti ed apparecchi per la misura o il controllo di caratteristiche variabili dei liquidi o dei gas, elettronici, n.n.a.
90268080	Strumenti ed apparecchi per la misura o il controllo di caratteristiche variabili dei liquidi o dei gas (non elettronici), n.n.a.
90269000	Parti ed accessori per strumenti e apparecchi per misurare o controllare il flusso, la pressione o altre variabili di liquidi e gas, n.n.a.
90283011	Contatori di elettricità per corrente alternata monofase, incl. i contatori per la loro taratura
90283019	Contatori di elettricità per corrente alternata polifase, incl. i contatori per la loro taratura
90283090	Contatori di elettricità per corrente continua, incl. i contatori per la loro taratura
90289010	Parti ed accessori di contatori elettrici

Fonte: elaborazioni ANIE

Prendendo a riferimento questi ultimi codici NC8 relativi alle componenti non integralmente destinate agli impianti per la produzione di energia rinnovabile, emerge nell'ultimo triennio il seguente quadro:

**Tabella 20: Analisi sottoinsieme FER NON 100%**

	2015	2016	2017	2016 vs 2015	2017 vs 2016
ESPORTAZIONI	12.165	12.066	12.876	-0,80%	6,70%
IMPORTAZIONI	7.025	7.244	7.861	3,10%	8,50%
BILANCIA COMMERCIALE	5.141	4.823	5.015	6,20%	4,00%

Fonte: elaborazioni ANIE

La precedente Tabella evidenzia un significativo incremento nei valori delle esportazioni per il settore dell'industria elettromeccanica, da cui si può desumere che il fatturato complessivo dell'industria italiana nel settore delle FER Elettriche nel 2017 si attesti su un valore superiore ai 4.636 milioni di euro precedentemente indicato.

In via cautelativa le tecnologie dell'industria elettromeccanica adoperate nella filiera produttiva delle FER, sono pertanto incluse nella stima totale dell'industria delle rinnovabili elettriche secondo una percentuale pari al 15%.

Ciò porta a stimare il fatturato del comparto nell'ultimo triennio nell'ordine dei 5,3 miliardi di euro.

**Tabella 21 - Numeriche generali della filiera allargata delle rinnovabili termiche**

	2015	2016	2017	2016 vs 2015	2017 vs 2016
MERCATO INTERNO	3.539	3.442	3.552	-2,70%	3,20%
FATTURATO TOTALE	5.315	5.167	5.388	-2,80%	4,30%
ESPORTAZIONI	3.963	3.934	4.164	-0,70%	5,90%
IMPORTAZIONI	2.187	2.209	2.328	1,00%	5,40%
BILANCIA COMMERCIALE	1.776	1.725	1.836	-2,90%	6,40%

Fonte: elaborazioni ANIE

### **C. Fonti Rinnovabili Termiche: analisi diretta bottom-up**

Nei paragrafi successivi vengono declinate le numeriche relative al campione censito di aziende FER termiche per l'anno 2016.

Si evidenzia che, per quanto riguarda la tecnologia delle pompe di calore a gas, non è stato possibile tracciare nessuna azienda all'interno della filiera.

#### I. POMPE DI CALORE ARIA-ARIA

Il fatturato totale della filiera delle pompe di calore aria-aria denota una struttura produttiva costituita da aziende di dimensioni ridotte con presenza sull'*export* limitata.

La maggior parte dei componenti viene acquistata esternamente per poi essere assemblata all'interno dell'azienda; le principali aree geografiche di acquisto sono Italia e Asia Orientale.

**Tabella 22 - Produttori impianti chiavi in mano – Pompe di calore aria-aria**

Nome azienda	# Impianti venduti	Fatturato totale (€)	% export su fatturato
Dati aggregati relativi a 3 aziende	122.185	67.930.000	7%

Fonte: elaborazioni Confindustria

**Tabella 23 - Percentuale e area geografica di acquisto esterno delle componenti – Pompe di calore aria-aria**

Componenti	Percentuale acquisto esterno	Aree geografiche di acquisto
Compressore	67%	USA, Asia orientale
Condensatore	67%	Italia, Asia orientale
Evaporatore	67%	Italia, Asia orientale
Valvolame	67%	Italia, Asia orientale
Tubazioni rame	67%	Italia, Asia orientale
Fluido refrigerante	100%	Italia, Asia orientale
Componenti elettriche	67%	Europa, Asia orientale

Fonte: elaborazioni Confindustria

#### II. POMPE DI CALORE ARIA-ACQUA

La filiera tracciata è caratterizzata da un numero esiguo di aziende tutte di dimensioni ridotte che operano perlopiù in Italia e che acquistano esternamente le componenti per la realizzazione degli impianti.

Le principali aree di approvvigionamento delle componenti sono Italia, Europa e Asia orientale.

**Tabella 24 - Produttori impianti chiavi in mano – Pompe di calore aria-acqua**

Nome azienda	Numero impianti venduti	Fatturato totale (€)	% export su fatturato
A	485	1.828.142	0%
B	141	735.000	0%
Dati aggregati di 4 aziende	6.111	39.460.000	37%
TOTALE	6.737	42.023.142	35%

Fonte: elaborazioni Confindustria

**Tabella 25 - Percentuale e area geografica di acquisto esterno delle componenti – Pompe di calore aria-acqua**

Componenti	Percentuale acquisto esterno	Aree geografiche di acquisto
Compressore	80%	USA, Europa, Asia orientale
Condensatore	60%	Italia, Europa, Asia orientale
Evaporatore	80%	Italia, Europa, Asia orientale
Valvolame	80%	Italia, Asia orientale
Tubazioni rame	67%	Italia, Europa, Asia orientale
Fluido refrigerante	100%	Italia, Asia orientale
Componenti elettriche	50%	Europa, Asia orientale

Fonte: elaborazioni Confindustria

### III. POMPE DI CALORE ACQUA-ACQUA

Il campione censito è costituito da 2 sole aziende di dimensioni molto ridotte che presentano un significativo valore di export. Entrambe le aziende acquistano i componenti esternamente e quindi sono di fatto degli assemblatori.

Le principali aree geografiche di acquisto sono Italia, Europa e Cina.

**Tabella 26 - Produttori impianti chiavi in mano – Pompe di calore acqua-acqua**

Nome azienda	# Impianti venduti	Fatturato totale (€)	% export su fatturato
Dati aggregati relativi a 2 aziende	1.000	10.000.000	80%

Fonte: elaborazioni Confindustria

**Tabella 27 - Percentuale e area geografica di acquisto esterno delle componenti Pompe di calore acqua-acqua**

Componenti	Percentuale acquisto esterno	Aree geografiche di acquisto
Compressore	100%	USA, Europa
Condensatore	100%	Italia, Europa
Evaporatore	100%	Italia, Europa
Valvolame	100%	Italia, Cina
Tubazioni rame	100%	Italia, Cina
Fluido refrigerante	100%	Italia, Cina
Componenti elettriche	100%	Europa

Fonte: elaborazioni Confindustria

### IV. STUFE E CAMINETTI A BIOMASSA

I fatturati della tre aziende che operano nel settore delle stufe e caminetti a biomassa denotano una struttura produttiva costituita da 2 aziende di medie dimensioni e un'azienda di dimensioni molto ridotte. La presenza sull'export è significativa. Lo scambiatore è la componente maggiormente prodotta internamente dalle aziende. Tutte le altre vengono acquistate esternamente per più del 60% dei casi principalmente in Italia o in Europa.

**Tabella 28 - Produttori impianti chiavi in mano – Stufe e caminetti a biomassa**

Nome azienda	Numero impianti venduti	Fatturato totale (€)	% export su fatturato
G	42.624	49.810.122	53%
H	27.900	33.337.000	48%
I	4.507	7.250.000	80%
TOTALE	75.031	90.397.122	53%

Fonte: elaborazioni Confindustria

**Tabella 29 - Percentuale e area geografica di acquisto esterno delle componenti – Stufe e caminetti a biomassa**

Componenti	Percentuale acquisto esterno	Aree geografiche di acquisto
Bruciatore	67%	Europa
Scambiatore	33%	
Motori elettrici	100%	Italia, Europa
Tubi per raccolta fumi	100%	Italia
Rivestimenti e altre parti strutturali	67%	Italia, Europa
Componenti elettroniche di controllo	100%	Italia

Fonte: elaborazioni Confindustria

#### V. CALDAIE A BIOMASSA

Il campione censito per la filiera delle caldaie a biomassa è costituito dalle stesse 3 aziende che producono anche stufe a biomassa ma i fatturati in questa filiera sono molto ridotti. Le aziende producono internamente solo il bruciatore e i rivestimenti della caldaia, tutte le altre componenti vengono acquistate in Italia o in Europa.

**Tabella 30: Produttori impianti chiavi in mano – Caldaie a biomassa**

Nome azienda	Numero impianti venduti	Fatturato totale (€)	% export su fatturato
G	1.569	3.289.479	29%
H	272	565.000	20%
I	140	416.400	80%
TOTALE	1.981	4.270.879	33%

Fonte: elaborazioni Confindustria

**Tabella 31 - Percentuale e area geografica di acquisto esterno delle componenti – Caldaie a biomassa**

Componenti	Percentuale acquisto esterno	Aree geografiche di acquisto
Bruciatore	33%	Dato non ricevuto
Serbatoio per biomassa	100%	Italia
Motori elettrici	100%	Italia, Europa
Tubi per raccolta fumi	100%	Italia
Rivestimenti e altre parti strutturali	67%	Italia, Europa
Pompa elettrica	100%	Italia
Componenti elettroniche di controllo	100%	Italia

Fonte: elaborazioni Confindustria

## VI. APPARECCHI IBRIDI

Il campione è costituito da una sola azienda di dimensioni modeste e con presenza sull'*export* nulla. Non sono stati resi disponibili dati riguardanti la produzione interna o esterna delle componenti di tali apparecchi.

Tabella 32 - Produttori impianti chiavi in mano – Apparecchi ibridi

Nome azienda	Numero impianti venduti	Fatturato totale (€)	% export su fatturato
A	621	1.554.443	0%

Fonte: elaborazioni Confindustria

## VII. SOLARE TERMICO

Il campione censito per la filiera del solare termico è costituito da 3 aziende di dimensioni molto ridotte senza presenza sull'*export*.

La percentuale di produzione interna delle componenti è nulla ad eccezione del bollitore, mentre in caso di fornitura esterna, i principali mercati di acquisto delle componenti sono quello italiano e quello europeo.

Tabella 33 - Produttori impianti chiavi in mano – Solare termico

Nome azienda	Numero impianti venduti	Fatturato totale (€)	% export su fatturato
A	7.137	4.768.105	0%
B	Non ricevuti	3.404.735	0%
L	82	24.000	0%
TOTALE	7.219	8.196.840	0%

Fonte: elaborazioni Confindustria

Tabella 34 - Percentuale e area geografica di acquisto esterno delle componenti – Solare termico

Componenti	Percentuale acquisto esterno	Aree geografiche di acquisto
Superficie vetrata	100%	Italia, Europa
Assorbitore	100%	Europa
Bollitore	67%	Europa
Pompa di circolazione	100%	Europa
Tubature e valvolame	100%	Italia, Europa

Fonte: elaborazioni Confindustria

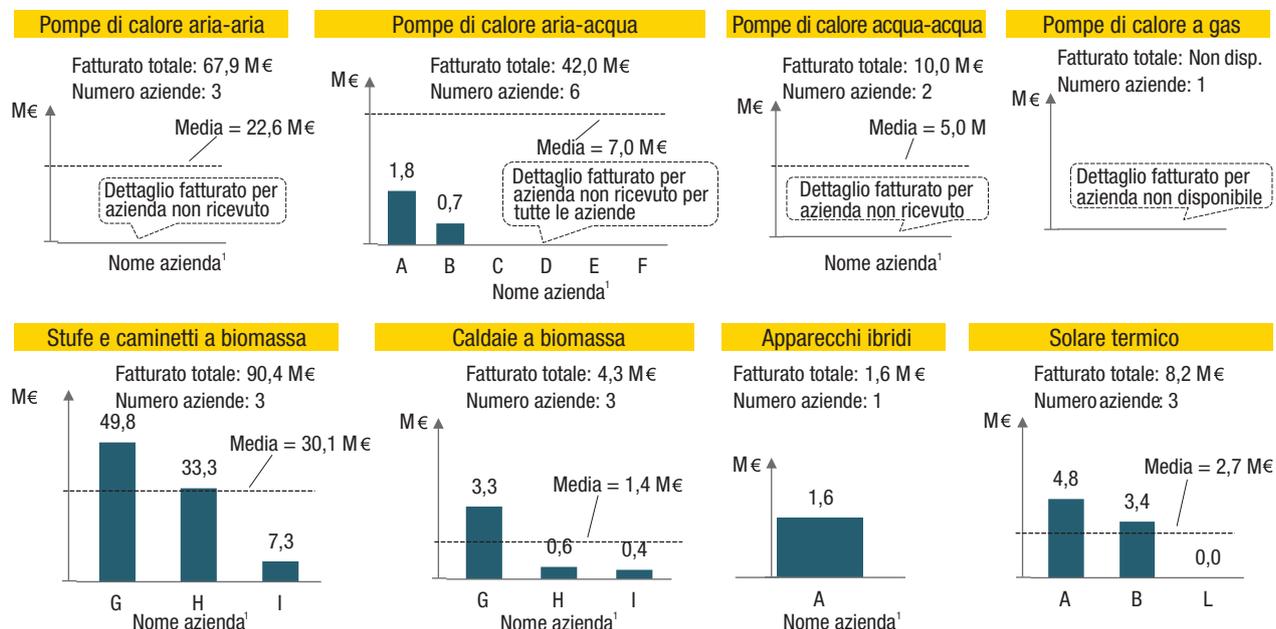
## VIII. - PRINCIPALI RISULTANZE DEL CAMPIONE CENSITO DELLE RINNOVABILI TERMICHE

Il campione censito relativamente alle fonti rinnovabili termiche in Italia è caratterizzato dalla presenza di poche aziende di dimensioni ridotte tutte produttrici di impianti e con un modesto fatturato complessivo di filiera pari a 224M€.

Nella figura sotto riportata, si riportano i fatturati relativamente alle aziende censite suddivisi per tecnologia. I nomi delle aziende, non essendo disponibili per motivi di *privacy*, sono rappresentati da lettere.

**Figura 39b - Fatturato e numero aziende per filiera FER termica relativamente al campione censito (anno 2016)**

- Riferimenti: campione censito
- Dati 2016



Fonte: elaborazioni Confindustria

Le filiere più presenziate in termini di fatturato sono le stufe e i caminetti a biomassa, le pompe di calore aria-aria e aria-acqua che totalizzano circa il 90% del fatturato complessivo del campione censito.

Il contesto produttivo è caratterizzato da aziende che producono internamente solo una parte delle componenti dell'impianto finale. La percentuale di acquisto esterno delle componenti è elevata in tutte le filiere ad eccezione dello scambiatore per le stufe e i caminetti a biomassa e del bruciatore per le caldaie a biomassa. Le restanti componenti non prodotte dalle aziende vengono comprate prevalentemente dai mercati italiano, europeo e asiatico.

Come mostrato in figura, le aziende analizzate sono caratterizzate da dimensioni molto ridotte e presentano un fatturato inferiore a 25 M€ nell'82% dei casi. Inoltre, gli impianti prodotti sono di taglia residenziale inferiore a 15 kW nella maggior parte dei casi. Si evidenzia, inoltre, che per quanto riguarda la tecnologia delle pompe di calore a gas non è stato possibile tracciare nessuna azienda all'interno della filiera (Tab. 35).

La presenza nei mercati esteri è molto ridotta ad eccezione delle pompe di calore acqua-acqua e delle stufette e caminetti a biomassa che presentano un fatturato *export* maggiore del 50%.

Si evidenzia inoltre che molte aziende hanno riportato l'Italia tra i mercati di approvvigionamento delle singole componenti all'interno dell'impianto. Pertanto si deduce la presenza di una filiera italiana di produttori/venditori di componenti non tracciata dall'attuale studio.

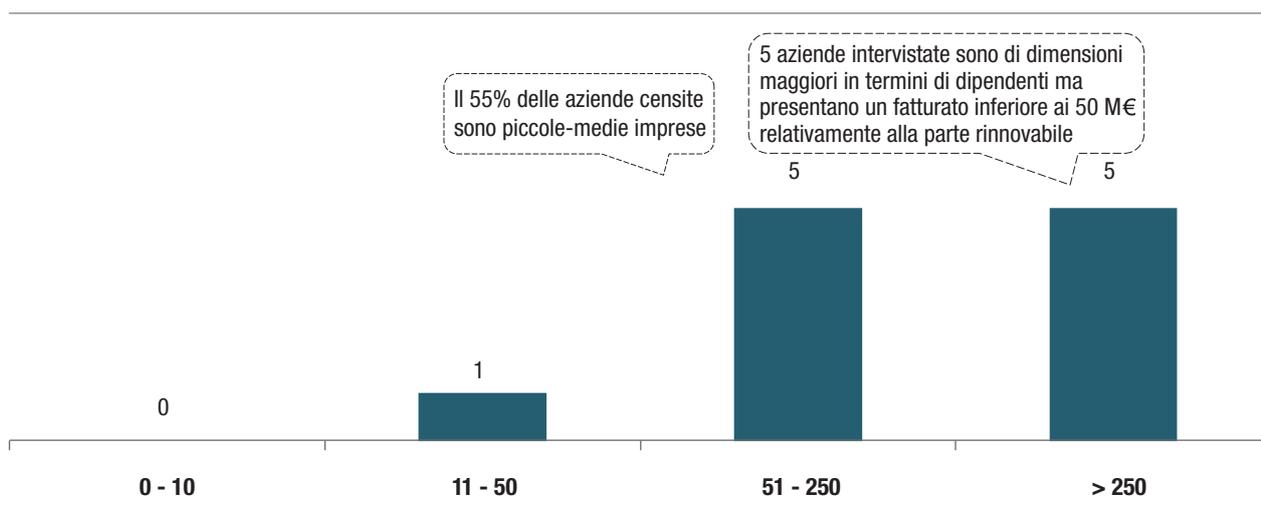
Tabella 35 - Dimensionamento aziende FER termiche e taglia impianti prodotti

	# aziende censite	# aziende con fatturato <25 M €	Taglia media per impianto
Pompe di calore aria-aria	3	3	<b>Impianto &lt; 5 kW</b> 560 €/impianto
Pompe di calore aria-acqua	6	6	<b>Impianto: 10-15 kW</b> 6.200 €/impianto
Pompe di calore acqua-acqua	2	2	<b>Impianto: 10-20 kW</b> 10.000 €/impianto
Pompe di calore a gas	Non ricevuti	Non ricevuti	Non ricevuti
Stufe e caminetti a biomassa	3	1	<b>Impianto ~ 10 kW</b> 1.200 €/impianto
Caldaje a biomassa	3	3	<b>Impianto &lt; 20 kW</b> 2.200 €/impianto
Apparecchi ibridi	1	1	<b>Impianto &lt; 20 kW</b> 2.500 €/impianto
Solare termico	3	3	600 €/mq <span style="border: 1px dashed red; padding: 2px;">Taglia impianto non disponibile</span>
<b>Totale</b>	<b>11</b>	<b>9 (82%)</b>	<b>Impianti residenziali di piccola taglia</b>
	<span style="border: 1px dashed red; padding: 2px;">Alcune aziende operano in più filiere</span>	<span style="border: 1px dashed red; padding: 2px;">L'82% delle aziende intervistate ha un fatturato minore di 25 M €</span>	

Fonte: elaborazioni Confindustria

Infine, il numero complessivo di dipendenti operanti nella filiera censita è molto limitato (circa 2000 occupati). Come mostrato nella figura seguente, la maggior parte delle aziende sono di piccola-media dimensione ad eccezione di alcune imprese di dimensioni maggiori che tuttavia presentano un fatturato inferiore ai 50 M€ relativamente alla parte rinnovabile.

Figura 41 - Numero aziende per intervallo di numero dipendenti



Fonte: elaborazioni Confindustria

### 2.2.4 - Risultati dell'analisi della filiera

Il settore delle fonti rinnovabili in Italia si distingue tra elettriche e termiche. Il panorama produttivo delle filiere elettriche e termiche censite nella mappatura è caratterizzato da aziende di dimensioni limitate in termini di fatturato e numero dipendenti: il campione censito ha un fatturato complessivo pari a circa 1,3 miliardi di euro e un numero totale di dipendenti inferiore alle 6.000 unità.

Come si può notare dalle numeriche generali nella Tabella seguente, le aziende italiane del campione censito nelle filiere di equipment elettriche e termiche presentano una dimensione modesta.

**Tabella 36: Numeriche generali campione censito**

	Nome azienda	Fatturato	Numero dipendenti	Numero impianti
FER ELETTRICHE	32	1.050 M€	3.500	712
FER TERMICHE	11	224 M€	2.000	207.560

Fonte: elaborazioni Confindustria

Le tecnologie FER elettriche con maggior peso sono in ordine di fatturato l'eolico, le bioenergie e il geotermico nelle quali si nota la presenza di alcune aziende di dimensioni rilevanti. Il solare fotovoltaico è la quarta filiera in ordine di fatturato. Inoltre, la produzione di componenti per le FER elettriche è modesta in termini di fatturato e limitata alle componenti elettriche ed elettroniche, e a componenti specifiche per il solare termodinamico e per il solare fotovoltaico. La produzione di impianti chiavi in mano si limita alle piccole taglie.

Considerando invece l'analisi operata in via indiretta, utilizzando i codici doganali NC8, il quadro risulta essere notevolmente modificato, dando idea della dimensione del campione censito rispetto al totale nazionale. Il fatturato della produzione della filiera italiana ristretta delle rinnovabili elettriche nel 2016 è risultato essere pari ad un valore di 4.444 milioni di euro, di cui è stato censito il 17,8% (793 Mln€). Nello stesso anno, considerando invece la filiera allargata il fatturato arriva a circa 5.167 Mln €.

**Tabella 37 - Numeriche generali della filiera delle rinnovabili elettriche**

	Campione 2016	Totale 2016	Quota censita su totale
Fatturato FER al 100%	793	4.444	17,8%
Fatturato FER NON al 100%	-	723	-
Fatturato filiera allargata	793	5.167	15,3%

Fonte: elaborazioni ANIE

Si reputa che i valori indicati nella precedente tabella siano una buona proxy del fatturato dell'industria italiana delle FER Elettriche in una valutazione della filiera in senso allargato, ovvero includendo anche altre tecnologie elettromeccaniche che, oltre il settore delle FER, trovano impiego anche in altri segmenti del settore dell'energia.

Tornando al campione censito, per quanto riguarda le tecnologie FER termiche, quelle con il maggior peso sono in ordine di fatturato le stufe e i caminetti a biomassa e le pompe di calore aria-aria. Le aziende acquistano esternamente

la maggior parte delle componenti prevalentemente dai mercati italiano, europeo e asiatico e producono impianti principalmente di piccola taglia.

### 2.2.5 - Evidenze emerse da utilizzatori di impianti

L'indagine effettuata sulla filiera italiana di costruttori di *equipment* sopra riportata è stata integrata, grazie al supporto delle associazioni di settore all'interno di Confindustria, con alcune evidenze qualitative emerse dai riscontri avuti dalle aziende italiane utilizzatrici di impianti.

Il contenuto qualitativo delle risposte ottenute non permette di avere un quadro di dettaglio dei principali mercati internazionali da cui gli utilizzatori si approvvigionano per la costruzione degli impianti. Tuttavia, quello che emerge chiaramente dall'analisi delle risposte è che la provenienza delle principali componenti delle tecnologie rinnovabili è eterogenea.

I produttori di componentistica italiani risultano avere un ruolo rilevante per la tecnologia del geotermico in quanto il campione di aziende italiane utilizzatrici di impianti interpellate ha dichiarato che le principali componenti di impianto provengono da aziende locate prevalentemente in Italia. Lo stesso vale per l'idroelettrico e per le bioenergie dove però, a fronte di una consistente presenza italiana, le imprese europee (in particolare francesi e tedesche) sono maggiormente presenti. Il panorama muta quando la stessa analisi è applicata all'eolico ed al solare fotovoltaico. Nel primo caso i componenti di impianto provengono in misura prevalente da Danimarca, Stati Uniti, Germania, Spagna e Svizzera. Mentre nel secondo emerge un apporto importante da parte di imprese asiatiche (Cina e Giappone) e americane, e una minore presenza delle imprese italiane.

Infine, con riferimento alle pompe di calore le aree di approvvigionamento maggiormente presenti risultano essere Italia, Asia orientale ed Europa mentre per quanto concerne stufe, caminetti, caldaie a biomassa e solare termico la provenienza è prevalentemente italiana ed europea.

## 2.3 - Principali tecnologie attualmente installate in Italia

Nel 2016 gli impianti da Fonti Rinnovabili in Italia hanno generato 108 TWh di energia elettrica e 441.298 TJ di calore. Per quanto riguarda il target di soddisfacimento dei consumi finali, il maggiore contributo in assoluto è stato fornito dalle bioenergie (7,59 MTep nel settore termico) mentre la fonte idraulica è quella che ha fornito il più grande apporto in ambito elettrico (3,97 MTep).

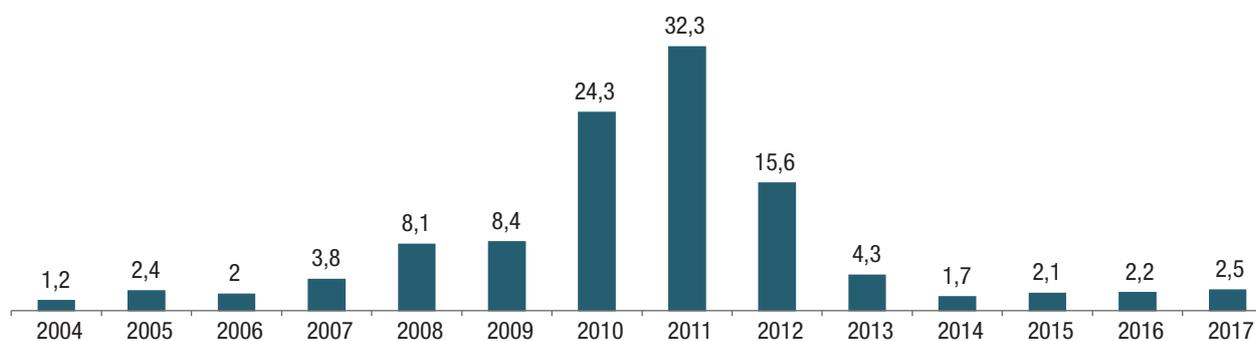
Tra gli impianti utilizzati per la generazione elettrica, il solare è la principale fonte in termini di capacità installata (19,3 GW), seguita a breve distanza dall'idroelettrico (18,6 GW) ed a maggiore distanza dall'eolico (9,4 GW). Il primato per ciò che riguarda la produzione è stato ottenuto invece dall'idroelettrico (42,4 TWh), di gran lunga superiore sia al solare (22,1 TWh) che all'Eolico (17,7 TWh). Tra gli impianti utilizzati per la generazione di calore la fonte più utilizzata è quella da bioenergie (317.664 TJ), seguita dalle pompe di calore (108.208 TJ). La geotermia in Italia è presente con uno dei parchi più grandi a livello mondiale, con 37 gruppi installati e una produzione di circa 6 TWh, con un potenziale di sviluppo di oltre 100 MW.

**Tabella 38 - Consumi finali, potenza installata, generazione elettrica e di calore da Fonti Rinnovabili al 2015**

Consumi finali lordi FER in Italia nel 2016		Consumi finali lordi di energia	Potenza elettrica installata	Generazione elettrica	Produzione di calore
Settore	Fonte	M Tep	MW	TWh	TJ
(elettrico)	Idraulica	3,97	18.641	42,4	
	Eolica	1,42	9.410	17,7	
	Solare	1,9	19.283	22,1	
	Geotermia	0,5	815	6,3	
	Bioenergie	1,67	4.124	19,5	
(termico)	Geotermia	0,1			6.032
	Solare termica	0,2			8.383
	Bioenergie	7,59			317.664
	Pompe di calore	2,61			109.219
(trasporti)	Biocarburanti sostenibili	1,04			
TOTALE		21,1	52.273	108	441.298

Fonte: GSE

Tali quote di energia da fonte rinnovabile sono state raggiunte grazie a ingenti investimenti nel settore, principalmente concentrati nel periodo 2010-2012. Come risulta evidente dalla figura seguente, dopo la fase di picco degli investimenti, si è assistito negli ultimi anni ad una forte riduzione dei capitali investiti in valore assoluto, causata sia da scelte di policy nazionali ma anche dalle riduzioni nel costo delle tecnologie.

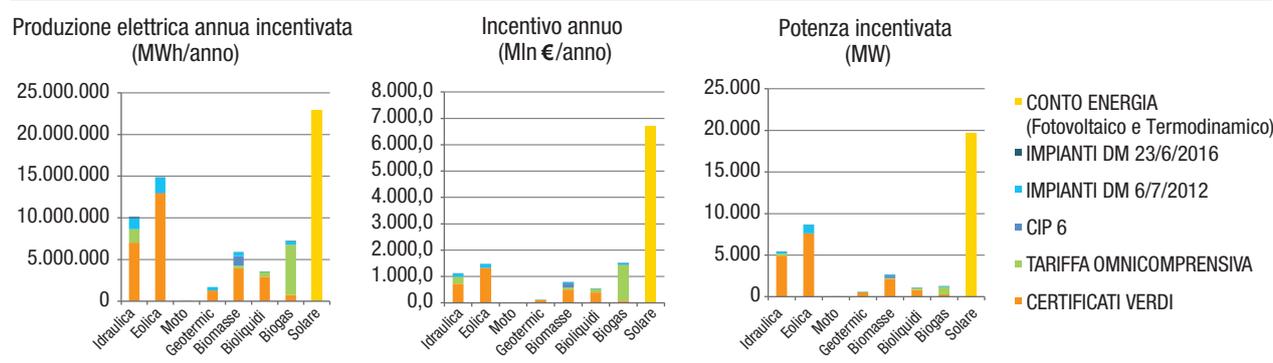
**Figura 42 - Investimenti in Fonti Rinnovabili in Italia nel periodo 2004-2017 (Mld\$)**


Fonte: Bloomberg

Per quanto riguarda le citate *policy* nazionali attualmente in essere si devono considerare le forme di incentivazione per gli impianti, con particolare riferimento al settore elettrico visto il valore cumulato raggiunto (14,4 Mld€ nel 2016). Nel 2017 la tecnologia solare, quasi interamente fotovoltaica, è stata quella che maggiormente ha usufruito del sostegno pubblico, con circa 6,7 Mld € annui, una potenza installata di oltre 19,6 GW (+0,7 GW rispetto al 2015) e una produzione annua pari a 22,8 TWh (-0,1 TWh rispetto al 2015). La seconda fonte per quanto riguarda l'utilizzo dei meccanismi incentivanti è risultata essere il biogas con 1,5 Mld € annui, a fronte di una produzione incentivata pari

a 7,2 TWh e una potenza installata tramite incentivi di soli 1,2 GW. L'energia eolica è stata invece la seconda fonte sia per potenza incentivata (8,7 GW) sia per energia prodotta a fronte dei meccanismi incentivanti (14,9 TWh), ma terza fonte per incentivi ottenuti (1,46 Mld € annui). La fonte idraulica, nonostante sia la quota rinnovabile predominante nel mix di generazione elettrica italiano, gode di incentivazioni per il 22% delle quantità di energia prodotte (10,1 TWh su un totale di 45,9 TWh) dal 29% della capacità totale installata (5,4 GW su un totale di 18,5 GW). L'idroelettrico risulta quindi essere al quarto posto per incentivi ricevuti, con un cumulo di oltre 1,1 Mld € annui. Considerando il costo medio dell'incentivazione per unità di energia prodotta dalle tecnologie esaminate, si nota come il fotovoltaico ottenga 294 €/MWh, il biogas 208 €/MWh, l'idroelettrico 109 €/MWh e l'eolico 98 €/MWh.

**Figura 43 - Potenza e generazione elettrica incentivata e sostegno annuo per meccanismo incentivante al 2017**



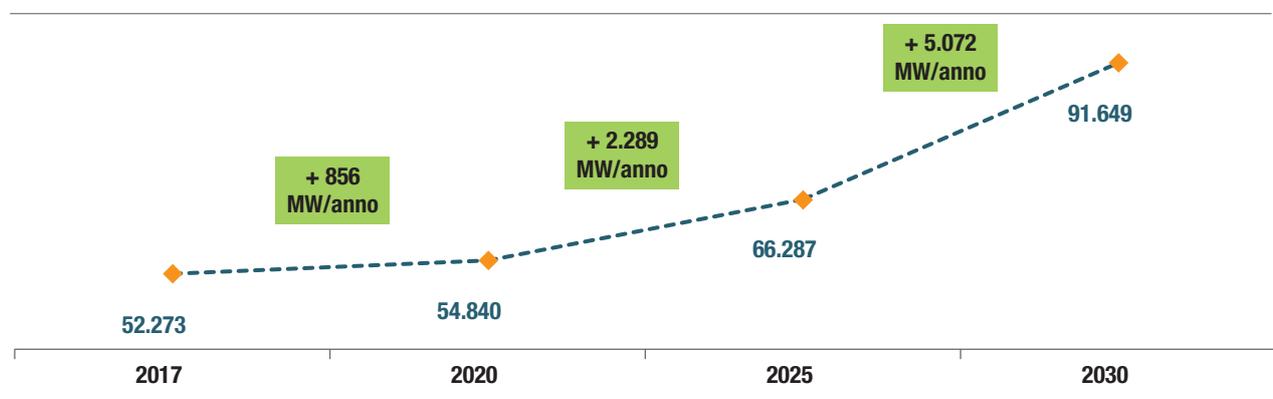
Fonte: GSE

## 2.4 - Evoluzioni previste del parco tecnologico rinnovabile in Italia al 2030

L'importante aumento dell'energia da fonte rinnovabile previsto dalla Strategia Energetica Nazionale pubblicata dal Governo italiano nel 2017 comporterà la necessità di accrescere notevolmente la capacità installata e, allo stesso tempo, intervenire sul patrimonio esistente per evitarne la decadenza.

Approfondendo il settore elettrico, si riporta nella figura seguente l'evoluzione prevista della potenza installata in Italia nel periodo 2017-2030.

**Figura 44 - Evoluzione della potenza di generazione elettrica prevista tra il 2017 e il 2030 (MW)**

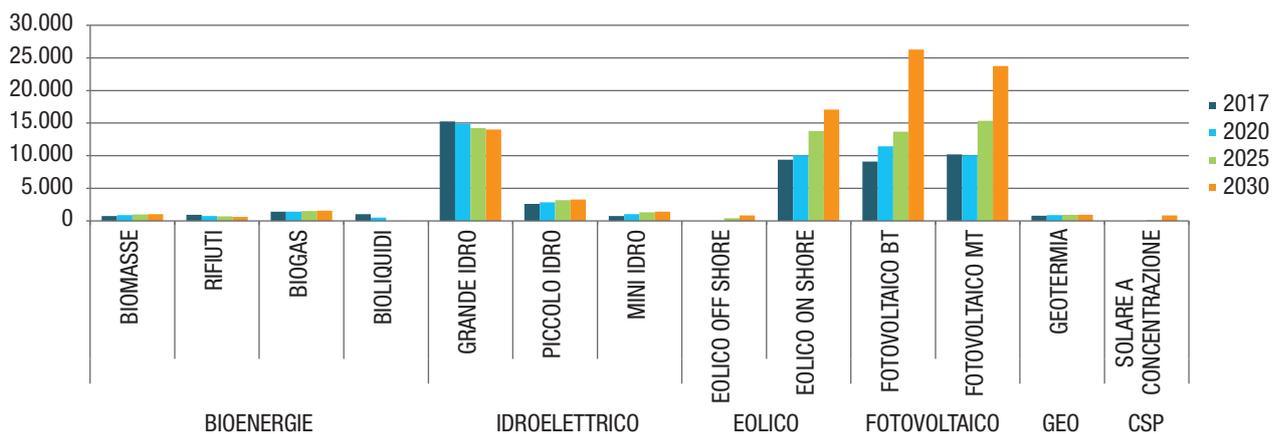


Fonte: elaborazioni Confindustria su fonte RSE

Considerando i prevedibili decrementi dei costi delle tecnologie rinnovabili nel periodo 2017-2030, di cui si forniranno maggiori informazioni nel capitolo 3, è stato predisposto uno scenario di installazione dei nuovi impianti che concentri il 50% degli investimenti nel periodo 2025-2030.

In base alle previsioni della SEN 2017 riguardo il mix di generazione futuro, le precedenti capacità sono state disaggregate in funzione della tecnologia di riferimento. La capacità crescerà notevolmente nei settori del solare fotovoltaico e nell'eolico *on-shore* mentre è prevista in diminuzione per le bioenergie<sup>3</sup>.

**Figura 45a - Evoluzione della potenza di generazione elettrica prevista tra il 2017 e il 2030 per tecnologia (MW)**

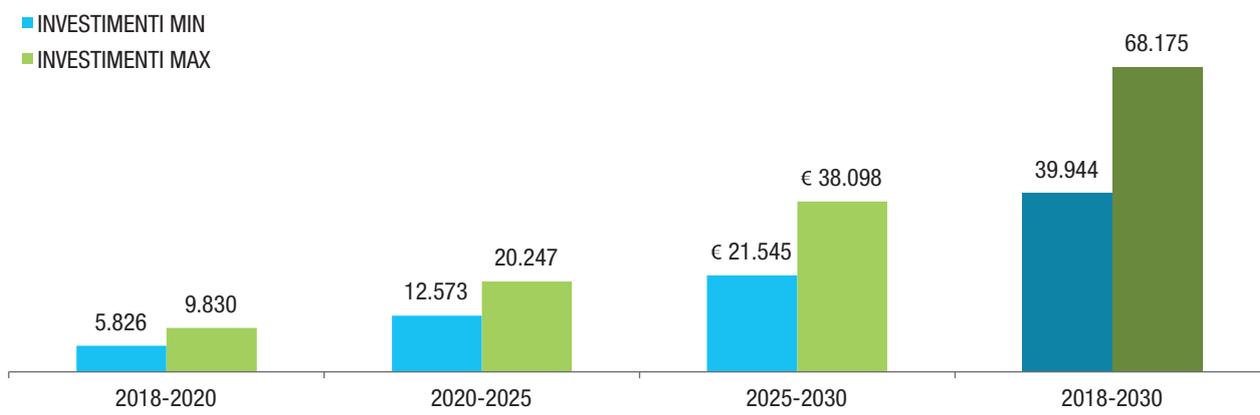


Fonte: elaborazioni Confindustria su fonte RSE

Il raggiungimento degli obiettivi europei di sviluppo delle fonti rinnovabili potrebbe rendere possibile uno sviluppo manifatturiero per ciò che riguarda le tecnologie prodotte in Italia ma, soprattutto, una forte crescita dell'indotto industriale.

Nella figura seguente sono riportate delle forchette in relazione al monte investimenti da sviluppare per il raggiungimento dell'obiettivo sulle fonti rinnovabili elettriche del 55% al 2030, stimati a partire dai costi di installazione delle diverse tecnologie e dalle capacità indicate nella figura precedente.

**Figura 46: Investimenti previsti per l'installazione di nuovi impianti FER tra il 2018 e il 2030 (Mln €)**



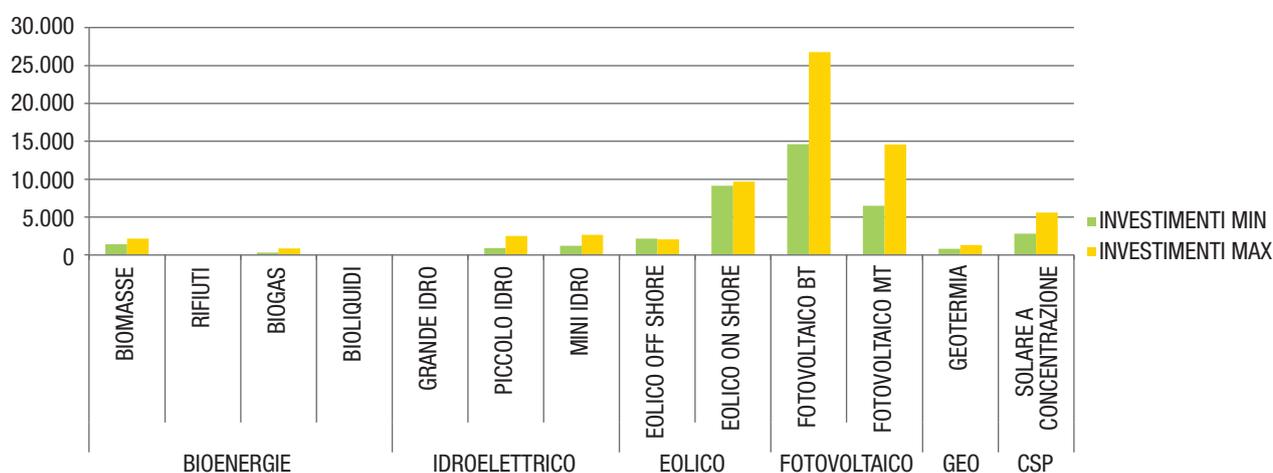
Fonte: elaborazioni Confindustria su fonte RSE

<sup>3</sup> La riduzione della generazione elettrica da bioenergie rappresenta una delle differenze fra il mix di generazione elettrica della Strategia Energetica Nazionale e gli Scenari EUCO descritti nella Tabella 3.

La suddetta stima porta a considerare il **cumulato degli investimenti al 2030 nel settore delle rinnovabili elettriche**, per raggiungere gli obiettivi definiti dalla Strategia Energetica Nazionale del 2017, pari ad un minimo di **39.944** e un massimo di **68.175** milioni di euro. Considerando il valore massimo degli investimenti, si possono stimare un valore medio annuo nel periodo 2018-2020 pari a 3,28 Mld€/anno, crescente nel periodo 2020-2025 fino a circa 4,05 Mld €/anno e massimo nel periodo 2025-2030 raggiungendo i 7,62 Mld€. Confrontando tali valori con la valore attuale degli investimenti (2,5 Mld\$ nel 2017 come evidenziato nel paragrafo precedente) si osserva un **importante potenziale di crescita economica legata alle fonti rinnovabili**. Grazie alla riduzione progressiva del costo degli impianti, il valore massimo degli investimenti (periodo 2025-2030) risulterà comunque inferiore al massimo raggiunto nel passato (32,3 Mld\$ nel 2011).

Nella figura seguente sono riportati, infine, i valori di investimento divisi per tecnologia rinnovabile e per taglia di impianto.

**Figura 45b - Investimenti previsti per l'installazione di nuovi impianti FER 2018-2030 per tecnologia (Mln€)**



Fonte: elaborazioni Confindustria su fonte RSE

Tali valori potrebbero subire delle variazioni in funzione della capacità delle nuove installazioni di sopperire, grazie al miglioramento dell'efficienza, al degrado delle prestazioni degli impianti esistenti. Si stima ad esempio un possibile aumento degli investimenti nel settore del fotovoltaico variabile fra 1,0 Mld € e 2,0 Mld € cumulato al 2030, considerando una variazione del coefficiente di rendimento nel tempo dello 0,62%, quale media fra i coefficienti riferiti alle tecnologie Silicio Amorfo (0,87%), Silicio Poli-cristallino (0,64%) e Silicio Mono-cristallino (0,36%).

Nei successivi paragrafi sono riprese le suddette valutazioni economiche relative ai futuri investimenti nelle fonti rinnovabili e analizzata la filiera industriale per comprendere le implicazioni in termini di crescita economica derivanti dalla lotta ai cambiamenti climatici.

## 2.5 - Potenziali teorici di crescita per la filiera italiana della green economy

Il più diffuso utilizzo di tecnologie in grado di rendere maggiormente green l'energia con cui vengono prodotti i beni di consumo e azionati i processi produttivi, correlato all'introduzione di innovazioni finalizzate a realizzare significativi risparmi nella generazione energetica, sono strumenti necessari per conseguire obiettivi di sostenibilità ambientale e per soddisfare gli impegni assunti in ambito europeo e globale sulla riduzione dei gas serra.

Lo studio in esame rappresenta il completamento dell'approfondimento tematico sulle tecnologie per la decarbonizzazione, realizzato mediante i rapporti sull'efficienza energetica presentati nel 2010 (*Proposte di Confindustria per il piano nazionale di efficienza energetica*), nel 2013 (*Smart Energy Project*) e nel 2017 (*Rapporto Efficienza Energetica*).

L'analisi costi/efficacia/benefici dello studio presentato nel 2017, utilizzando la decarbonizzazione dell'economia al 2030 quale principale driver degli scenari energetici<sup>4</sup>, aveva già mostrato le ricadute macroeconomiche (attraverso l'approccio Input-Output) degli investimenti finalizzati ad ottenere una maggiore penetrazione di tecnologie per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili nell'ipotesi in cui l'aumento della domanda venga quasi interamente soddisfatto dall'industria italiana.

Partendo dalle valutazioni precedenti e in aderenza a quanto previsto negli scenari energetici della Strategia Energetica Nazionale, l'analisi attuale enuclea gli investimenti finalizzati ad accrescere i consumi energetici da fonte rinnovabile nei settori elettrico, termico e trasporti. Lo scenario energetico di cui ai capitoli precedenti, combinato con le informazioni sulle ricadute economiche mostrate nel presente capitolo, può essere utilizzato per trarre utili indicazioni di politica industriale, identificando le potenzialità teoriche di crescita ottenibili grazie allo sviluppo della filiera tecnologica di *equipment* delle tecnologie per la generazione energetica rinnovabile.

#### **A. Metodologia utilizzata: Matrice Input-Output (I-O)**

Con riferimento alle valutazioni relative ai vantaggi derivanti dalla realizzazione degli investimenti in tecnologie più efficienti, l'analisi d'impatto economico è stata condotta attraverso le seguenti fasi:

1. **Raccolta dei dati.** Associazioni di categoria e aziende del sistema Confindustria hanno fornito le proprie stime relative al costo delle tecnologie da cui è stato ottenuto l'ammontare complessivo degli investimenti per il conseguimento degli obiettivi di politica energetica fissati al 2030.
2. **Utilizzo dei risultati ottenuti dagli scenari energetici:** Il modello Times-Italia ha fornito i dati relativi agli investimenti in tecnologie energetiche in funzione dell'effettivo raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030. Il monte investimenti sulle fonti rinnovabili è stato confermato dall'analisi dello scenario tecnologico evidenziata nel secondo capitolo del presente approfondimento. In particolare sono stati analizzati due scenari:
  - Lo **Scenario "BASE"** è una simulazione *cost based* che mostra lo sviluppo delle tecnologie in esame nel caso venissero raggiunti gli obiettivi previsti al 2020 dalla Strategia Energetica Nazionale del 2013, ma non venissero posti ulteriori target vincolanti al 2030.
  - Lo **Scenario "Policy SEN"** che vede nell'efficienza energetica e nelle fonti rinnovabili le risposte alla decarbonizzazione del sistema energetico in presenza di un target europeo di riduzione delle emissioni del 40% (rispetto ai livelli del 1990), secondo quanto definito nel Quadro per il Clima e l'Energia 2030 (adottato dai leader dell'UE nell'ottobre 2014) e implementato in Italia nella Strategia Energetica Nazionale del 2017.
3. **Valutazione dell'impatto economico.** Al fine di comprendere le potenzialità di sviluppo teoriche insite nelle politiche ambientali, la domanda finale ricostruita sulla base delle tavole input-output è stata ricondotta all'aumento della spesa per investimenti nei diversi settori di produzione in funzione del bene/tecnologia. Tale valutazione ipotizza che l'industria italiana sia in grado di soddisfare la quasi totalità di domanda finale<sup>5</sup>.

<sup>4</sup> Per maggiori informazioni sulle ipotesi di base utilizzate nello scenario energetico si rimanda al Rapporto Efficienza Energetica 2017 di Confindustria.

<sup>5</sup> Solo il 17% degli investimenti del settore del "Trasporto" è stato considerato nella domanda finale di investimenti ai fini della valutazione dell'impatto sul sistema economico nazionale. Esso rappresenta, infatti, la quota della domanda soddisfatta dalla produzione nazionale, secondo le analisi condotte dall'associazione ANFIA. Una quota che in pochi anni è difficile che possa ampliarsi in misura significativa, stante le particolari caratteristiche del settore e le tendenze in atto nel mercato.

Si è ottenuto così uno schema sugli effetti di tale aumento della domanda nel sistema economico. L'impatto è stato valutato su alcune significative variabili riferite all'intera economia:

1. Valore della produzione;
2. Occupazione, misurata in migliaia di ULA (unità di lavoro standard);
3. Valore aggiunto.

L'analisi costi-benefici si è concentrata sui seguenti ambiti:

1. Residenziale;
2. Terziario;
3. Industriale;
4. Trasporti;
5. Elettrico.

I maggiori investimenti in tecnologia efficiente e in innovazione producono una consistente crescita del prodotto interno lordo, con positivi effetti sul saldo occupazionale.

L'analisi di impatto è stata condotta attraverso l'utilizzo di una matrice input-output a 63 settori/prodotti, riferita all'anno 2011, l'ultimo disponibile. Le matrici input-output forniscono una descrizione sistematica delle relazioni interindustriali e della struttura economica italiana e consentono di valutare, attraverso parametri che esprimono il grado di interdipendenza settoriale, come una variazione della domanda di qualsiasi bene in un determinato settore si diffonda e si propaghi all'intero sistema economico.

I vantaggi dell'utilizzo delle tavole input-output sono evidenti. Esse, tuttavia, contengono dei limiti che ne vincolano l'utilizzo o quantomeno che rischiano di distorcere in minima misura le stime nel medio-lungo periodo. Nel caso specifico, sono rilevabili tre ordini di limiti:

1. L'impiego dei modelli input-output va inteso, infatti, in termini di analisi statica comparata, nel senso che si valutano gli impatti differenziali di variazioni della domanda finale sui livelli di produzione o d'impiego dei fattori primari, a parità di ogni altra considerazione.
2. Inoltre, i parametri relativi all'interdipendenza settoriale sono riferiti ad un singolo anno, al 2011. L'ipotesi sottostante alle analisi di impatto è che tale grado di integrazione sia costante in tutto il periodo di riferimento (2018-2030). In altre parole non si tiene conto dei cambiamenti tecnologici e strutturali che si potrebbero verificare nel sistema produttivo italiano. L'impossibilità di tenere in considerazione tali cambiamenti si potrebbe tradurre in una sovrastima dell'impatto occupazionale che è riferito, nelle nostre valutazioni, a tecnologia invariata. Cambiamenti tecnologici, infatti, portano ad una redistribuzione a favore del capitale dell'intensità di utilizzo del fattore lavoro. C'è da sottolineare, tuttavia, che cambiamenti tecnologici e strutturali si verificano molto lentamente nei sistemi industriali maturi quale quello italiano. Gli effetti finali sulle stime al 2030 potrebbero dunque anche essere piuttosto contenuti.
3. Infine, l'utilizzo di una matrice delle tavole *input-output* di grandezza 63\*63 non consente di effettuare le stime di impatto su branche produttive molto dettagliate. L'ipotesi di completo soddisfacimento della domanda da parte dell'industria nazionale può essere più o meno aderente alla realtà in funzione del segmento considerato. L'impatto complessivo stimato deve essere quindi inteso come il valore massimo teorico a cui le politiche climatiche possono aspirare.

### B. Massimi risultati teorici sull'economia nazionale

La realizzazione degli investimenti previsti nei diversi ambiti considerati comporterebbe, secondo le valutazioni condotte nel Rapporto Efficienza Energetica del 2017, un incremento della domanda finale di investimenti pari a circa 398 Mld€ tra il 2018 e il 2030 nello scenario *BASE*. Ciò produrrebbe un aumento della produzione industriale italiana di 735 miliardi di euro in valori nominali rispetto al 2015 (610 miliardi al netto dei beni intermedi importati), pari al +1,4% medio annuo; una maggiore occupazione di circa 3,7 milioni di ULA (Unità di lavoro standard, +0,9% medio annuo) e un incremento del valore aggiunto nominale pari a circa 232 miliardi di euro (+1,0% annuo). Nell'ipotesi in cui vengano implementate opportune misure di policy affinché la domanda di tecnologie per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili siano quasi interamente soddisfatte dall'industria nazionale, gli effetti sul sistema economico italiano sarebbero molto significativi: il monte investimenti cumulato al 2030 potrebbe variare da un minimo di 224 miliardi di euro a un massimo di 543 miliardi di euro. Il massimo di tali investimenti implicherebbe un incremento del valore della produzione industriale italiana di 1.019 miliardi di euro (1,9% medio annuo, 867 miliardi al netto dei beni intermedi importati), un'occupazione più elevata di 5,7 milioni di ULA (+1,4% annuo) e un incremento del valore aggiunto di 340 miliardi di euro (+1,4% medio annuo).

L'attuazione delle politiche per la sostenibilità previste nello scenario di Policy SEN determinerebbe investimenti addizionali in tecnologie per efficienza energetica e fonti rinnovabili cumulati al 2030, rispetto allo scenario *BASE*, di circa 145 miliardi di euro, con aumenti di quasi 284 miliardi di euro in termini di produzione (a prezzi 2015), di occupazione per 1,978 milioni di ULA (pari a un aumento medio annuo di 132 mila unità) e di valore aggiunto per circa 107 miliardi di euro.

**Tabella 39 - impatto complessivo sul sistema economico italiano**

<b>Scenario BASE</b>			
<b>Investimenti cumulati (milioni €):</b>	<b>397.649</b>		
	<i>livello di base</i>	<i>impatto in valore</i>	<i>var. %</i>
Produzione industriale (milioni di €)	3.132.430	735.176	23,5
Impieghi intermedi importati (milioni di €)	312.560	124.845	39,9
Occupazione per settore (migliaia di ULA)	24.765	3.711	15,0
Valore aggiunto totale (milioni di €)	1.449.428	232.872	16,1
<b>Scenario Policy SEN</b>			
<b>Investimenti cumulati (milioni €):</b>	<b>543.377</b>		
	<i>livello di base</i>	<i>impatto in valore</i>	<i>var. %</i>
Produzione industriale (milioni di €)	3.132.430	1.019.503	32,5
Impieghi intermedi importati (milioni di €)	312.560	152.441	48,8
Occupazione per settore (migliaia di ULA)	24.765	5.689	23,0
Valore aggiunto totale (milioni di €)	1.449.428	339.793	23,4

Fonte: elaborazioni Confindustria

Un'analisi più dettagliata consente di valutare il contributo di ciascun ambito di intervento all'impatto macroeconomico complessivo. Scomponendo gli investimenti complessivi dal punto di vista tecnologico, si riesce a distinguere l'impatto legato allo sviluppo dell'efficienza energetica da quello legato all'aumento della generazione energetica da fonti rinnovabili:

- gli investimenti cumulati per la l'efficientamento energetico dei settori residenziale, terziario e industriale nel periodo 2018-2030 varieranno tra un minimo di 129,6 Mld € e un massimo di circa 277,2 Mld €,
- gli investimenti nel settore delle rinnovabili elettriche risulterebbero fra un minimo di 39,9 Mld € e un massimo di 68,1 Mld €, e nel settore delle rinnovabili termiche fra un minimo di circa 29,7 Mld € e un massimo di circa 57,7 Mld €, per un totale complessivo tra i 67,8 Mld € e i 125,8 Mld €.

Tabella 40 - Contributo tecnologico all'impatto sul sistema economico nazionale

<u>Milioni €</u>	INVESTIMENTI PER SETTORE	RINNOVABILI ELETTRICHE	RINNOVABILI TERMICHE	EFFICIENZA ENERGETICA	MOBILITA' SOSTENIBILE
RESIDENZIALE	129.396 - 222.274		29.730 - 57.745	99.666 - 164.529	
TERZIARIO	22.874 - 78.593			22.874 - 78.593	
INDUSTRIALE	7.091 - 34.127			7.091 - 34.127	
TRASPORTI	24.957 - 140.209				24.957 - 140.209
ELETTRICO	39.944 - 68.175	39.944 - 68.175			
<b>TOTALE</b>	<b>224.262 - 543.378</b>	<b>39.944 - 68.175</b>	<b>29.730 - 57.745</b>	<b>129.631 - 277.249</b>	<b>24.957 - 140.209</b>

Fonte: elaborazioni Confindustria

Prendendo a riferimento solo lo scenario *Policy SEN* per analizzare le ricadute settoriali, risulta evidente che l'intervento più consistente è ipotizzato nel settore residenziale (222 miliardi di euro cumulati), che da solo attiva circa la metà degli incrementi previsti sia in termini di produzione industriale (433 miliardi), sia di valore aggiunto (150 miliardi) e di occupazione (2,8 milioni di ULA in più). All'interno di tale settore, oltre agli interventi per la riqualificazione energetica, sono state previste installazioni di impianti per le rinnovabili termiche.

Il settore elettrico, in cui gli investimenti sono quasi integralmente riferiti alle fonti rinnovabili elettriche (68 miliardi), determinerà incrementi altamente significativi sia in termini di produzione industriale (114 miliardi), sia di valore aggiunto (34 miliardi) e di occupazione (321 migliaia di ULA) (Tab. 41).

Enucleando i benefici legati allo sviluppo delle **fonti rinnovabili** dall'ammontare complessivo si può stimare che l'aumento **massimo** della **domanda cumulata di investimenti al 2030** sopra citata (**125,8 Mld €**) implicherebbe un **incremento del valore della produzione industriale** italiana di **226 Mld €**, un'**occupazione** più elevata di **1 milione di ULA** e un **incremento del valore aggiunto** di **73 miliardi di euro**.

**Tabella 41 - Contributo settoriale all'impatto sul sistema economico nazionale**

	<b>Impatto sul sistema economico nazionale (2018-2030)</b>						
	<b>Aumento investimenti</b>						
	Scenario Policy (milioni di euro)	Produzione (milioni di euro)	Occupazione (migliaia di ULA)	Valore aggiunto (milioni di euro)	Produzione (var. %)	Occupazione (var. %)	Valore aggiunto (var. %)
Residenziale	222.274	433.036	2.776	149.859	13,5	11,0	10,6
Terziario	78.593	143.164	816	46.229	4,5	3,2	3,3
Industria	34.127	66.727	352	21.111	2,1	1,4	1,5
Trasporti	140.209	279.880	1.475	77.943	8,7	5,9	5,5
Elettrico	68.175	113.570	321	34.288	3,5	1,3	2,4
Totale cumulato*	543.377	1.019.503	5.689	339.793	33	23	23

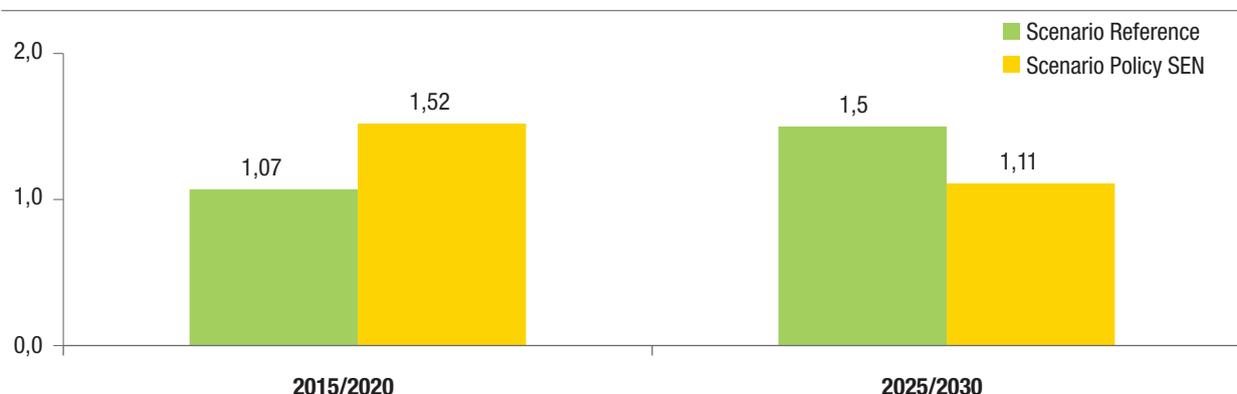
\* Il totale generale non coincide con la somma degli incrementi stimati per i singoli progetti in quanto la valutazione complessiva è stata fatta imputando contemporaneamente l'aumento della domanda annua dal 2018 al 2030 in tutti i comparti interessati e ciò ha accentuato gli effetti diretti e indiretti sul sistema nazionale rispetto a quelli derivanti dalla somma dei singoli interventi settoriali.

Fonte: elaborazioni Confindustria

Tale valutazione mostra i potenziali complessivi del settore al 2030, ipotizzando una completa attivazione dell'industria nazionale al fine di soddisfare la domanda di tecnologie. Focalizzando l'attenzione sulla manifattura, i suddetti potenziali devono essere posti in relazione con l'attuale condizione della filiera tecnologica:

- Visti gli investimenti necessari al raggiungimento degli obiettivi climatici al 2030, esistono concrete potenzialità di crescita legate alle politiche per la decarbonizzazione, fra cui lo sviluppo delle fonti rinnovabili.
- Vista la modesta presenza sul territorio nazionale di aziende operanti nelle filiere di *equipment* rinnovabile elettrico e termico, l'effettivo sviluppo manifatturiero dipenderà dalla capacità del sistema nazionale di cogliere l'opportunità di trasformazione del tessuto industriale per tramutare la domanda di investimenti in incremento del valore della produzione.

In conclusione si riportano gli effetti sulla crescita economica complessiva del nostro Paese. Entrambi gli scenari energetici considerati e, di conseguenza, gli aumenti di domanda relativamente ai settori interessati portano, come già anticipato, ad un potenziale incremento della produzione industriale nell'ipotesi di un completo assorbimento degli investimenti in nuove tecnologie attraverso l'attivazione del sistema nazionale. Una tale impostazione determinerebbe effetti positivi anche sul Prodotto Interno Lordo, significativamente differenziati a seconda dello scenario preso in esame.

**Figura 47 - Tasso medio annuo di crescita del PIL tra 2015 e 2030 nei due scenari (Italia, var. % medie annue)**


Fonte: elaborazioni Confindustria

Nello scenario *Policy SEN* l'andamento del PIL italiano passa da un incremento medio annuo dell'1,52% (contro il +1,07% dello scenario *BASE*) nei primi cinque anni, al +1,50% nell'ultimo quinquennio di proiezione (2025-2030), con un distacco di circa 4 decimi che si mantiene sostanzialmente invariato rispetto allo scenario di *BASE*.

### C. Effetti teorici sul bilancio pubblico e massimo impatto complessivo

A completamento delle analisi già descritte, sono stati aggiunti anche gli effetti teorici sul bilancio pubblico derivanti dai meccanismi di incentivazione che sono stati ipotizzati nella realizzazione dei diversi investimenti.

Le conseguenze sul bilancio dello Stato di una attivazione dell'industria italiana nel soddisfacimento della domanda di nuove tecnologie potrebbero essere significative, in particolare con riferimento ai flussi delle entrate tributarie (imposte dirette e indirette).

I contributi statali sono relativi a quelle politiche di promozione dell'efficienza energetica, come le detrazioni fiscali, che incidono sulla finanza pubblica e non sulle bollette energetiche. Relativamente alle imposte dirette (IRES e IRPEF), a fronte di una diminuzione di quelle pagate dalle compagnie del settore energetico (che vedono ridursi i propri ricavi in relazione alla diminuzione dei consumi energetici) si registra un aumento del gettito fiscale delle società manifatturiere che producono beni e tecnologie efficienti o rinnovabili e dei soggetti (forza lavoro e fornitori) che lavorano per queste.

Per quanto riguarda le imposte indirette (IVA e accise), a fronte di un maggior gettito dell'IVA legato all'aumento ipotizzato della domanda, si registra una significativa riduzione del gettito dell'IVA e delle accise pagate sull'energia risparmiata.

**Tabella 42 - Effetti complessivi sul sistema economico italiano (valori cumulati 2018-2030)**

			<b>TOTALE</b>
	Effetti negativi sul bilancio statale	Contributi statali	milioni di € -218.535
		Accise e IVA (-consumi)	milioni di € -11.474
<i>Effetti sul bilancio statale</i>			
	Effetti positivi sul bilancio statale	IRPEF (+occupazione)	milioni di € 165.976
		IVA	milioni di € 101.157
		IRES	milioni di € 31.997
TOTALE			milioni di € 69.121
<i>Effetti sul sistema energetico</i>			
	Effetti quantitativi sul sistema energetico	Energia risparmiata (Consumi di energia primaria)	Mtep 85,5
		CO <sub>2</sub> risparmiata	Mt 337
	Impatto economico sul sistema energetico	Energia risparmiata <sup>(1)</sup>	milioni di € 26.380
		CO <sub>2</sub> risparmiata <sup>(2)</sup>	milioni di € 11.291
TOTALE			milioni di € 37.671
<b>IMPATTO COMPLESSIVO</b>			<b>milioni di € 106.792</b>

(1) Calcolata considerando il valore di 71,0 € al barile di petrolio in media nel periodo.

(2) Calcolata considerando il valore di 20,5 €/tonnellata di CO<sub>2</sub> in media nel periodo.

Fonte: elaborazione Confindustria



Tenuto conto degli effetti netti sul bilancio statale – che sono ritenuti positivi per 69,1 miliardi di euro – e di quelli sul sistema energetico, in termini di riduzione della fattura energetica e CO2 risparmiata – stimati in 37,7 miliardi di euro – si può stimare che l'aumento della domanda di **investimenti in efficienza e rinnovabili**, se catturato interamente dalla produzione nazionale, comporta un **impatto complessivo positivo sul sistema economico** per circa **106,8 miliardi di euro** cumulati nel periodo 2018-2030.

### 3. Valutazioni economiche dell'integrazione delle fonti rinnovabili e proiezioni degli effetti competitivi

Il grande impegno profuso dall'Italia per il raggiungimento dei target al 2020 ha determinato, per le imprese, forti variazioni sul costo dell'energia. In particolar modo per promuovere la produzione di energia *green* si sono susseguite misure di incentivazione sostenute dal consumatore elettrico, mentre l'efficienza energetica è stata sostenuta mediante la fiscalità generale (detrazioni fiscali) o oneri sui consumatori gas. Il contesto che si prefigura per il prossimo futuro, con gli ambiziosi obiettivi al 2030 e 2050, pone la necessità di quantificare gli effetti economici delle *policy* alternative, così da scegliere il più efficiente percorso di sviluppo per il sistema energetico. La partecipazione effettiva delle fonti rinnovabili al mercato dell'energia mediante una riforma del mercato elettrico, che garantisca alle FER di esprimere il loro massimo potenziale nelle diverse sessioni di mercato, rappresenta al contempo un'esigenza ed una opportunità e consentirebbe un progressivo *phase-out* degli incentivi amministrati per le tecnologie mature e il mantenimento di una priorità di dispacciamento esclusivamente per *asset* esistenti o sistemi in fase di sviluppo.

È un'esigenza in quanto il parco di generazione negli ultimi anni ha radicalmente mutato il proprio assetto: il forte incremento di capacità installata da fonti rinnovabili, per lo più non programmabili, ed il conseguente significativo apporto di tali fonti alla copertura del carico di domanda, ha determinato un significativo aumento dei fabbisogni di flessibilità del sistema, chiamato a garantire continuamente il pieno *back-up* delle produzioni intermittenti. La piena integrazione delle fonti energetiche rinnovabili all'interno del sistema elettrico richiede dunque una serie di azioni chiave che abilitino la transizione verso il nuovo paradigma energetico. In questo senso un elemento fondamentale è rappresentato dagli investimenti sulla Rete di Trasmissione Nazionale, mirati a rafforzare la magliatura della rete, ridurre le congestioni e rimuovere i vincoli di rete, ma anche tesi ad aumentare la disponibilità di risorse per la regolazione della tensione (reattanze e compensatori sincroni). In aggiunta, accanto agli interventi di sviluppo della rete, la migliore integrazione delle FER richiede l'implementazione di altre linee di azioni quali l'integrazione dei mercati spot con mercati a termine in grado di fornire corretti segnali di prezzo per l'adeguatezza e per il rinnovamento ed efficientamento del parco di generazione, accompagnando il sistema verso una piena decarbonizzazione (capacity market e aste per le RES), lo sviluppo di capacità di stoccaggio, l'apertura del MSD alla domanda, alla generazione distribuita e alle fonti rinnovabili non programmabili e l'integrazione del mercato italiano con i mercati esteri. In particolare, l'utilizzo di strumenti efficienti, quali le aste e i contratti di lungo termine, per la selezione dei progetti da promuovere potrebbe essere un'ulteriore soluzione per accompagnare l'aumento della capacità rinnovabile nazionale, in coerenza con il nuovo quadro normativo comunitario in tema di aiuti di stato.

L'integrazione delle rinnovabili è anche una grande opportunità, in quanto elemento centrale dello sviluppo dei principali sistemi energetici, secondo i nuovi paradigmi di decarbonizzazione, partecipazione dei clienti finali e generazione distribuita. In questo senso il sistema italiano è un laboratorio naturale per testare tali soluzioni, partendo da un livello già molto elevato di diffusione delle rinnovabili e da un significativo tasso di innovazione delle reti di distribuzione.

Il presente capitolo si pone l'obiettivo di analizzare le diverse opzioni tecnologiche nei settori elettrico, termico e trasporti, per poi definire le future evoluzioni dei costi complessivi e le conseguenti implicazioni sulla competitività delle imprese manifatturiere.

### 3.1 - Elementi di valutazione economica per le tecnologie Rinnovabili

I nuovi obiettivi ambientali al 2030 comporteranno ingenti investimenti nei settori elettrico, termico e trasporti. Risulta pertanto necessario comprendere lo stato di avanzamento delle diverse tecnologie per poter prefigurare uno sviluppo efficiente delle fonti rinnovabili.

#### A. Le tecnologie rinnovabili nel settore elettrico

La valutazione economica delle fonti rinnovabili elettriche è stata sviluppata analizzando il *Levelised Cost of Electricity Generation* (LCOE), considerato una buona indicazione della competitività di una tecnologia rispetto alle altre nella produzione di energia.

Il valore viene determinato secondo la seguente formula:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Dove:

- $I_t$  = Costi annuali dell'investimento
- $M_t$  = Spese di gestione e manutenzione per anno
- $F_t$  = Spese per il combustibile per anno
- $E_t$  = Energia elettrica generata per anno
- $r$  = Tasso di sconto
- $n$  = Vita economica del sistema

Confrontando fonti rinnovabili e tradizionali si osserva che gli impianti alimentati a gas naturale sono meno *capital intensive* di quelli da FER, nonostante il *gap* si stia riducendo grazie alla diminuzione dei costi di investimento, dell'incremento dell'efficienza delle tecnologie degli impianti rinnovabili e a causa delle incertezze riguardo i costi nel lungo termine dei combustibili fossili.

Secondo alcune stime, tra il 2010 e il 2014 il LCOE delle rinnovabili a livello globale è sceso significativamente, specialmente per il fotovoltaico e per il solare a concentrazione, ma anche per l'eolico *on-shore*. In particolare si vedano i valori minimo e massimo dell'LCOE nel 2014 inseriti dalla Commissione Europea all'interno dell'approfondimento inerente lo stato dell'Energy Union. Nel 2014 i valori dell'LCOE per le principali tecnologie rinnovabili in Europa sono stati comparabili con la situazione media a livello globale, ma alcuni Paesi come la Cina e l'USA presentano ancora valori nettamente inferiori con livelli di efficienza e qualità non sempre comparabili. Comunque il costo delle tecnologie rinnovabili sta scendendo velocemente e, pertanto, tali fonti stanno divenendo nel corso del tempo sempre più competitive e attrattive per i mercati.

Secondo tali informazioni della Commissione Europea<sup>1</sup>, tra il 2010 e il 2015 l'LCOE per il fotovoltaico *utility-scale* è calato del 58% globalmente e potrebbe scendere di un ulteriore 57% tra il 2015 e il 2025 in caso di un accelerato

<sup>1</sup> State of the Energy Union

sviluppo e una più veloce adozione delle migliori tecnologie disponibili. Nel 2015 il costo delle installazioni eoliche *on-shore* scende del 7% ogni volta che si raddoppia la capacità e ci sono ulteriori potenziali per una riduzione dell'LCOE del 26% al 2025. Per quanto riguarda l'eolico *off-shore*, il globale LCOE potrebbe scendere del 35% al 2025, ci sono infatti già i primi segni di una riduzione accelerata del costo, con casi sotto gli 80€/MWh.

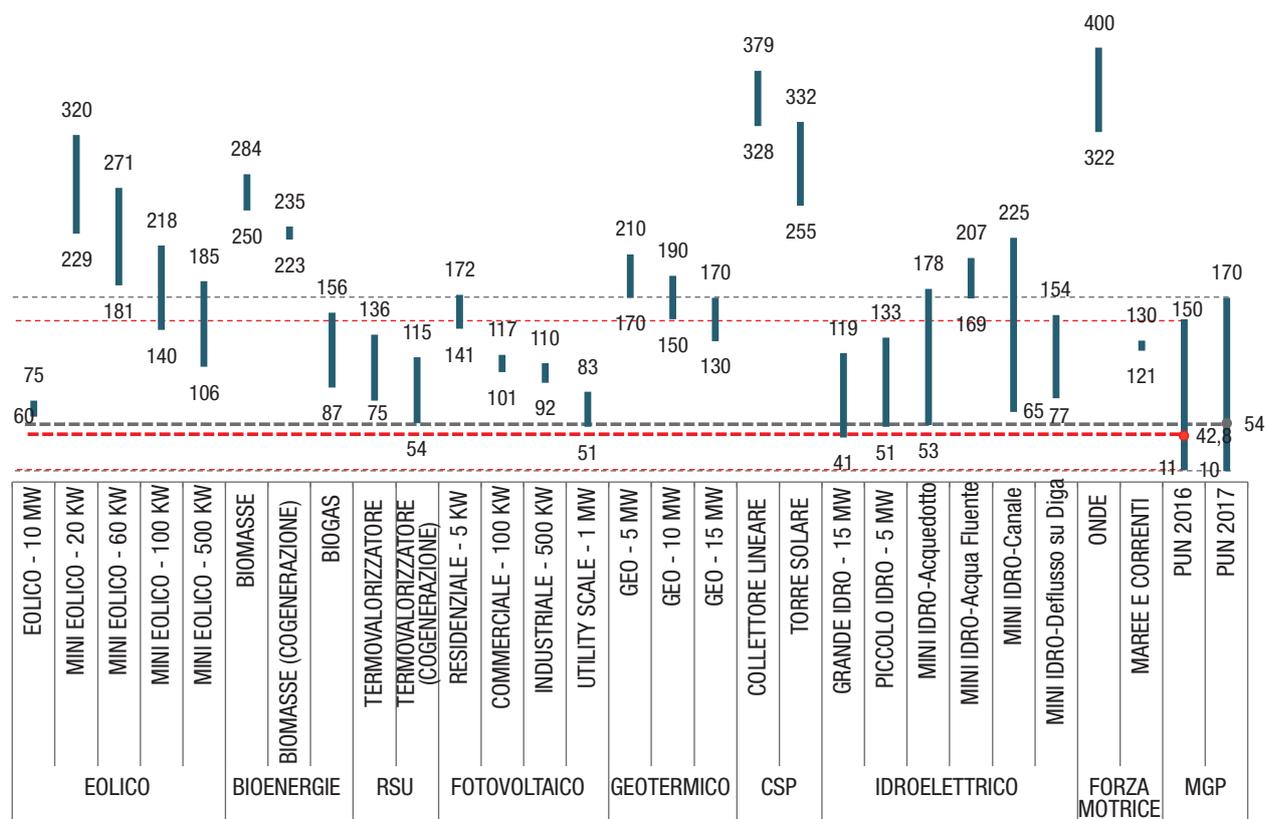
Nel 2016 gli LCOE medi a livello globale degli impianti idroelettrici, geotermici, eolico *on-shore* e a biomassa sono comparabili con la fascia in cui si attestano i combustibili fossili. Quelli dell'eolico *off-shore*, del fotovoltaico e del CSP sono invece leggermente superiori ma iniziano ad essere competitivi in alcuni contesti e per determinate capacità. Ciò non considera però le specificità territoriali che determinano fattori di capacità estremamente differenti. Il costo dell'energia prodotta dalla tecnologia eolica *on-shore*, che sembrerebbe ad esempio essere paragonabile alle turbine gas a ciclo combinato, varia molto a seconda delle ore vento a cui gli impianti sono soggetti. Allo stesso modo gli impianti fotovoltaici in Italia hanno fattori di capacità inferiori rispetto a quanto riscontrabile a livello globale e superiori a livello europeo (in funzione delle ore di irraggiamento). Le disparità di costo sono comunque diminuite notevolmente a favore delle tecnologie *low-carbon* anche per il fatto che le politiche hanno indotto progressi tecnologici che hanno sospinto la discesa degli investimenti in conto capitale.

Calando l'applicazione delle tecnologie rinnovabili nel nostro Paese, si ottiene l'attuale livello di costo dell'energia generata. Gli impianti che si avvicinano maggiormente al valore medio ponderato del PUN 2016 e 2017 risultano essere il grande eolico, il fotovoltaico *utility scale*, l'idroelettrico e gli impianti di termovalorizzazione in assetto cogenerativo. Gli impianti di taglia minore e le bioenergie, essendo caratterizzate da elevati costi variabili per l'acquisto dei *feedstock*, sono nella maggioranza dei casi ancora distanti dal prezzo medio del mercato.

Le tecnologie innovative, come la forza motrice e il solare a concentrazione, appaiono essere le più distanti dal valore di riferimento (Fig 48).

Nei prossimi anni si prevedono importanti evoluzioni di prezzo degli impianti, che permetteranno di accrescere i contingenti di generazione elettrica rinnovabile in modo efficiente dal punto di vista tecnologico.

Nella tabella sottostante sono rappresentate le evoluzioni previste, per le diverse tecnologie, del costo di installazione (capex) e di gestione (opex), nonché delle ore di funzionamento.

**Figura 48 - Levelised Cost of Electricity delle tecnologie rinnovabili in Italia (€/MWh)**


Fonte: elaborazioni Confindustria

**Tabella 43 - Evoluzione dei parametri di costo degli impianti rinnovabili al 2030**

Tecnologie produzione elettrica da FER		Costo Investimento				Costo O&M				Ore funz./Capacity Factor			
Tipologia	Descrizione	2017	2020	2025	2030	2017	2020	2025	2030	2017	2020	2025	2030
Eolico	Mini Eolico	0%	-3%	-7%	-10%	0%	-14%	-20%	-27%	0%	15%	20%	25%
	Eolico on shore	0%	-3%	-7%	-10%	0%	-14%	-20%	-27%	0%	15%	20%	25%
	Eolico off shore	0%	0%	-5%	-10%	0%	0%	-8%	-16%	0%	0%	8%	17%
Solare PV	Residenziale	0%	-22%	-31%	-40%	0%	-17%	-22%	-27%	0%	7%	10%	13%
	Commerciale	0%	-29%	-36%	-43%	0%	-12%	-16%	-20%	0%	7%	10%	13%
	Industriale	0%	-29%	-36%	-43%	0%	-12%	-16%	-20%	0%	7%	10%	13%
	Utility	0%	-22%	-27%	-32%	0%	-10%	-15%	-20%	0%	6%	9%	13%
CSP	MIN	0%	-20%	-30%	-41%	0%	0%	-6%	-11%	0%	0%	0%	15%
	MAX	0%	-20%	-31%	-42%	0%	0%	-6%	-11%	0%	0%	17%	33%
Geotermia	Tradizionale	0%	0%	-2%	-5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Biomassa solida	MAX	0%	0%	-3%	-7%	0%	0%	-4%	-8%	0%	5%	6%	8%
	MIN	0%	-2%	-3%	-4%	0%	0%	-2%	-3%	0%	0%	2%	5%
Biogas	MAX	0%	-1%	-2%	-3%	0%	0%	-3%	-5%	0%	5%	6%	7%
	MIN	0%	-6%	-10%	-14%	0%	0%	-3%	-5%	0%	5%	6%	7%

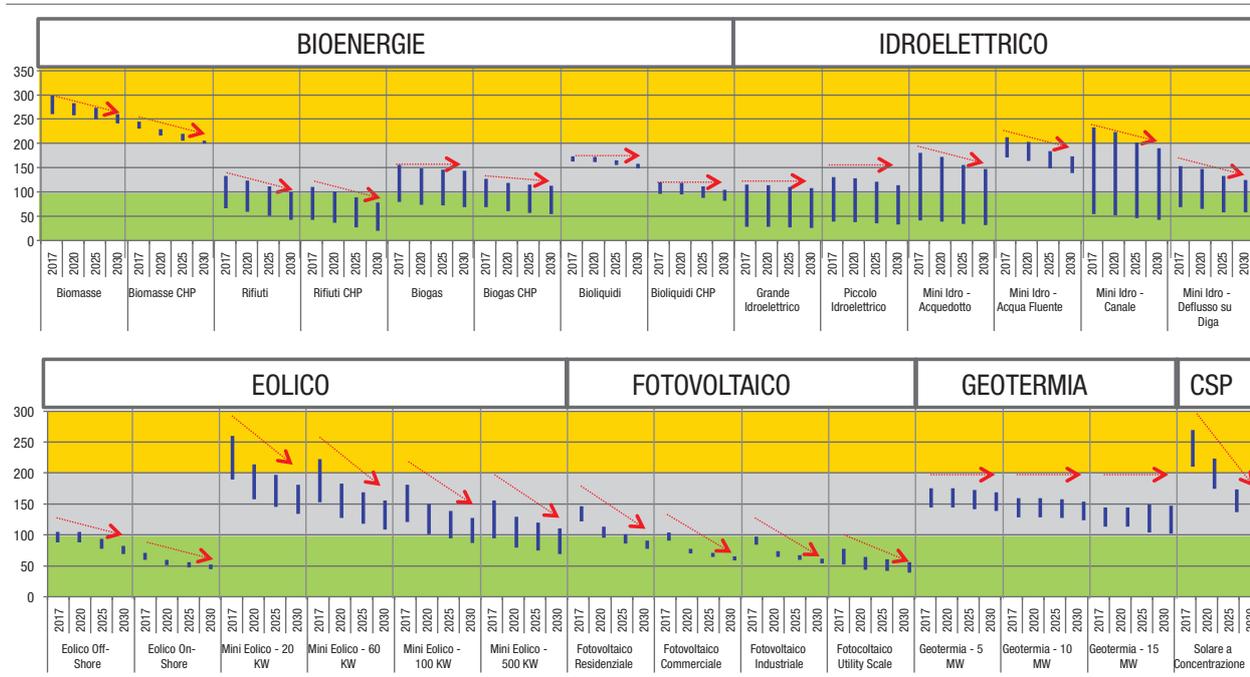
segue

Tipologia	Descrizione	2017	2020	2025	2030	2017	2020	2025	2030	2017	2020	2025	2030
Bioliquidi	MAX	0%	-7%	-9%	-11%	0%	0%	-3%	-5%	0%	0%	3%	6%
	MIN	0%	-7%	-9%	-11%	0%	0%	-3%	-6%	0%	0%	3%	6%
Termovalorizzatori	Solo produzione elettrica	0%	-3%	-7%	-11%	0%	-3%	-7%	-11%	0%	3%	6%	10%
RSU	Cogenerazione	0%	-3%	-7%	-11%	0%	-3%	-7%	-11%	0%	3%	6%	8%
Idroelettrico	Mini Idro	0%	-3%	-7%	-10%	0%	-3%	-7%	-10%	0%	1%	6%	8%
	Piccolo Idro	0%	-2%	-5%	-7%	0%	0%	-4%	-8%	0%	0%	2%	5%
	Grande Idro	0%	-1%	-3%	-5%	0%	0%	-3%	-5%	0%	0%	0%	0

Fonte: elaborazioni Confindustria su fonte tavolo decarbonizzazione Presidenza del Consiglio

Sulla base delle suddette proiezioni si possono stimare delle importanti riduzioni dell'LCOE delle fonti rinnovabili, come evidenziato nella figura seguente.

Figura 49 - Evoluzione al 2030 del Levelised Cost of Electricity delle tecnologie rinnovabili in Italia (€/MWh)



Fonte: elaborazioni Confindustria su fonte tavolo decarbonizzazione Presidenza del Consiglio

## I. FOCUS EOLICO

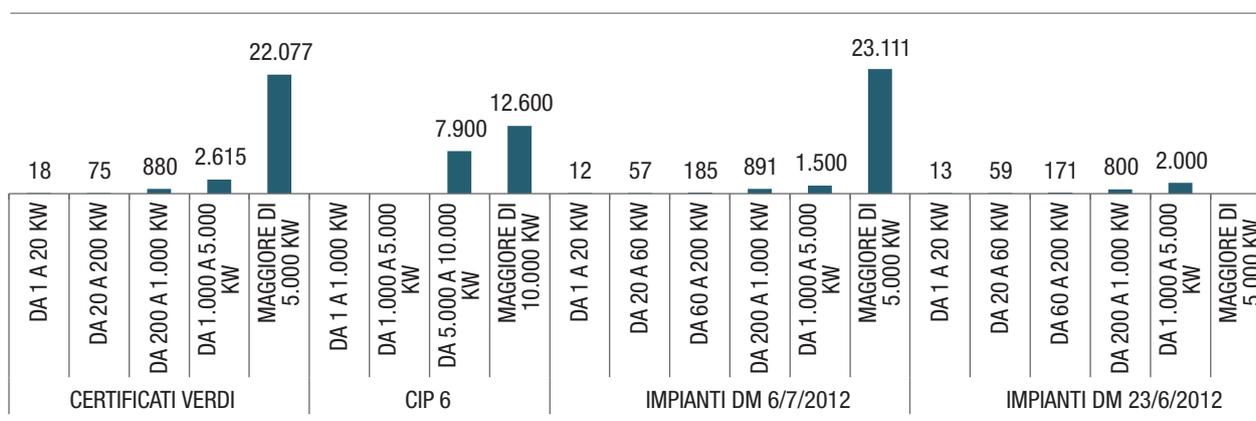
Il parco eolico attualmente installato ha generato importanti investimenti e posti di lavoro negli ultimi anni. Ciò anche grazie alla promozione tecnologica operata dalle scelte di politica energetica del Paese (Tab. 44).

Il maggior numero di impianti di potenza superiore a 5 MW è stato ammesso agli incentivi con il DM 06/07/2012 mentre la maggior parte della capacità installata in precedenza è stata incentivata attraverso il meccanismo dei certificati verdi (Fig. 50).

**Tabella 44 - investimenti, VAL e occupati nuovi impianti Eolici 2012-2015**

IMPIANTI EOLICI	2012	2013	2014	2015
Investimenti nuovi impianti (Mln€)	1.751	654	279	682
Valore aggiunto nuovi impianti (Mln €)	956	353	168	
Spese di gestione (Mln €)	238	252	259	276
Valore aggiunto gestione (Mln€)	180	191	196	
Occupati fase di nuova installazione	15.731	5.817	2.756	6.751
Occupati gestione e manutenzione	3.190	3.384	3.475	3.700

Fonte: GSE

**Figura 50 - Potenza in esercizio incentivata per meccanismo incentivante nel 2016 (MW)**


Fonte: GSE

Osservando i meccanismi di incentivazione si nota che mentre i certificati verdi hanno garantito un raddoppio annuale dei ricavi, le aste portano introiti di gran lunga minori. Ciò deriva dal fatto che i certificati verdi avevano lo scopo di avviare il settore mentre le aste sono nate nell'ottica di ottimizzare i costi e portare il sistema verso la *market parity*, anche considerando il miglioramento tecnologico sviluppato negli ultimi anni.

**Figura 51 - Andamento incentivazione impianti Eolici e PUN (2002-2016)**


Fonte: elaborazione Confindustria su fonte GSE

Tabella 45 - Incentivazione energia eolica

INCENTIVAZIONE PARCO EOLICO					
Classe di potenza	Potenza MW	Numero impianti n	Incentivo annuo Mln €/anno	Generazione annua MWh/anno	Incentivazione media €/MWh
Da 1 a 20 KW	6,9	561	1,1	5.021	219,08
Da 20 a 200 KW	127,3	1.789	28,8	130.374	220,9
Da 200 a 1.000 KW	175,6	199	35,2	346.590	101,56
Da 1.000 a 5.000 KW	165,6	64	29,8	293.280	101,61
Maggiore di 5.000 KW	8.160,00	369	1.384,70	14.062.733	98,47
TOTALE	8.635,40	2.982	1.479,60	14.837.998	99,72

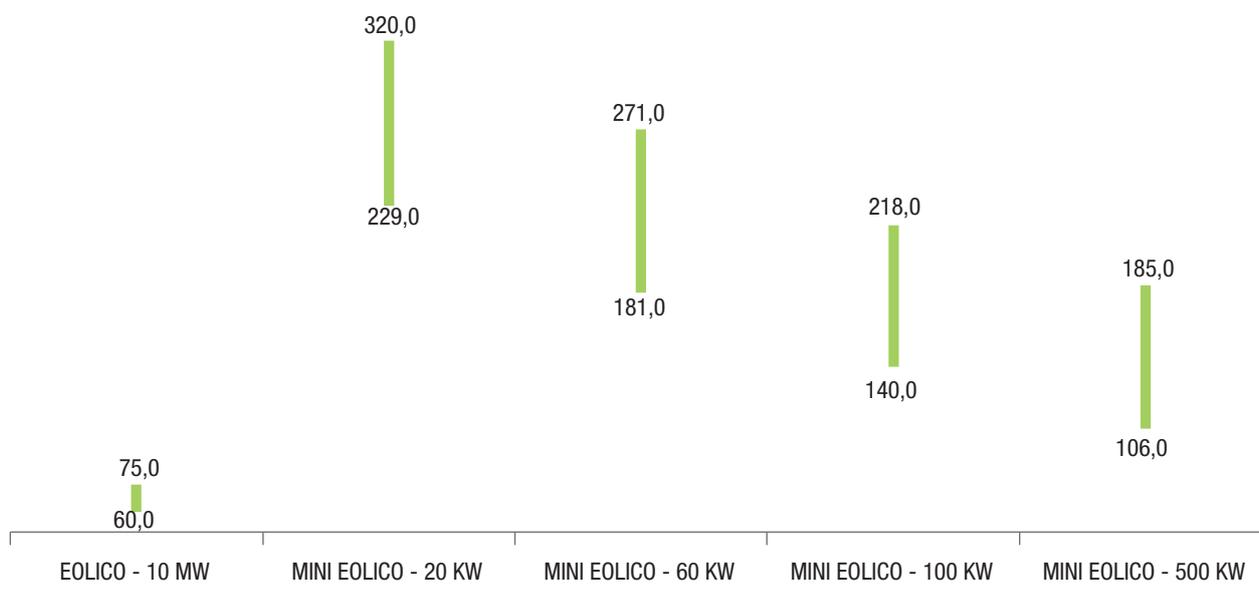
Fonte: GSE

Negli ultimi anni si è riscontrata una forte riduzione dei costi di installazione degli impianti eolici, la quale ha permesso di ridurre fortemente il livello di incentivazione necessario alla bancabilità dei progetti. Per comprendere i benefici derivati dal progresso tecnologico avutosi negli ultimi anni è possibile confrontare, a titolo di esempio, uno stesso impianto on-shore di 10 MW in funzione per 1.800 ore annue:

- In caso fosse stato installato nel 2010 avrebbe beneficiato di Certificati Verdi dal valore medio di 83,5 €/MWh in aggiunta al prezzo del PUN (in media 63,7 €/MWh) per un totale annuo stimabile in 147,2 €/MWh per 15 anni.
- In caso avesse partecipato alle aste del 2012 avrebbe ricevuto una tariffa incentivante di 111 €/MWh per 20 anni.
- In caso avesse partecipato alle aste del 2014 avrebbe ricevuto una tariffa incentivante ribassata rispetto al valore di partenza in media del 27%, arrivando ad un totale annuo di 92 €/MWh per 20 anni.
- In caso avesse partecipato alle aste del 2016 avrebbe ricevuto una tariffa incentivante ribassata rispetto al valore di partenza in media del 40%, arrivando ad un totale annuo di 66 €/MWh per 20 anni.

Come indicato anche nella scheda tecnologica, il costo degli impianti in Italia non ha seguito un trend di riduzione paragonabile al calo dell'incentivazione, da ciò potrebbero determinarsi delle riduzioni negli investimenti nei prossimi anni. Si riportano di seguito delle valutazioni economiche finalizzate a chiarire la fattibilità degli investimenti nel settore dell'eolico, stanti le attuali condizioni di mercato. Il valore minimo dell'LCOE del grande eolico risulta essere di 60 €/MWh, mentre il mini eolico passa da 229,0 €/MWh, per gli impianti da 20 KW, a 106,0 €/MWh, per gli impianti da 500 KW (Fig. 52).

Di seguito si riportano i valori di base utilizzati nell'analisi economica degli impianti (Tab. 46A).

**Figura 52 - LCOE impianti eolici in Italia (€/MWh)**


Fonte: elaborazioni Confindustria

**Tabella 46a - Valori di mercato impianti Eolici in Italia**

<b>EOLICO - 10 MW</b>			
Costi impianto (€/KW)	1.250 – 1.330	Potenza impianto (MW)	10
Costi operativi (€/KW/anno)	50	Ore di funzionamento (h)	2.550 – 3.025
Costi impianto (Mln €)	1,25 – 1,33	Vita utile (anni)	20
Produzione annua (GWh)	25,5 – 30,2	IRR Equity side (%)	12%
Rapporto Equity - Debt (%)	30% - 70%	Costi assicuraz. (% capex)	1%
Costi finanziamento (% interessi)	3%	LCOE (€/MWh)	60,0 – 75,0
<b>MINI EOLICO - 500 KW</b>			
Costi impianto (€/KW)	2.400	Potenza impianto (KW)	500
Costi operativi (€/KW/anno)	60	Ore di funzionamento (h)	2.200 – 2.800
Costi impianto (€)	1.200.000	Vita utile (anni)	25
Produzione annua (MWh)	1.100 – 1.400	Imposte reddito (%)	27,10%
Rapporto Equity - Debt (%)	30% - 70%	Durata finanz. (anni)	15
Costi finanziamento (% interessi)	3%	Costo terreno (€/a)	5.000
Imposte patrimoniali (%)	0.07%	IRR Equity side (%)	10%
Costi variabili(€/MWh)	0,5	LCOE (€/MWh)	106,0 – 185,0
<b>MINI EOLICO - 100 KW</b>			
Costi impianto (€/KW)	3.000	Potenza impianto (KW)	100
Costi operativi (€/KW/anno)	80	Ore di funzionamento (h)	1.800 – 2.800
Costi impianto (€)	300.000	Vita utile (anni)	25
Produzione annua (MWh)	180 – 280	Imposte reddito (%)	27,10%
Rapporto Equity - Debt (%)	30% - 70%	Durata finanz. (anni)	15
Costi finanziamento (% interessi)	3%	Costo terreno (€/a)	3.000
Imposte patrimoniali (%)	0.07%	IRR Equity side (%)	7% - 9%
Costi variabili(€/MWh)	0,5	LCOE (€/MWh)	140,0 – 218,0

segue

**MINI EOLICO - 60 KW**

Costi impianto (€/KW)	4.167	Potenza impianto (KW)	60
Costi operativi (€/KW/anno)	117	Ore di funzionamento (h)	2.000 – 3.000
Costi impianto (€)	250.000	Vita utile (anni)	25
Produzione annua (MWh)	120 - 180	Imposte reddito (%)	27,10%
Rapporto Equity - Debt (%)	30% - 70%	Durata finanz. (anni)	15
Costi finanziamento (% interessi)	3%	Costo terreno (€/a)	2.000
Imposte patrimoniali (%)	0.07%	IRR Equity side (%)	6% - 8%
Costi variabili(€/MWh)	0,5	LCOE (€/MWh)	181,0 – 271,0

**MINI EOLICO - 20 KW**

Costi impianto (€/KW)	5.000	Potenza impianto (KW)	20
Costi operativi (€/KW/anno)	120	Ore di funzionamento (h)	2.000 – 2.800
Costi impianto (€)	100.000	Vita utile (anni)	25
Produzione annua (MWh)	40 - 56	Imposte reddito (%)	27,10%
Rapporto Equity - Debt (%)	30% - 70%	Durata finanz. (anni)	15
Costi finanziamento (% interessi)	3%	Costo terreno (€/a)	1.000
Imposte patrimoniali (%)	0.07%	IRR Equity side (%)	4% - 7%
Costi variabili(€/MWh)	0,5	LCOE (€/MWh)	229,0 – 320,0

Fonte: elaborazioni Confindustria

Risulta utile sviluppare il *repowering* degli impianti per ottenere benefici in termini di produzione elettrica, costi degli interventi e impatti sull'ambiente e sulla società.

**Figura 53 - Potenziali benefici repowering impianti eolici**

<b>AUMENTO GENERAZIONE</b>	<b>CONTENIMENTO COSTI</b>	<b>AMBIENTE E SOCIETÀ</b>
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Incremento di produzione elettrica sfruttando le aree più ventose oggi occupate dagli aerogeneratori esistenti;</li> <li>2. Incremento di produzione elettrica installando impianti più efficienti e di maggior taglia rispetto a quelli esistenti;</li> <li>3. Incremento di produzione elettrica grazie alla maggiore integrazione dell'impianto con la rete elettrica data da sistemi di connessione simili a quelli utilizzati delle centrali tradizionali;</li> <li>4. Riduzione dei rischi di produzione grazie alla perfetta conoscenza del sito e dell'energia aerodinamica disponibile;</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Contenimento dei costi complessivi di installazione rispetto alla realizzazione di un impianto nuovo vista la presenza di alcune componenti e infrastrutture che possono essere riutilizzate;</li> <li>2. Contenimento dei costi di manutenzione rispetto alla prosecuzione nello sfruttamento di impianti obsoleti (tali oneri per impianti con oltre 20 anni di vita aumentano del 25%);</li> <li>3. Contenimento della perdita di produzione a fine vita dell'impianto (la produzione per impianti con oltre 20 anni di vita risulta pari a ¼ di quella iniziale);</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Riduzione del rumore degli aerogeneratori grazie ad una minore velocità di rotazione delle pale e una riduzione delle vibrazioni;</li> <li>2. Mancato consumo di nuovo suolo</li> <li>3. Riduzione del rischio di impatto dell'avifauna sul rotore grazie alla minore velocità di rotazione;</li> <li>4. Benefici a livello sociale grazie alla creazione di posti di lavoro.</li> <li>5. Migliore integrazione con il paesaggio riducendo il numero complessivo degli aerogeneratori in caso di completa ricostruzione;</li> </ol>

In particolare gli impianti entrati in esercizio nel 2002, che sono arrivati quindi a scadenza del termine per l'erogazione dei certificati verdi nel 2017, risultano essere 18, per una potenza effettiva lorda complessiva pari a 327 MW<sup>14</sup>. Il po-

<sup>2</sup> Fonte GSE: Il punto sull'Eolico

tenziale *repowering* in Italia al 2020, considerando gli impianti che giungeranno al termine del periodo incentivante entro tale data, risulta pari a 2083 WTG (wind turbine generators) per una capacità di 1.625 MW<sup>3</sup>. Se tutti gli impianti arrivati a fine vita al 2020 fossero oggetto di *repowering* mediante un raddoppio della potenza si potrebbe ottenere un aumento del 131% della produzione da fonte rinnovabile.

**Tabella 47 - Potenziale Repowering Eolico (GWh)**

Regione	Attuale	Repowering	Aumento
Abruzzo	323,6	781,0	141%
Basilicata	227,8	534,6	135%
Calabria	1,3	3,3	154%
Campania	1.115,8	2.562,3	130%
Lazio	17,1	41,6	143%
Liguria	6,8	17,5	157%
Molise	113,4	275,0	143%
Puglia	1.091,1	2.472,8	127%
Sardegna	638,0	1.428,4	124%
Sicilia	661,8	1.559,6	136%
Toscana	3,1	7,3	135%
Umbria	2,2	5,7	159%
Italia	4.202,0	9.689,1	131%

Fonte: GSE

Considerando ad esempio un impianto da 10 MW del 2002 si può analizzare se risulti maggiormente conveniente un raddoppio della potenza o il mantenimento delle condizioni attuali.

**Tabella 46b - LCOE Repowering Eolico (€/MWh)**

<b>COSTI</b>	<b>2001</b>	<b>2017</b>
Costi impianto (€/KW)	1.600	1.100
Costi operativi (€/KW/anno)	50	47
Costi impianto (Mln €)	16	22
Produzione annua (GWh)	16.000	60.500
Rapporto Equity - Debt (%)	40% - 60%	20% - 80%
Costi finanziamento (% interessi)	5%	3%
Costi assicurativi annui (% capex)	1%	1%
<b>RICAVI</b>	<b>BAU</b>	<b>REPOWERING</b>
Potenza impianto (MW)	10	20
Ore di funzionamento (h)	1.600	3.026
Vita utile (anni)	15+20	15+20
IRR Equity side (%)	10%	10%
Ricavi annuali (Mln €)	1,4	2,6
Ricavi vita utile (Mln €)	52	94,5
LCOE (€/MWh)		75

Fonte: elaborazioni Confindustria

<sup>3</sup> Fonte RSE: Studi sulla capacità eolica esistente e potenziale: casi di studio regionali e locali – Gennaio 2013

## II. FOCUS FOTOVOLTAICO

In Italia il fotovoltaico è stato incentivato mediante il cosiddetto “conto energia” introdotto con il recepimento della Direttiva 2001/77/CE e con l’approvazione del D. lgs 387/2003. Il primo sistema, entrato in operatività con il DM 28/07/2005 integrato poi dal DM 06/02/2006, forniva una tariffa incentivante per 20 anni agli impianti beneficiari. Nel 2007 il DM 19/02/2007 ha definito il secondo conto energia per l’incentivazione degli impianti fotovoltaici entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2010<sup>4</sup>.

Il secondo conto energia ha previsto, in particolare, l’applicazione della tariffa incentivante su tutta l’energia prodotta e non solamente su quella autoconsumata. Nel 2010 è stato varato il terzo conto energia con il DM 06/08/2010 applicabile agli impianti entrati in esercizio a partire dal primo gennaio 2011 e fino al 31 maggio 2011.

Il quarto conto energia è stato previsto dal DM 05/05/2011 ed ha interessato gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 maggio 2011.

Con il DM 05/07/2012 è stato strutturato il quinto conto energia, che ha trovato applicazione fino al raggiungimento della soglia di incentivazione pari a 6,7 Mld €/a.

**Tabella 48: Impianti fotovoltaici incentivati per mezzo del Conto Energia**

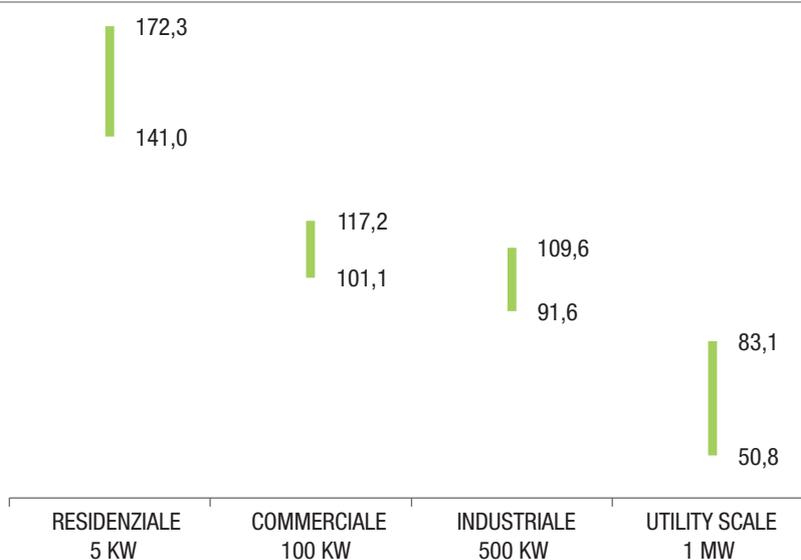
	Impianti in esercizio	Impianti non in esercizio
<b>PRIMO CONTO ENERGIA (DM 28/07/2005 e DM 06/02/2006)</b>		
N.° Impianti	5.726	
Potenza (kW)	163.431	
Costo annuo (€)	95.158.698	
<b>SECONDO CONTO ENERGIA (DM 19/02/2007)</b>		
N.° Impianti	203.767	
Potenza (kW)	6.791.240	
Costo annuo (€)	3.270.071.753	
<b>TERZO CONTO ENERGIA (DM 6/8/2010)</b>		
N.° Impianti	38.608	
Potenza (kW)	1.566.638	
Costo annuo (€)	648.924.689	
<b>QUARTO CONTO ENERGIA (DM 5/5/2011)</b>		
N.° Impianti	203.289	12
Potenza (kW)	7.583.981	16.390
Costo annuo (€)	2.468.976.287	4.309.287
<b>QUINTO CONTO ENERGIA (DM 5/7/2012)</b>		
N.° Impianti	75.073	4.767
Potenza (kW)	974.966	1.119.936
Costo annuo (€)	127.002.687	89.874.408
<b>TOTALE CONTO ENERGIA</b>		
N.° Impianti	526.463	4.779
Potenza (kW)	17.080.255	1.136.326
Costo annuo (€)	6.605.824.828	94.183.695

Fonte: GSE

<sup>4</sup> La legge 13 agosto 2010, n.129 (legge cosiddetta “salva Alcoa”) stabilì che le tariffe incentivanti previste per il 2010 dal Secondo Conto Energia potessero essere riconosciute a tutti i soggetti che abbiano concluso l’installazione dell’impianto fotovoltaico entro il 31 dicembre 2010 e che entrino in esercizio entro il 30 giugno 2011.

Per i prossimi anni non è al momento prevista l'incentivazione diretta del fotovoltaico per mezzo di *Feed-in-Tariff*. Gli impianti possono però beneficiare dello scambio sul posto, regolato dalla Delibera 570/2012/R/efr, che consente di realizzare una specifica forma di autoconsumo immettendo in rete l'energia elettrica prodotta ma non direttamente autoconsumata, per poi prelevarla in un momento differente da quello in cui avviene la produzione. Si ottiene quindi una compensazione tra il valore economico associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore economico teorico associato all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione. Si è quindi proceduto ad analizzare il costo di generazione elettrica installando un impianto fotovoltaico di tipo residenziale, commerciale, industriale e utility scale. Nel primo caso il valore minimo dell'LCOE appare essere di 141,0 €/MWh, nel secondo di 101,1 €/MWh, nel terzo di 91,6 €/MWh, mentre nel quarto di 50,8 €/MWh.

**Figura 54 - LCOE impianti fotovoltaici (€/MWh)**



Fonte: elaborazioni Confindustria

Di seguito si riportano i valori di base utilizzati nell'analisi economica degli impianti.

**Tabella 49 - Valori di mercato impianti fotovoltaici in Italia**

<b>RESIDENZIALE - 5 KW</b>			
Costi impianto (€/KW)	1.518 - 2.088	Potenza impianto (KW)	5
Costi operativi (€/KW/anno)	56,95	Fattore di capacità (%)	15%
Costi impianto (€)	7.594 - 10.442	Vita utile (anni)	25
Produzione annua (KWh)	6.570	IRR Equity side (%)	12%
Rapporto Equity - Debt (%)	20% - 80%	Degrado produzione (%)	0,50%
Costi finanziamento (% interessi)	3% - 5%	Lender's Fee (% debt)	1%
Costi minimi sost. Inverter (€/KW)	200-300	LCOE (€/MWh)	141,0 - 172,3
<b>COMMERCIALE - 100 KW</b>			
Costi impianto (€/KW)	1.215 - 1.509	Potenza impianto (KW)	100
Costi operativi (€/KW/anno)	28,48	Fattore di capacità (%)	15%
Costi impianto (1000*€)	121,5 - 150,9	Vita utile (anni)	25
Produzione annua (KWh)	131.400	IRR Equity side (%)	12%
Rapporto Equity - Debt (%)	20% - 80%	Degrado produzione (%)	0,50%
Costi finanziamento (% interessi)	3% - 5%	Lender's Fee (% debt)	1%
Costi minimi sost. Inverter (€/KW)	200-300	LCOE (€/MWh)	101,1 - 117,2

## segue Tabella 49

INDUSTRIALE - 500 KW			
Costi impianto (€/KW)	1.101 - 1.424	Potenza impianto (KW)	500
Costi operativi (€/KW/anno)	24,68	Fattore di capacità (%)	15%
Costi impianto (1000*€)	550,6 - 711,9	Vita utile (anni)	25
Produzione annua (KWh)	657.000	IRR Equity side (%)	12%
Rapporto Equity - Debt (%)	20% - 80%	Degrado produzione (%)	0,50%
Costi finanziamento (% interessi)	3% - 5%	Lender's Fee (% debt)	1%
Costi minimi sost. Inverter (€/KW)	200 - 300	LCOE (€/MWh)	91,6 - 109,6
UTILITY SCALE - 1 MW			
Costi impianto (€/KW)	655 - 900	Potenza impianto (KW)	1000
Costi operativi (€/KW/anno)	50	Fattore di capacità (%)	19% - 22%
Costi impianto (1000*€)	654,9 - 900,1	Vita utile (anni)	25
Produzione annua (KWh)	1.401.600	IRR Equity side (%)	12%
Rapporto Equity - Debt (%)	80% - 20%	Degrado produzione (%)	0,50%
Costi finanziamento (% interessi)	3% - 5%	Lender's Fee (% debt)	1%
Costi sost. Inverter (€/KW)	76 - 142	LCOE (€/MWh)	50,8 - 83,1

Fonte: elaborazioni Confindustria

Attualmente è installato in Italia un parco di 19,67 GW di potenza fotovoltaica, dall'età compresa fra gli 8 e i 10 anni e prevalentemente *utility scale* (44% della capacità totale). Si stima che la quasi totalità degli impianti uscirà dal periodo incentivante tra 2029 e 2035, ma potrà proseguire la produzione se sottoposta a efficientamento. Il totale contributo del revamping al 2030 può essere stimato pari a 4 GW, a cui si può aggiungere quello del repowering, stimabile in 3,1-3,4 GW, per un totale di generazione elettrica rinnovabile ottenibile di 26,5 TWh.

## Figura 55 - Potenziali benefici repowering impianti fotovoltaici

AUMENTO GENERAZIONE	CONTENIMENTO COSTI	AMBIENTE E SOCIETÀ
<ol style="list-style-type: none"> <li>Incremento di produzione elettrica sfruttando le aree più irraggiate oggi occupate dagli aerogeneratori esistenti;</li> <li>Incremento di produzione elettrica installando impianti più efficienti e di maggior taglia rispetto a quelli esistenti;</li> <li>Incremento di produzione elettrica grazie alla maggiore integrazione dell'impianto con la rete elettrica data da sistemi di connessione simili a quelli utilizzati delle centrali tradizionali;</li> <li>Riduzione dei rischi di produzione grazie alla perfetta conoscenza del sito e dell'energia solare disponibile;</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Contenimento dei costi complessivi di installazione rispetto alla realizzazione di un impianto nuovo vista la presenza di alcune componenti e infrastrutture che possono essere riutilizzate;</li> <li>Contenimento dei costi di manutenzione rispetto alla prosecuzione nello sfruttamento di impianti obsoleti;</li> <li>Contenimento della perdita di produzione a fine vita dell'impianto (riduzione ore pari al -2,2% medio annuo per gli impianti entrati in esercizio prima del 2011);</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Mancato consumo di nuovo suolo</li> <li>Benefici a livello sociale grazie alla creazione di posti di lavoro.</li> </ol>

L'aumento atteso degli impianti fotovoltaici, che secondo lo scenario della Strategia Energetica Nazionale (si prevedono nuove installazioni per 31 GW rispetto ai valori 2015) porterà la complessiva generazione elettrica da questa fonte a 68,9 TWh, sarà presumibilmente accompagnato dall'installazione di sistemi di accumulo diffusi. Risulta quindi inte-

ressante vagliare l'opportunità di abilitare l'aggregazione degli *energy storage* residenziali, al fine di abilitare servizi innovativi come attualmente avviene in alcuni paesi europei e sviluppare il mercato delle batterie in Italia. Nella tabella seguente si elencano le principali tecnologie di accumulo, analizzate nei paragrafi seguenti dal punto di vista tecnico-economico.

Di seguito si riporta il valore dell'LCOS per i suddetti impianti nei periodi 2015-2020, 2020-2025 e 2025-2030.

**Tabella 50 - LCOS di sistemi fotovoltaici abbinati a SdA**

LCOS (€/MWh)	2015 - 2020		2020 - 2025		2025 - 2030	
	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
SdA + FV						
FV RESIDENZIALE	218,57	263,28	158,39	188,79	122,74	147,74
FV COMMERCIALE	161,57	184,57	114,13	127,99	87,24	99,11
FV INDUSTRIALE	148,00	173,71	105,19	120,39	80,11	93,11
FV UTILITY SCALE	97,85	122,28	69,73	103,99	51,61	81,24

Fonte: elaborazioni Confindustria

Grazie alla contestuale diminuzione dei costi (fissi e variabili) e aumento delle prestazioni (fattori di capacità e cicli di ricarica) sia degli impianti fotovoltaici che dei sistemi di accumulo, si prevede una graduale riduzione dei prezzi dell'energia generata.

### III. FOCUS BIOENERGIE

Gli impianti alimentati con bioenergie installati in Italia alla fine del 2016 sono 2.735 per una potenza complessiva di 4.124 MW totali. Il 40,5% degli impianti viene alimentato con biomasse solide, il 34,5% con biogas e il restante 25,0% con bioliquidi. Gli impianti a biogas hanno potenza installata media pari a meno di 1 MW mentre quelli a biomasse solide arrivano a poco più di 4 MW medi.

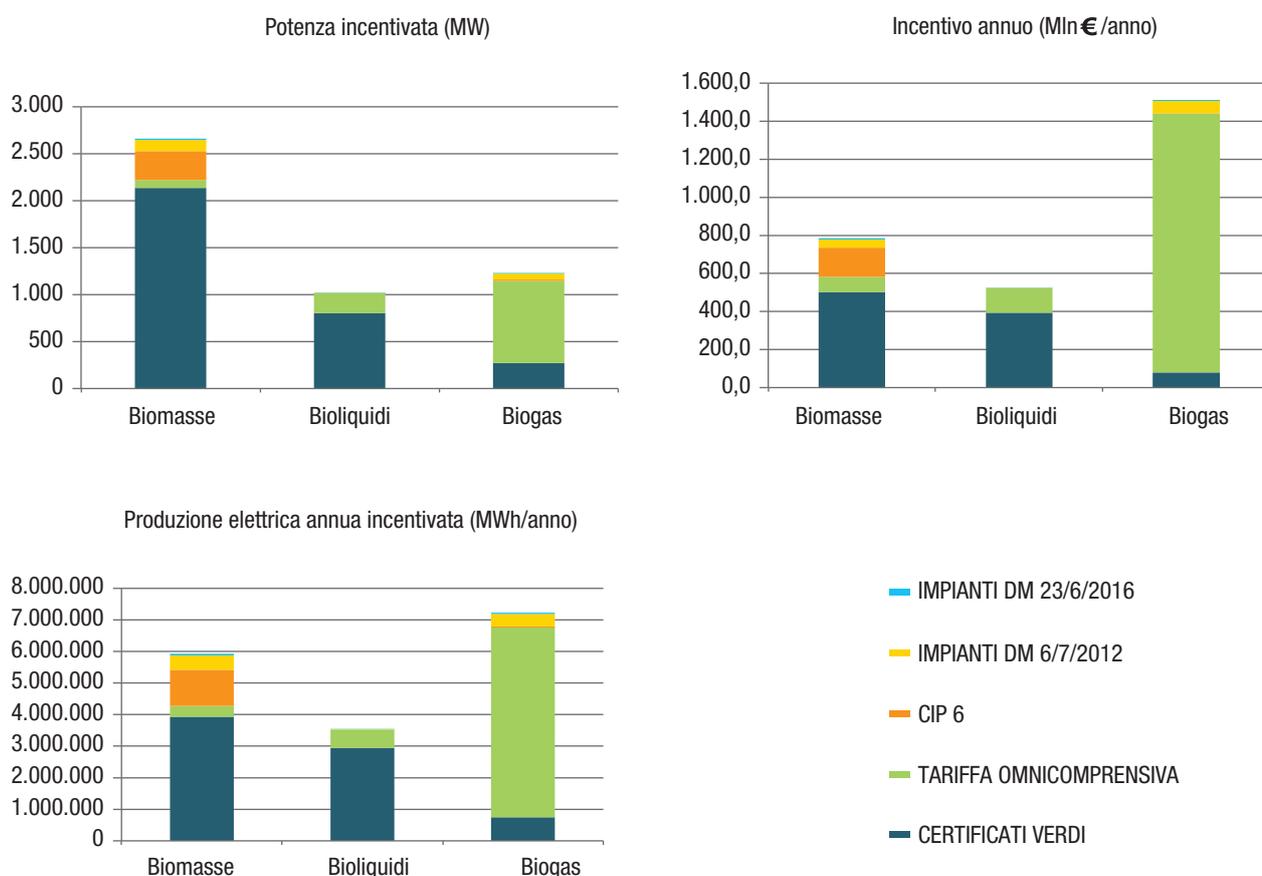
**Tabella 51 - Impianti alimentati con bioenergie nel 2015**

ANNO 2015	Numero impianti (n)	Potenza (MW)
Biomasse solide	407	1.670,7
Di cui rifiuti urbani	68	937,9
Biogas	1995	1.423,5
Bioliquidi	516	1.029,8
Bioenergie	2.735	4.124,1

Fonte: elaborazioni GSE

Per quanto riguarda il livello di incentivazione, il biogas risulta essere la tecnologia maggiormente promossa, a fronte di una potenza installata inferiore rispetto alle biomasse solide. Il meccanismo incentivante che ha maggiormente promosso il biogas è la tariffa omnicomprensiva, mentre le biomasse solide e i bioliquidi sono principalmente usufruiti dai certificati verdi.

Figura 56 - Potenza, generazione incentivata e sostegno annuo per meccanismo alle bioenergie (2017)



Fonte: contatore GSE

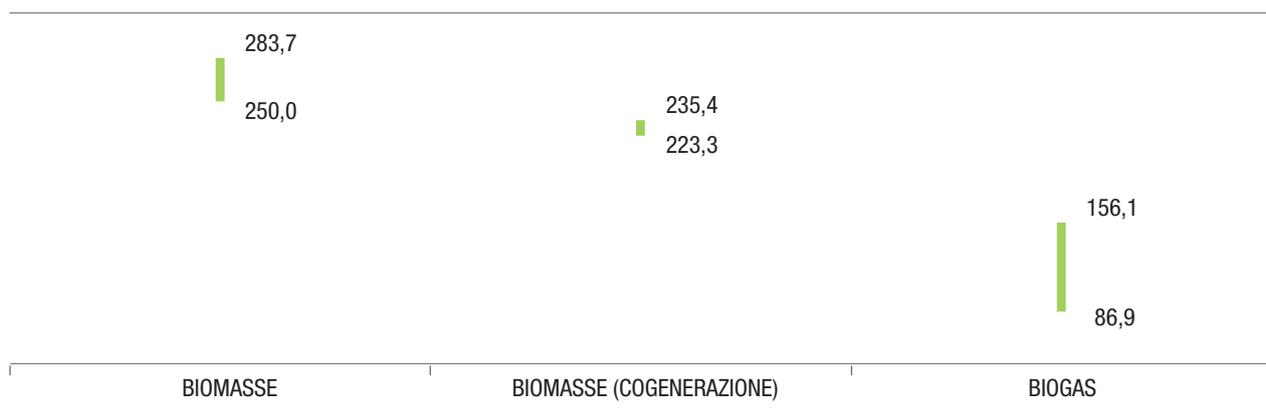
Le tecnologie utilizzabili per lo sfruttamento ai fini energetici delle bioenergie sono molteplici e hanno raggiunto al momento diversi gradi di maturazione. Tra quelle disponibili in commercio si trovano:

- La digestione anaerobica che sfrutta il biogas contenuto nel feedstock per produrre energia elettrica e, potenzialmente, termica;
- La combustione di feedstock che determina la creazione di vapore poi trasformato in energia elettrica e, potenzialmente, termica;
- La gassificazione dei feedstock con la trasformazione del vapore generato in energia elettrica;
- La generazione di calore mediante la combustione in boiler o stufe dei feedstock;
- La combustione combinata delle biomasse in impianti di generazione elettrica prevalentemente alimentati a carbone. In questo caso solo la quota parte di energia prodotta attraverso biomasse è da considerare rinnovabile.

**Figura 57 - Stato di maturazione delle tecnologie per l'utilizzo delle Bioenergie**

	Basic and applied R&D	Demonstration	Early commercial	Commercial
<b>Biomass pretreatment</b>	Hydrothermal treatment	Torrefaction	Pyrolysis	Pelletisation / briquetting
<b>Anaerobic digestion</b>	Microbial fuel cells		2-stage digestion Biogas upgrading	1-stage digestion Landfill gas Sewage gas
<b>Biomass for heating</b>			Small scale gasification	Combustion in boilers and stoves
<b>Biomass for power generation</b>				
Combustion		Stirling engine	Combustion with ORC	Combustion and steam cycle
Co-firing	Indirect co-firing	Parallel co-firing		Direct co-firing
Gasification	Gasification with FC	BICGT BIGCC	Gasification with engine	Gasification with steam cycle

I costi dell'energia elettrica prodotta dagli impianti a biomassa, a differenza delle altre fonti rinnovabili, sono per larga parte di natura variabile e dipendono dalle condizioni di mercato a cui è possibile ottenere la matrice da utilizzare. Il prezzo dei *feedstock* può incidere dallo zero per cento (in caso si utilizzino gli scarti prodotti in loco da un'altra sezione dell'azienda) fino al 40-50% (in caso vengano acquistati prodotti appositi sul mercato internazionale) sulla produzione dell'energia elettrica. Le matrici utilizzabili vanno dai sottoprodotti (lavorazioni agricole, forestali o animali) o i rifiuti (scarti organici industriali o frazione organica di rifiuti solidi urbani) fino alle colture dedicate e ai materiali pretrattati o compattati (*pelletisation, briquetting, drying, torrefaction, pyrolysis*). Il valore minimo dell'LCOE riscontrato per gli impianti a biomasse è di 250,0 €/MWh (223,3 €/MWh se in assetto cogenerativo), mentre per il biogas è pari a 86,9 €/MWh.

**Figura 58 - LCOE impianti alimentati da bioenergie (€/MWh)**


Fonte: elaborazioni Confindustria

Per ciò che riguarda il biogas l'analisi economica è stata svolta con riferimento all'energia elettrica prodotta da un impianto da 500 KW alimentato attraverso sottoprodotti di origine animale dal valore economico non rilevante (prezzo nullo dei feedstock) aventi una resa media di circa il 60% (scarti di lavorazione patata, scarti di leguminose o sangue bovino) come quelli inseriti nella Tabella 1-A del DM 23/06/16.

**Tabella 52 - Valori di mercato impianto a biogas**

BIOGAS			
Costi impianto (€/KW)	2.443 - 5.794	Potenza impianto (KW)	500
Costi operativi (€/KW/anno)	98 - 232	Efficienza impianto (%)	36%
Costi impianto (Mln €)	1,16 - 2,75	Vita utile (anni)	20
Contenuto energetico feedstock - 60% metano (BTU/m3)	21.189	Consumo biogas annuo (Mln m3/a)	1,96
Costo Feedstock (€/t)	-	Utilizzo annuo (%)	85%
Produzione annua (GWh)	3,35	IRR Equity side (%)	12%
Rapporto Equity - Debt (%)	40% - 60%	Autoconsumo (%)	10%
Costi finanziamento (% interessi)	3%	Lender's Fee (% debt)	1%
Costi variabili (€/KWh)	3	LCOE (€/MWh)	86,9 - 156,1

Fonte: elaborazioni Confindustria

All'interno del panorama delle bioenergie si inserisce anche l'apporto che potrebbe essere fornito dal biometano, quale *upgrading* del biogas. Le valutazioni economiche relative a tale tecnologia sono trattate per praticità all'interno del paragrafo relativo alle fonti rinnovabili termiche.

Per quanto riguarda le biomasse solide si è considerato sempre un impianto da 500 KW ma che utilizza feedstock prodotti localmente ed acquistati ad un costo di 45 €/t.

**Tabella 53a - Valori di mercato impianto a biomasse**

BIOMASSE			
Costi impianto (€/KW)	4.590 - 6.800	Potenza impianto (KW)	500
Costi operativi (€/KW/anno)	321,3 - 340,0	Produzione annua (MWh)	3.113
Costi impianto (Mln €)	2,29 - 3,40	Vita utile (anni)	20
Costi assicurativi (% capex)	1%	Ore funzionamento (h)	7.500
Combustibile unitario (t/MWh)	3	Combustibile annuo (t)	9.300
Costo Feedstock (€/t)	45	IRR Equity side (%)	12%
Rapporto Equity - Debt (%)	10% - 90%	Autoconsumo (%)	17%
Costi finanziamento (% interessi)	3%	LCOE (€/MWh)	250,0 - 283,7

Fonte: elaborazioni Confindustria

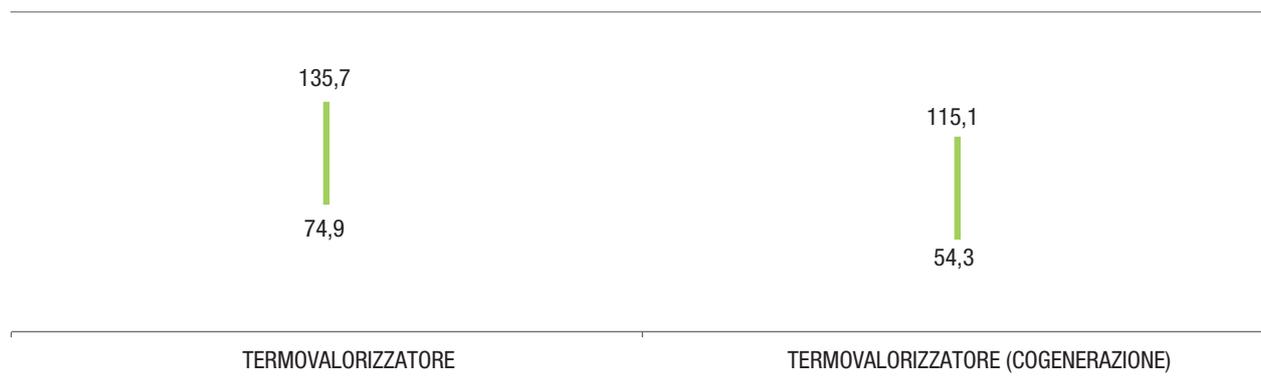
La medesima valutazione è stata sviluppata considerando la valorizzazione dell'energia termica generata dall'impianto a biomasse, attraverso in sistema di cogenerazione.

**Tabella 53b - Valori di mercato impianto a biomasse in assetto cogenerativo**

<b>BIOMASSE (COGENERAZIONE)</b>			
Costi impianto (€/KW)	4.590 – 6.800	Potenza impianto (KW)	500
Costi operativi (€/KW/anno)	321,3 - 340	Produzione annua (MWh)	3.113
Costi impianto (Mln €)	2,29 – 3,40	Vita utile (anni)	20
Costi assicurativi (% capex)	1%	Ore funzionamento (h)	7.500
Combustibile unitario (t/MWh)	3	Combustibile annuo (t)	9.300
Costo Feedstock (€/t)	45	IRR Equity side (%)	12%
Recupero en. termica (%)	40% - 50%	En. Termica (MWh)	9.960
Rapporto Equity - Debt (%)	10% - 90%	Autoconsumo (%)	17%
Valore en. Termica (€/KWh)	0,03	Ricavi en. Term (1000*€/a)	188,0 - 300,8
Costi finanziamento (% interessi)	3%	LCOE (€/MWh)	235,4 – 223,3

Fonte: elaborazioni Confindustria

Nell'analizzare le bioenergie si è considerata anche la termovalorizzazione dei rifiuti, ipotizzando l'installazione di un impianto da 15 MW nei casi di sola produzione elettrica e produzione combinata di energia elettrica e termica. Il valore minimo dell'LCOE degli impianti di termovalorizzazione, risultato di 74,9 €/MWh, può decrescere fino a 54,3 €/MWh in caso di assetto cogenerativo.

**Figura 59 - LCOE impianti di termovalorizzazione (€/MWh)**


Fonte: elaborazioni Confindustria

Di seguito si riportano i valori di base utilizzati nell'analisi economica degli impianti.

**Tabella 54 - Valori di mercato impianto di termovalorizzazione**

<b>TERMOVALORIZZATORE 15 MW</b>			
Costi impianto (€/KW)	4.207 – 5.714	Taglia impianto (MW)	15
Costi operativi (€/KW/anno)	387 – 511	Potenza operativa (MW)	10
Costi impianto (Mln €)	63,11 – 85,71	Efficienza elettrica (%)	25%
Costi assicurativi (% capex)	1%	Vita utile (anni)	20
Costo Energia Elettrica (€/KWh)	0,21	Contributo RSU* (€/ton)	81
Costo Gas Naturale (€/KWh)	0,03	Ore funzionamento (h)	8.000

*segue*

segue Tab. 54

Costi scarica rifiuti non pericolosi (€/t)	89,1	Costi scarica rifiuti speciali (€/t)	180,56
Costi finanziamento (% interessi)	3%	IRR Equity side (%)	12%
Rapporto Equity - Debt (%)	50% - 50%	LCOE SOLO ELETTRICO (€/MWh)	74,9 – 135,7
WACC (%)	8%	LCOE COGENERAZIONE (€/MWh)	54,3 – 115,1
<b>FLUSSI IN INGRESSO</b>	<b>QUANTITÀ</b>	<b>COSTI - RICAVI</b>	<b>€/anno</b>
Energia Elettrica (MWh/anno)	352		-73.920
Gas Naturale (mc/anno)	456.154		-132.179
Rifiuti (tonnellate/anno)	113.242		9.172.602
TOTALE			8.966.503
<b>FLUSSI IN USCITA</b>	<b>QUANTITÀ</b>	<b>COSTI - RICAVI</b>	<b>€/anno</b>
Energia Elettrica (MWh/anno)	83.576		
Efficienza Elettrica (%)	25%		
Autoconsumo (%)	13%		
Energia Elettrica in rete (MWh/anno)	72.711		8.368.014
Energia Termica (MWh/anno)	49.533		1.495.897
Ceneri Pesanti (Tonnellate/anno)	21.004		-1.871.456
Ceneri leggere (Tonnellate/anno)	5.323		-961.121
TOTALE			7.031.334

Fonte: elaborazioni Confindustria

#### IV. FOCUS IDROELETTRICO

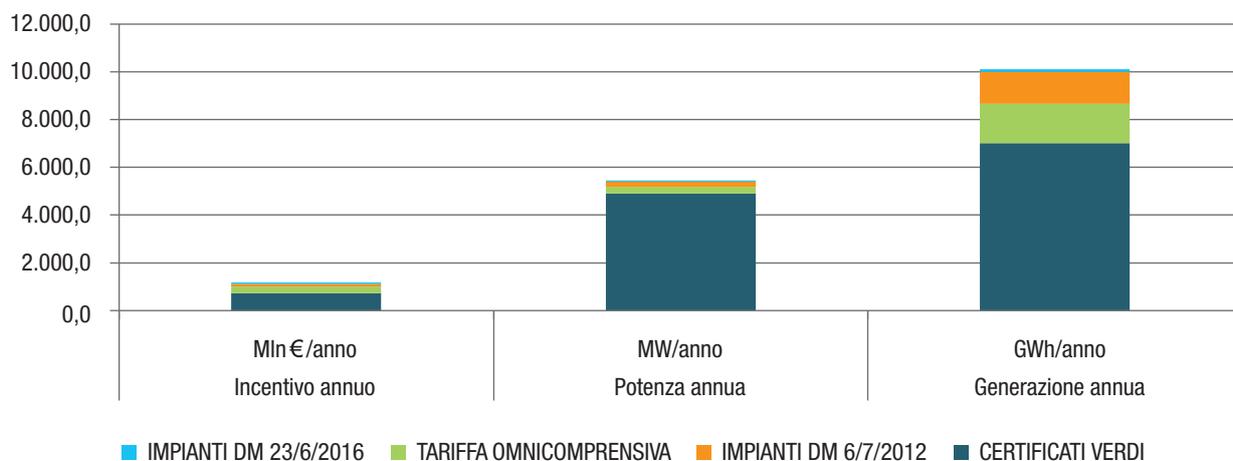
La produzione da fonte idraulica risulta essere oltre il 40% dell'energia elettrica generata da fonti rinnovabili. Nel 2016 la produzione è stata pari a 42.432 GWh (39,2% del totale FER), di cui il 74,5% derivato da impianti di potenza superiore a 10 MW, il 19,3% da quelli compresi tra 1 e 10 MW e il restante 6,2% da impianti di potenza inferiore a 1 MW.

**Tabella 55 - Impianti Idroelettrici installati in Italia**

Classi di potenza	Numero (n)	Potenza (MW)	Produzione (GWh)
P < 1 MW	2.745	769	2.639
1 MW < P < 10 MW	872	2.626	8.175
P > 10 MW	303	15.246	31.618
Totale	3.920	18.641	42.432

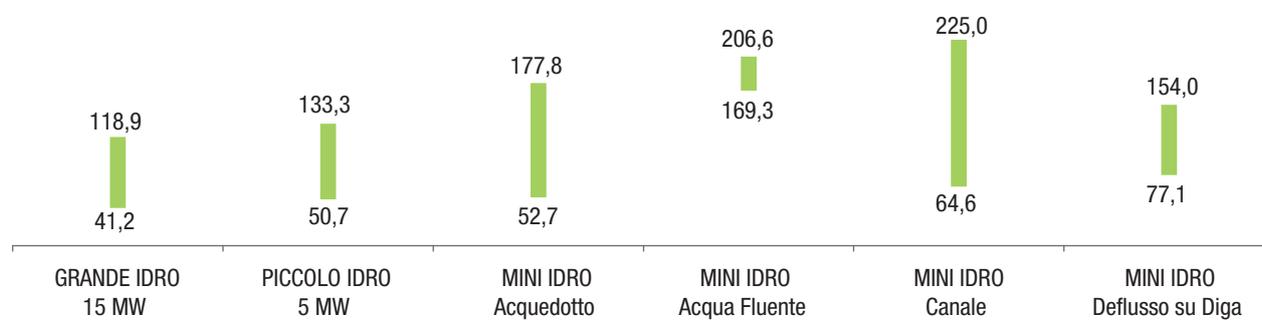
Fonte: GSE

La fonte rinnovabile idraulica è da lungo tempo sfruttata sul territorio italiano, basta pensare che già nel 2002 la potenza installata risultava di 16.820 MW (soltanto di 1.821 MW inferiore rispetto ad oggi). Mentre la potenza è cresciuta dello 0,8% medio annuo, il numero degli impianti è quasi raddoppiato, passando dai 1.974 del 2002 ai 3.920 del 2016. Ne risulta che i nuovi impianti installati nell'ultimo decennio sono prevalentemente di piccola taglia e che solo 5.522 MW dei 18.641 MW totali risultano incentivati mediante gli attuali sistemi di promozione.

**Figura 60 - Incentivazione impianti idroelettrici**


Fonte: contatore GSE

L'analisi economica è stata quindi sviluppata prendendo a riferimento sia l'idroelettrico di piccola e grande taglia, sia il mini idroelettrico. Il valore minimo dell'LCOE del grande idroelettrico è pari a 41,2 €/MWh, del piccolo idroelettrico di 50,7 €/MWh, mentre per il mini idroelettrico varia da 52,7 €/MWh nel caso di impianti su acquedotto a 169,3 €/MWh nel caso di impianti ad acqua fluente.

**Figura 61 - LCOE impianti idroelettrici (€/MWh)**


Fonte: elaborazioni Confindustria

Di seguito si riportano i valori di base utilizzati nell'analisi economica degli impianti.

Tabella 56 - Valori di mercato impianti idroelettrici

GRANDE IDROELETTRICO			
Costi impianto (€/KW)	1.450 – 3.868	Potenza impianto (MW)	15
Costi operativi (€/KW/anno)	29 - 77	Ore di funzionamento (h)	3.750
Costi impianto (Mln €)	21,8 – 58,0	Vita utile (anni)	40
Produzione annua (GWh)	47,8 – 51,7	IRR Equity side (%)	12%
Rapporto Equity - Debt (%)	30% - 70%	Efficienza impianto (%)	85% - 92%
Costi finanziamento (% interessi)	3%	Ricavi vita utile (Mln €)	85,3 – 227,4
Costi assicurativi annui (% capex)	1%	LCOE (€/MWh)	41,2 - 118,9
PICCOLO IDROELETTRICO			
Costi impianto (€/KW)	1.450 – 3.868	Potenza impianto (MW)	5
Costi operativi (€/KW/anno)	58 - 98	Ore di funzionamento (h)	3.750
Costi impianto (Mln €)	7,2 – 19,3	Vita utile (anni)	40
Produzione annua (GWh)	15,0 – 16,8	IRR Equity side (%)	12%
Rapporto Equity - Debt (%)	30% - 70%	Efficienza impianto (%)	80% - 90%
Costi finanziamento (% interessi)	3%	Ricavi vita utile (Mln €)	34,2 – 80,0
Costi assicurativi annui (% capex)	1%	LCOE (€/MWh)	50,7 – 133,3

Fonte: elaborazioni Confindustria

Tabella 57 - Valori di mercato impianti mini idroelettrici

TIPOLOGIA IMPIANTO	POTENZA KW	CAPEX €	Vita utile anni	Produzione totale KWh	Produzione annua KWh/anno	Ore funzionamento h	OPEX €/KW/anno
Acquedotto	0 < P < 100	271.754	20	5.707.734	285.387	2.937	46
	100 < P < 250	359.220	20	8.121.294	406.065	5.414	34
	250 < P < 500	483.000	20	17.038.133	851.907	6.815	21
Acqua Fluente	100 < P < 250	823.000	20	6.148.810	307.441	4.099	34
	250 < P < 500	1.706.968	20	12.603.709	630.185	5.041	21
Canale	100 < P < 250	737.136	20	3.544.702	177.235	2.363	34
	250 < P < 500	1.082.500	20	18.340.439	917.022	7.336	21
	500 < P < 1000	863.200	20	24.247.213	1.212.361	4.849	10
Deflusso minimo vitale su Diga	100 < P < 250	334.000	20	6.092.106	304.605	4.061	34
	250 < P < 500	700.000	20	16.580.377	829.019	6.632	21
TIPOLOGIA IMPIANTO	POTENZA KW		LEVELIZED COST OF ELECTRICITY €/MWh				
Acquedotto	0 < P < 100		123,4 < LCOE < 177,8				
	100 < P < 250		83,9 < LCOE < 104,4				
	250 < P < 500		52,7 < LCOE < 86				
Acqua Fluente	100 < P < 250		172 < LCOE < 206,6				
	250 < P < 500		169,3 < LCOE < 204,6				
Canale	100 < P < 250		156 < LCOE < 225,3				
	250 < P < 500		106,3 < LCOE < 132				
	500 < P < 1000		64,6 < LCOE < 97				
Deflusso minimo vitale su Diga	100 < P < 250		104,6 < LCOE < 154				
	250 < P < 500		77,1 < LCOE < 154				

Fonte: elaborazioni Confindustria

## V. FOCUS GEOTERMIA

L'Italia presenta il più grande parco geotermoelettrico in Europa con 821 MW installati nel 2015. Gli impianti sono concentrati nel territorio della Toscana, in particolare nelle province di Pisa, Siena e Grosseto. Il parco geotermico attualmente installato ha generato, negli anni, importanti investimenti e posti di lavoro contribuendo alla crescita industriale ed economica di tutto il territorio nel quale la geotermia è presente. La peculiarità di questa tecnologia, eccellenza tutta italiana, fa sì che la maggior parte delle componenti utilizzate per la costruzione dei suddetti impianti, venga prodotta in Italia. Gli impianti più numerosi sono quelli con potenza fino a 20 MW ( 54,1% del totale) e sono pressoché rimasti immutati negli ultimi anni, ad eccezione dei cambiamenti avvenuti all'inizio del decennio. Gli interventi di rifacimento degli impianti e la gestione della risorsa hanno comunque permesso di incrementare la produzione, fino a superare i 6 TWh nel 2015.

**Tabella 58 - Numero, potenza e produzione impianti geotermoelettrici**

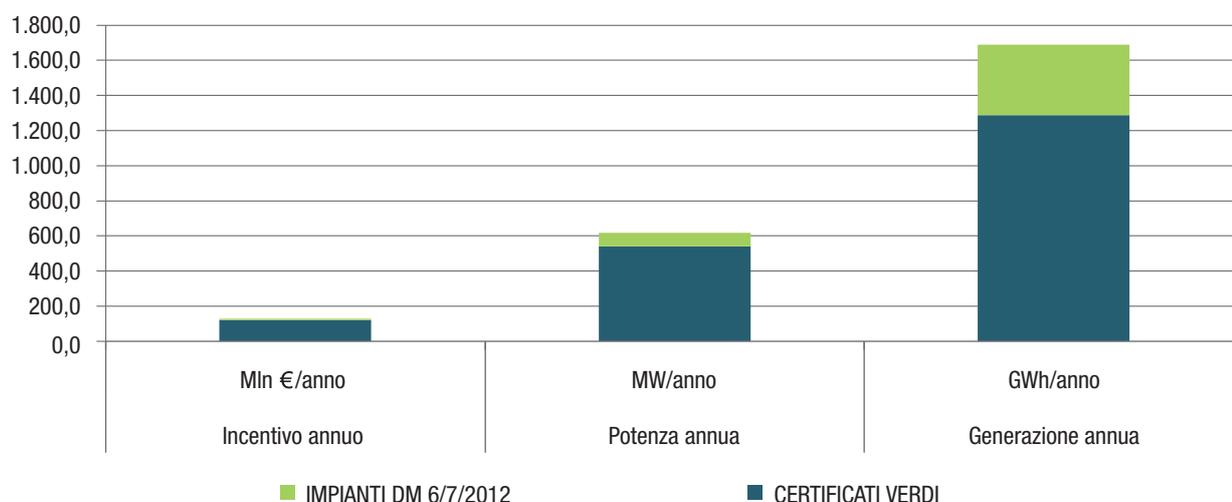
<b>Anno</b>	<b>Numero Impianti</b>	<b>Potenza</b>	<b>Produzione</b>
<b>n</b>	<b>n</b>	<b>MW</b>	<b>GWh</b>
2002	34	707	4.662
2003	34	707	5.341
2004	31	681	5.437
2005	31	711	5.325
2006	31	711	5.527
2007	31	711	5.569
2008	31	711	5.520
2009	32	737	5.342
2010	33	772	5.376
2011	33	772	5.654
2012	33	772	5.592
2013	34	773	5.659
2014	34	821	5.916
2015	34	821	6.185

Fonte: GSE

Secondo i dati del contatore FER elettriche del Gestore dei Servizi Energetici, del totale degli impianti attualmente ne risultano incentivati 618 MW, per una produzione di 1.688 GWh, attraverso i certificati verdi e i meccanismo previsto nel DM 6 luglio 2012. (Fig. 62)

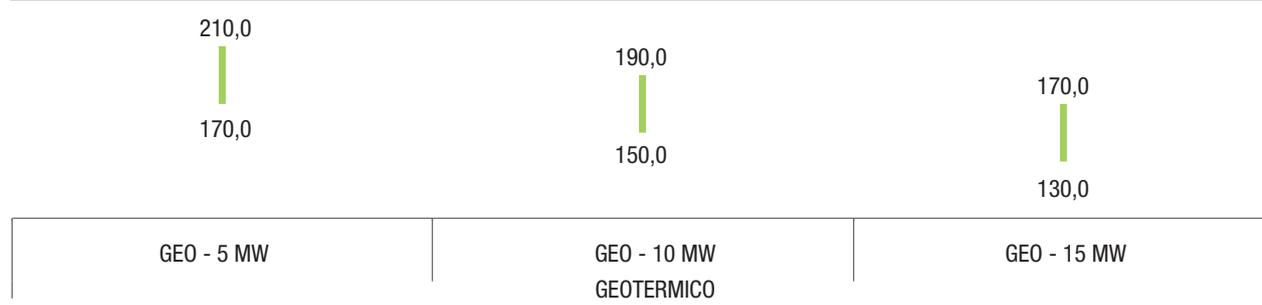
L'analisi economica è stata quindi sviluppata prendendo a riferimento tre classi di potenza: 5 MW, 10 MW e 15 MW. Il valore minimo dell'LCOE è risultato per gli impianti di 5 MW pari a 170 €/MWh, per gli impianti di 10 MW pari a 150 €/MWh e per gli impianti da 15 MW pari a 130 €/MWh. I risultati ottenuti sono applicabili a tutte le tipologie di impianto (binari/flash), anche in considerazione del fatto che i costi minerari, che costituiscono una quota rilevante dell'investimento, sono indipendenti dalla tecnologia utilizzata. (Fig. 63)

Figura 62 - Incentivazione impianti geotermoelettrici



Fonte: GSE

Figura 63 - LCOE impianti Geotermoelettrici (€/MWh)



Fonte: elaborazioni Confindustria

Di seguito si riportano i valori di base utilizzati nell'analisi economica degli impianti.

Tabella 59 - Valori di mercato impianti geotermici

GEOTERMICO – 15 MW			
Costi impianto (€/KWinstallato)	4.500 – 5.900	Potenza netta (MW)	15
Costi impianto (€/KWnetto)	6.400 – 5.900	Ore di funzionamento (h)	7.500
Costi impianto (Mln €)	96,0 – 126,0	Vita utile (anni)	25
Produzione primo anno (MWh)	112.500	IRR Equity side (%)	12%
Costi assicurativi (% capex)	1%	Autoconsumo (%)	30%
Rapporto Equity - Debt (%)	50% - 50%	Declino annuo campo (%)	2%
Costi operativi (€/MWh/anno)	16 - 20	Potenza installata (MW)	21,5
Costi finanziamento (% interessi)	5%	LCOE (€/MWh)	130,3 – 169,7

segue

<b>GEOTERMICO – 10 MW</b>			
Costi impianto (€/KWinstallato)	5.300 – 6.650	Potenza netta (MW)	10
Costi impianto (€/KWnetto)	7.500 – 9.400	Ore di funzionamento (h)	7.500
Costi impianto (Mln €)	75,0 – 94,0	Vita utile (anni)	25
Produzione primo anno (MWh)	75.000	IRR Equity side (%)	12%
Costi assicurativi (% capex)	1%	Autoconsumo (%)	30%
Rapporto Equity - Debt (%)	50% - 50%	Declino annuo campo (%)	2%
Costi operativi (€/MWh/anno)	17 - 22	Potenza installata (MW)	14,3
Costi finanziamento (% interessi)	5%	LCOE (€/MWh)	150,8 – 189,7
<b>GEOTERMICO – 5 MW</b>			
Costi impianto (€/KWinstallato)	6.000 – 7.300	Potenza netta (MW)	5
Costi impianto (€/KWnetto)	8.500 – 10.400	Ore di funzionamento (h)	7.500
Costi impianto (Mln €)	42,5 – 52,0	Vita utile (anni)	25
Produzione primo anno (MWh)	37.500	IRR Equity side (%)	12%
Costi assicurativi (% capex)	1%	Autoconsumo (%)	30%
Rapporto Equity - Debt (%)	50% - 50%	Declino annuo campo (%)	2%
Costi operativi (€/MWh/anno)	19 - 24	Potenza installata (MW)	7,2
Costi finanziamento (% interessi)	5%	LCOE (€/MWh)	170,6 – 209,5

Fonte: elaborazioni Confindustria

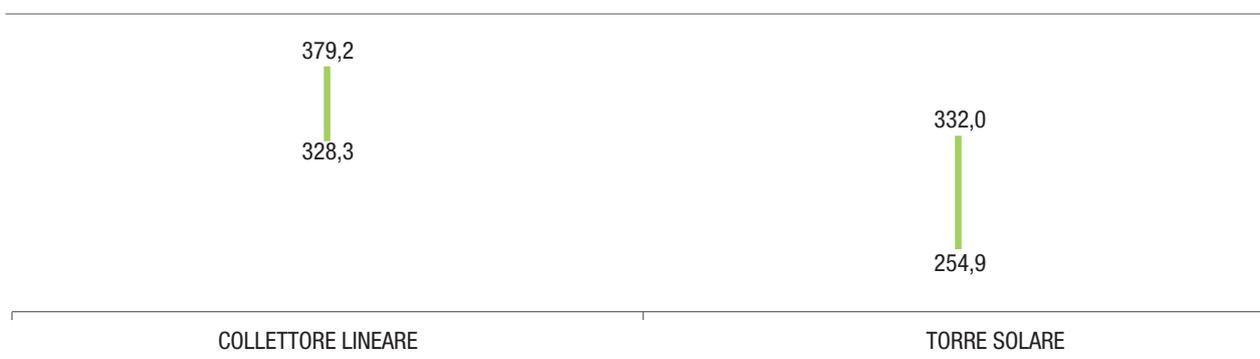
Oltre agli impianti tradizionali che costituiscono il parco geotermoelettrico presente ad oggi in Italia, sono ad oggi disponibili impianti geotermici con totale reiniezione del fluido che consentono una riduzione significativa delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

#### VI. FOCUS SOLARE A CONCENTRAZIONE

Il solare termodinamico in Italia non ha trovato molto spazio: Ad oggi sono stati realizzati 3 impianti con tecnologia a sali fusi per complessivi 6 MW, 1 impianto con tecnologia a sabbia di 2 MW termici, e sono stati ammessi al registro del DM 23.6.2016 altri 8 impianti per ulteriori 20 MW.

L'analisi economica è stata sviluppata prendendo in considerazione due categorie di impianti termodinamici, quelli a torre solare e a collettori lineari. Il valore minimo dell'LCOE per gli impianti a collettore solare risulta essere di 328,3 €/MWh mentre per gli impianti a torre solare è di circa 254,9 €/MWh.

**Figura 64 - LCOE impianti solari termodinamici (€/MWh)**



Fonte: elaborazioni Confindustria

Di seguito si riportano i valori di base utilizzati nell'analisi economica degli impianti.

**Tabella 60 - Valori di mercato impianti geotermici**

<b>COLLETTORE LINEARE</b>					
Costi impianto (€/KW)	4.699 - 7.898	Potenza impianto (MW)	10		
Costi operativi (€/MWh/anno)	19 - 28	Ore di funzionamento (h)	1.195 - 1.771		
Costi impianto (Mln €)	47,0 - 79,0	Vita utile (anni)	20		
Produzione (GWh)	11,9 - 17,7	IRR Equity side (%)	12%		
Storage (h)	0 - 6	Moltiplicatore solare	1,5 - 1,8		
Rapporto Equity - Debt (%)	10% - 90%	Full Load Hours (h)	1.195 - 1.421		
Costi finanziamento (% interessi)	3%	LCOE (€/MWh)	328,3 - 379,2		
<b>TORRE SOLARE</b>					
Costi impianto (€/KW)	6.428 - 9.247	Potenza impianto (MW)	10		
Costi operativi (€/MWh/anno)	28 - 33	Ore di funzionamento (h)	2.233 - 2.434		
Costi impianto (Mln €)	64,3 - 92,5	Vita utile (anni)	20		
Produzione (GWh)	22,3 - 24,3	IRR Equity side (%)	12%		
Storage (h)	06-dic	Moltiplicatore solare	2,1		
Rapporto Equity - Debt (%)	10% - 90%	Full Load Hours (h)	1629		
Costi finanziamento (% interessi)	3%	LCOE (€/MWh)	254,9 - 332,0		
Solar Multiple	2,1	Solar Multiple	2,1	Solar Multiple	1,8
Storage	6	Storage	12	Storage	6
DNI	1.263	DNI	1.263	DNI	1.263
Full Load Hours	1.629	Full Load Hours	1.629	Full Load Hours	1.421
Incremento	603	Incremento	805	Incremento	350
Ore totali	2.233	Ore totali	2.434	Ore totali	1.771

Fonte: elaborazioni Confindustria

## VII. FOCUS FORZA MOTTRICE

Gli impianti che sfruttano la forza motrice delle maree e delle onde per produrre energia elettrica non sono attualmente presenti sul territorio italiano. Per tale ragione nell'analisi economica si sono considerati i costi riscontrabili sul mercato europeo. Il valore minimo dell'LCOE nel caso degli impianti che sfruttano l'energia delle onde è pari a 322,3 €/MWh mentre nel caso di impianti che sfruttano maree e correnti è pari a 120,9 €/MWh (Fig. 65).

Di seguito si riportano i valori di base utilizzati nell'analisi economica degli impianti (Tab. 61).

**Figura 65 - LCOE impianti rinnovabili a forza motrice (€/MWh)**

**ONDE**
**MAREE E CORRENTI**

Fonte: elaborazioni Confindustria

**Tabella 61 - Valori di mercato impianti rinnovabili a forza motrice**

<b>MAREE</b>			
Costi impianto (€/KW)	2.981 - 4.231	Potenza impianto (MW)	20
Costi operativi (€/KW/anno)	109 - 146	Ore di funzionamento (h)	3.241 - 3.504
Costi impianto (Mln €)	59,6 - 84,6	Vita utile (anni)	20
Produzione annua (GWh)	68,8 - 70,1	IRR Equity side (%)	12%
Rapporto Equity - Debt (%)	30% - 70%	Costi finanziamento (%)	3%
Costi assicurativi annui (% capex)	1%	LCOE (€/MWh)	120,9 - 130,3
<b>ONDE</b>			
Costi impianto (€/KW)	4.308 - 5.567	Potenza impianto (MW)	20 - 30
Costi operativi (€/KW/anno)	195 - 219	Ore di funzionamento (h)	2.015
Costi impianto (Mln €)	111,3 - 129,2	Vita utile (anni)	20
Produzione annua (GWh)	40,3 - 60,5	IRR Equity side (%)	12%
Rapporto Equity - Debt (%)	30% - 70%	Costi finanziamento (%)	3%
Costi assicurativi annui (% capex)	1%	LCOE (€/MWh)	322,3 - 400,2

Fonte: elaborazioni Confindustria

## B. Le tecnologie rinnovabili nel settore trasporti

### I. BIOCOMBUSTIBILI

I biocombustibili, ricavati dalla lavorazione delle bioenergie, possono essere divisi in base allo stato materiale in cui si presentano. In particolare il bioetanolo, i bioeteri, il biodiesel e HVO sono in forma liquida mentre il biometano, derivato del biogas<sup>5</sup> e il green GPL, co-prodotto dei processi di idrogenazione degli oli di origine rinnovabile, sono in

<sup>5</sup> Il biogas è un prodotto ottenuto dalla digestione anaerobica di sostanze organiche, composto per due terzi da metano e per un terzo da biossido di carbonio. Grazie ad un processo di purificazione, costituito dall'assorbimento della CO<sub>2</sub>, si ottiene il biometano.

forma gassosa. Quelli più utilizzati al momento sono i biocarburanti in forma liquida in miscela con i carburanti tradizionali ma si prevede in futuro una crescita dei biocarburanti gassosi.

I biocarburanti sono una fonte energetica rinnovabile non solo di origine agricola ma anche derivante da rifiuti organici o comunque dalla frazione della biomassa corrispondente a rifiuti, sottoprodotti, reflui e materie ligneo-cellulosiche non alimentari. A determinate condizioni, gli scarti della produzione possono essere utilizzati come fertilizzante in sostituzione di quelli chimici, rientrando perfettamente nei parametri della *Circular Economy*.

Nel corso del tempo i biocarburanti si sono differenziati in “generazioni” successive, in base alla materia prima impiegata.

## FOCUS BOX

### Evoluzione tecnologica delle bioenergie nel settore dei trasporti

Le materie prime dei biocarburanti di prima generazione sono prettamente colture alimentari, tra cui mais, sorgo, canna da zucchero, colza e palma. Dalla fermentazione di colture amidacee zuccherine come canna da zucchero, barbabietola e mais si ottiene il bioetanolo, mentre dalle piante oleose come l'olio di palma, colza o soia, si ottiene il biodiesel. Dalla digestione anaerobica, grazie alla degradazione della materia organica ad opera di microrganismi in assenza di ossigeno, viene prodotto biogas che viene trasformato attraverso un processo di *upgrading* (di rimozione della CO<sub>2</sub>) in biometano, adatto all'immissione nelle esistenti infrastrutture di trasporto, stoccaggio e distribuzione di gas. La CO<sub>2</sub> rimossa, di natura biogenica, costituisce inoltre componente utile per successivi processi di metanazione e può concorrere quindi alla produzione di metano sintetico. Il biometano può essere inoltre prodotto da gassificazione termochimica: in questa tecnologia, la biomassa solida (quali scarti forestali o boschivi, ad esempio), in presenza di una quantità “controllata” di ossigeno, viene prodotta dapprima una miscela di gas definita *syngas* e successivamente, attraverso un processo di metanazione, viene convertita in metano sintetico. Attualmente tale tecnologia è marginale rispetto alla digestione anaerobica e non è ancora disponibile su scala commerciale, anche se molto promettente nel medio-lungo periodo soprattutto a livello economico.<sup>1</sup>

Le fonti utilizzate per la produzione dei biocarburanti di seconda generazione sono invece le biomasse derivanti da residui agricoli o da colture energetiche non alimentari, quindi meno soggette alla competizione con l'industria alimentare e agli impatti indiretti derivanti dal cambiamento nell'uso del suolo. I processi di produzione vanno dall'utilizzo di specifici microrganismi, utilizzati per estrarre zuccheri sottoprodotti dalle biomasse iniziali, a processi biochimici, utilizzati per trasformare i residui in liquidi e successivamente in gas. Attualmente è disponibile su scala industriale la tecnologia per convertire biomasse lignocellulosiche in bioetanolo avanzato utilizzabile in miscela con la benzina elevandone notevolmente il numero di ottano ed in grado di ridurre le emissioni di anidride carbonica fino al 90% rispetto al carburante fossile. Si sono inoltre sviluppati biocarburanti e biogas la cui materia prima è costituita dal recupero di rifiuti tra cui gli olii fritti rigenerati e grassi animali. In termini di impatto ambientale tali alimentazioni non solo abbattano sia le emissioni CO<sub>2</sub> sia quelle di particolato, ma prevengono l'emissione dei gas che deriverebbe dalla naturale decomposizione dei rifiuti non trattati, in una logica *end of waste*.

Con la terza generazione si è ottenuto un miglioramento dal punto di vista della materia prima, con aumenti della resa delle colture in terreni marginali (semidesertici o marini), mentre con i biocarburanti di quarta generazione si è implementato l'utilizzo della CO<sub>2</sub> mediante microrganismi geneticamente modificati atti a catturare il biossido

<sup>1</sup> <https://www.gasforclimate2050.eu/>

di carbonio e produrre combustibile come rifiuto del ciclo. Attualmente sono disponibili tecnologie di produzione che consentono di ottenere un biocomponente rinnovabile completamente idrocarburico e con alto potere energetico quale l'*Hydrogenated Vegetable Oil* (HVO). Si tratta di un biocarburante dotato di numerose proprietà (Cetano, Scorrimento, ecc.) ottenuto mediante un trattamento con idrogeno puro che consente di rimuovere completamente l'ossigeno presente negli oli vegetali di partenza e di ottenere un prodotto idrocarburico perfettamente compatibile con il diesel fossile e con qualità indipendente dalla tipologia di biomassa utilizzata come materia prima. Tali combustibili permettono di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> (componente vegetale + riduzione consumi) e inquinanti a livello locale.

Tra i biocarburanti il biodiesel domina il mercato italiano nei trasporti. Come già specificato, il biodiesel è un vettore energetico ottenuto da energie rinnovabili a basso impatto ambientale che si ottiene dalla transesterificazione di olio vegetali - colza, soia, girasole e palma - con alcol etilico o alcol metilico, riproducendo le caratteristiche chimico-fisiche e prestazionali del gasolio minerale, con il quale viene miscelato in percentuale ed utilizzato nei moderni motori diesel.

In particolare, le tecnologie di "*ecofining*" e di transesterificazione utilizzate sono caratterizzate da elevata flessibilità in termini di prodotti lavorabili; queste consentono infatti di processare materie prime non in competizione con gli usi alimentari come ad esempio oli vegetali esausti della filiera nazionale e grassi animali (es. *used cooking oil*, "UCO", come alternativa agli oli e grassi), contribuendo così al progressivo passaggio da *feedstock* di prima generazione a prodotti *unconventional/advanced* per la produzione di biofuels. La produzione di biodiesel avanzato, più precisamente, risulterebbe in perfetta linea con il principio ILUC (Direttiva UE 2015/1513) della rotazione colturale, in quanto non impatterebbe sulla disponibilità di alimenti e mangimi (non in competizione poiché prodotto principalmente da rifiuti). A tal proposito, non osterebbe all'implementazione delle azioni nazionali ed europee volte a favorire lo sviluppo di leguminose (in particolare soia, di cui l'Italia è prima produttrice in Europa) per la produzione di proteine da utilizzare sia nell'alimentazione umana (*food*) sia in quella animale (*feed*), riducendo così il deficit proteico strutturale dell'UE.

Il contributo del biometano e del biometano avanzato nel settore dei trasporti è evidenziato anche dal nuovo decreto interministeriale sulla promozione dell'uso in tale settore<sup>6</sup> in cui si sottolinea come sia una "risorsa utile ai fini della sostituzione dell'utilizzo dei combustibili e dei carburanti di origine fossile" intendendo per questi ultimi benzina e gasolio. Il biometano può essere prodotto da digestione anaerobica sia da biomasse di origine agricola che si rinnovano nel tempo e che nel loro ciclo di vita hanno incorporato il carbonio presente nell'atmosfera, sia dalla frazione organica dei rifiuti solidi urbani derivante da raccolta differenziata oppure da processi di gassificazione termochimica delle materie lignee cellulosiche quali residui forestali e boschivi. Grazie a pratiche colturali che non impattano negativamente sulla disponibilità di cibo (nel rispetto quindi dei principi ILUC) perché utilizzatrici di sottoprodotti, effluenti zootecnici e colture vegetali ottenute da terreni marginali o non idonei alla produzione di colture alimentari ovvero mediante colture di integrazione in rotazione a colture alimentari che presentano benefici ambientali e che massimizzano la resa energetica dei suoli, la produzione di biometano può avvenire in modo compatibile ed efficiente.

Anche con l'obiettivo di gestire la transizione verso una mobilità sempre più ecocompatibile, in Italia oltre all'avvio degli importanti investimenti nella filiera della bio-raffinazione con la conversione di alcuni siti produttivi tradizionali in *green refineries* (Marghera/ in corso di conversione Gela) che utilizzano tecnologie fortemente innovative per la produzione di biocarburanti e con significativo miglioramento di tutte le matrici ambientali, l'industria automobilistica

<sup>6</sup> <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/normativa/decreti-interministeriali/2037836-decreto-interministeriale-2-marzo-2018-promozione-dell-uso-del-biometano-nel-settore-dei-trasporti>

e quella petrolifera stanno svolgendo, con la collaborazione del Massachusetts Institute of Technology, attività di ricerca sui benefici di riduzione delle emissioni che potranno dare i dispositivi di cattura della CO<sub>2</sub> a bordo veicolo.

L'industria sta dedicando importanti risorse sullo sviluppo di biometano, bioGNL e bioGPL (green GPL), nonché degli e-fuels cioè combustibili liquidi derivanti dalla ricombinazione di idrogeno rinnovabile (prodotto cioè da elettrolisi alimentata da energia elettrica rinnovabile) con la CO<sub>2</sub> (dall'atmosfera o da fonti concentrate), attraverso processi power (rinnovabile)-to-liquid (processo Fischer Tropsch). A fronte di un approccio più sostenibile di vettori energetici a basse o nulle emissioni di carbonio, permangono tutti i vantaggi dei combustibili liquidi che non necessitano di alcun intervento sulla rete logistica e distributiva per poter essere utilizzati.

L'industria italiana è impegnata nella ricerca e possibilità di sfruttare materie prime advanced anche attraverso lo sviluppo di tecnologie innovative tra cui:

- lo sfruttamento della tecnologia CO<sub>2</sub>-To-Oil che cattura la CO<sub>2</sub> per produrre un bio-carburante di terza generazione (coltivazione in bio-reattori di micro-alghe in grado di produrre bio-olio algale adatto all'impiego in Green Refinery);
- lo sviluppo dei processi Waste to Fuel in grado di trasformare la frazione organica del rifiuto solido urbano (FORSU) in bio-oli per alimentare il ciclo di raffinazione per ottenere biocarburanti<sup>7</sup>.

## II. ENERGIA ELETTRICA DA FER

L'evoluzione sinergica della progressiva decarbonizzazione del mix di generazione del vettore elettrico e la diffusione dei veicoli elettrici, saranno fondamentali per il raggiungimento del target e per lo sviluppo delle fonti rinnovabili nei trasporti. L'elettrificazione della mobilità, grazie alla riduzione dei consumi di energia primaria e all'azzeramento delle emissioni locali allo scarico, darà un contributo significativo al processo di decarbonizzazione del settore dei trasporti.

Inoltre, anche in scenari di diffusione elevata dei veicoli elettrici o elettrificati, l'aumento dei consumi di elettricità sarà marginale, grazie proprio dell'elevata efficienza intrinseca degli EV. Considerata anche la possibilità di una integrazione intelligente tra veicoli e rete, la diffusione dei veicoli elettrici non potrà che favorire la diffusione delle RES nel sistema elettrico nazionale.

L'attuale parco italiano di generazione elettrica è composto in capacità installata per il 42,4% da fonti rinnovabili, le quali hanno rappresentato nel 2016 il 34% del consumo interno lordo di elettricità. L'auto elettrica, già con il mix di generazione elettrica attuale, consente quindi di abbattere notevolmente le emissioni globali di CO<sub>2</sub>, oltre ad azzerare le emissioni allo scarico degli inquinanti locali (NO<sub>x</sub>, polveri sottili, VOC, SO<sub>x</sub>), con notevoli miglioramenti in termini di impatto ambientale e di qualità dell'aria delle città.

Come già detto, la progressiva diffusione dei veicoli elettrici potrà fornire un importante contributo anche in termini di integrazione nel sistema elettrico delle fonti rinnovabili in quanto, quando connessi alla rete elettrica per la ricarica, tali veicoli sono a tutti gli effetti dei sistemi di accumulo distribuiti. La gestione intelligente delle ricariche (*smart charging*) rappresenta uno strumento ad alto potenziale per la mitigazione degli effetti della non programmabilità e dell'intermittenza che sono tipiche della produzione elettrica da fonti rinnovabili. Questa funzionalità può essere ulteriormente potenziata attraverso l'implementazione di soluzioni *Vehicle-Grid-Integration*, che abilitano la possibilità

<sup>7</sup> La tecnologia **CO<sub>2</sub>-To-Oil** viene sviluppata da Eni a Ragusa e l'impianto è stato avviato ad aprile 2017; sulla "FORSU", è stata completata da Eni la fase di sviluppo su scala pilota presso il Centro Ricerche di Novara, la sperimentazione inizierà nel 2018).

di prelevare o restituire alla rete parte dell'energia immagazzinata nelle batterie delle auto elettriche in sosta, fornendo così servizi per la regolazione di rete. L'integrazione dell'infrastruttura di ricarica dei veicoli elettrici in ottica "smart grid", considerata uno dei principali fattori abilitanti ai fini della diffusione dei veicoli elettrici, è ritenuta funzionale all'aumento della cosiddetta "hosting capacity" del sistema elettrico italiano.

Il tema dei sistemi di accumulo, trattato approfonditamente nel successivo paragrafo "Focus consumi elettrici finali", si prevede sarà caratterizzato da un elevato avanzamento tecnologico, il quale permetterà la riduzione dei costi (ad esempio è previsto che i costi delle batterie al litio si riducano del 46% entro il 2025 e addirittura del 67% entro il 2030 e l'allungamento del ciclo di vita delle singole componenti, attraverso il riciclo delle batterie nonché il riutilizzo dei motori elettrici e delle schede elettroniche. Il riuso delle tecnologie di bordo dei veicoli elettrici in un'ottica di "economia circolare" - soprattutto per quanto attiene alle batterie - rappresenta un tema da sviluppare con attenzione al fine di promuovere la diffusione della mobilità elettrica. Le batterie, infatti, una volta terminato il ciclo di vita dell'auto potranno essere adoperate per applicazioni stazionarie o, più in generale, rigenerate per applicazioni "second life"<sup>8</sup>, creando valore sia per i proprietari delle auto (con un aumento del valore residuo del veicolo) che per le aziende che operano in questa filiera tecnologica. Occorre quindi cogliere ogni opportunità di sviluppo al fine di favorire questo importante ambito di crescita potenziale del Paese.

La diffusione dei veicoli elettrici è, quindi, un fattore importante per incrementare lo sviluppo delle rinnovabili elettriche nei trasporti. Sarà pertanto necessario ridurre quanto prima l'attuale gap che l'Italia ha sulla mobilità elettrica rispetto ai principali Paesi Europei, sia in termini di mercato (es. -92% rispetto a Germania e Francia), che di sviluppo dell'infrastruttura di ricarica (al 2016, circa 2 mila colonnine rispetto alle circa 18 mila tedesche e le 16 mila francesi).

Tuttavia per dare il giusto impulso allo sviluppo della mobilità elettrica è necessario un framework legislativo/regolatorio ancora più abilitante ponendo in essere una serie di interventi che sarà meglio descritta nel paragrafo dedicato alle proposte di policy.

### III. IDROGENO DA FER

Una delle alternative di grande interesse per la mobilità a zero emissioni è quella della mobilità elettrica a fuel-cell utilizzando l'idrogeno come vettore energetico.

Anche se in una fase iniziale di sviluppo può avere utilità la produzione di idrogeno da steam reforming<sup>9</sup>, è chiaro che l'impiego dell'idrogeno potrà dimostrare la sua maggiore efficacia proprio nella sua contemporanea capacità di stabilizzazione delle reti elettriche, trasformando l'energia rinnovabile non istantaneamente richiesta in stoccaggio sotto forma di idrogeno, e di grande autonomia di guida resa disponibile nella mobilità elettrica fuel cell a zero emissioni.

Se in ambito stazionario sono evidenti i vantaggi relativi allo stoccaggio di energia sotto forma di idrogeno in serbatoi (economicità, numero di cicli, ecc.) anche nella propulsione fuel cell emergono vantaggi non indifferenti:

- Emissioni zero (solo vapore acqueo);
- Tempo di rifornimento inferiore a 5 minuti;
- Autonomie superiori ai 600 km;
- Peso del sistema a bordo di poco superiore a un motore diesel;

<sup>8</sup> <https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/07/BNEF-Lithium-ion-battery-costs-and-market.pdf>

<sup>9</sup> Processo di reforming del metano con vapore:  $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3 \text{H}_2$

- Nessuna perdita di capacità durante la vita del veicolo;
- Vita dell'impianto pari alla vita dell'auto;
- Costi di manutenzione estremamente limitati (come ogni veicolo elettrico);

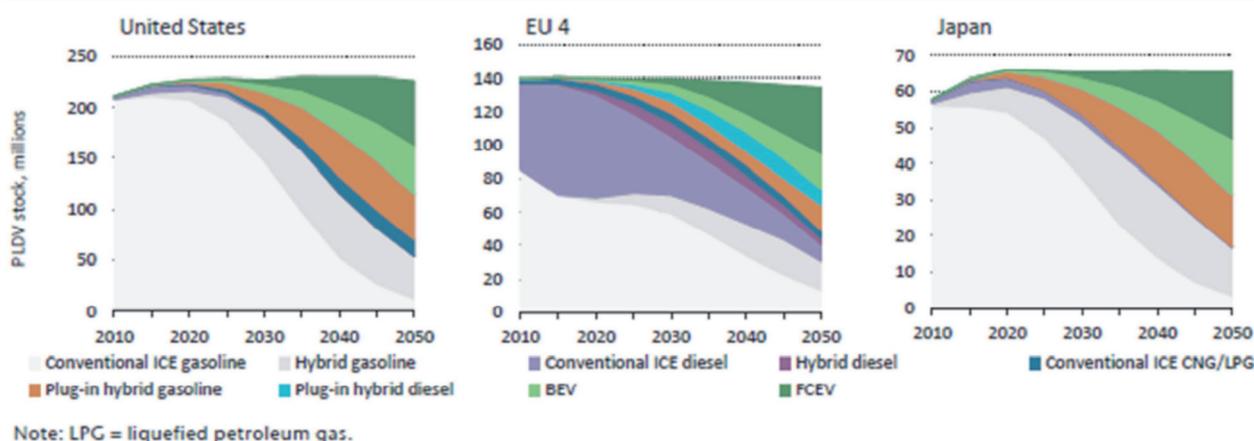
Il Piano nazionale delle infrastrutture per l'idrogeno allegato al testo di recepimento della direttiva DAFI (a cui si rimanda per eventuali approfondimenti) prevede lo sviluppo di 20 stazioni di rifornimento per idrogeno da qui al 2020 per arrivare a circa 200 intorno al 2025.

I veicoli FCEVs sono anche auto ibride, l'energia di frenata viene recuperata e accumulata in una batteria. L'alimentazione elettrica della batteria viene usata per ridurre la domanda di picco della cella a combustibile in accelerazione e per ottimizzare l'efficienza operativa. I veicoli FCEVs sono usualmente riforniti con idrogeno gassoso a pressioni tra 35 MPa e 70 MPa. Attualmente, per le autovetture, l'efficienza su strada (fuel economy) è di circa 1 kg di idrogeno ogni 100 km percorsi, con autonomie da circa 500 km a 750 km e tempi di ricarica inferiori ai 5 minuti. Nonostante i costi delle autovetture FCEV sono ad oggi elevati, il costo è previsto convergere entro il 2030 con quello delle altre tecnologie di alimentazione, grazie ad economie di scala.

Partendo dal settore autovetture, nel "Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells", pubblicato dall'IEA nel Giugno 2015, in una variante dell'ETP 2DS, l'ETP 2DS high H2, viene presentato uno scenario di introduzione delle autovetture FCEV fino al 2050.

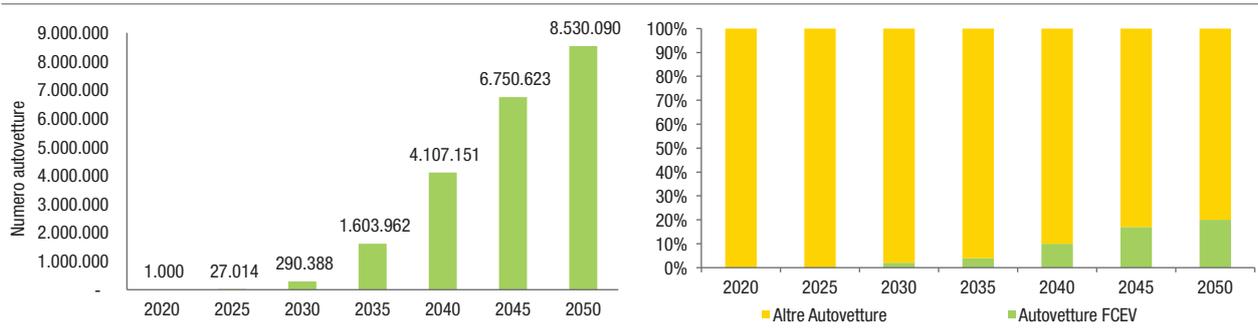
I report internazionali del dicembre 2016 mostrano una diffusione dei veicoli fuel cell già superiore alle aspettative, in quei Paesi dove c'è stato un maggiore investimento nelle infrastrutture: negli USA, nella sola California, ci sono già quasi 2.500 veicoli circolanti e oltre 2.000 anche in Giappone.

Figura 66 - Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells



Fonte: IEA

Anche per l'Italia si prevedono almeno un migliaio di veicoli entro il 2020.

**Figura 67 - Stock autovetture FCEV al 2050 - Scenario MobilitàH2IT**


Fonte: Anfia

Negli scenari proposti dal Piano Nazionale di Sviluppo, l'idrogeno può essere prodotto in modalità rinnovabile secondo tre diverse modalità operative:

- 1) Produzione di idrogeno in impianti centralizzati mediante elettrolisi da rinnovabili (H2 da ELR C) e trasporto gassoso su camion fino alla stazione di rifornimento;
- 2) Produzione di idrogeno on-site nella stazione di rifornimento mediante elettrolisi con energia elettrica da rete (H2 da ELG OS);
- 3) Produzione di idrogeno on-site nella stazione di rifornimento mediante elettrolisi con energia elettrica rinnovabile (H2 da ELR OS).

La produzione centralizzata di idrogeno da SMR, a basso costo, permetterà di agevolare il periodo di transizione iniziale 2020-2030. Superata questa fase, tutta la nuova produzione di idrogeno avverrà mediante elettrolisi, con una prevalenza crescente di energia da fonti rinnovabili.

#### IV. LE TECNOLOGIE AUTOMOTIVE

L'industria automotive si è impegnata a dare il proprio contributo al raggiungimento dei target di riduzione indicati nell'accordo sul cambiamento climatico di Parigi e mette a disposizione la propria competenza e capacità d'innovazione per questo obiettivo. I veicoli moderni di oggi e di domani che daranno forma alla mobilità intelligente, pulita e a basso consumo di carbone, prevedono un mix di tecnologie, ciascuna della quale contribuirà a ridurre i consumi energetici del settore trasporti.

#### FOCUS BOX<sup>1</sup>

##### Analisi delle caratteristiche e degli impatti ambientali delle singole tecnologie

###### MICRO-HYBRID:

**Caratteristiche principali:** vettura con motore a combustione interna dotato di una macchina elettrica di bassa potenza che permette la funzione di Stop&Start esteso e il recupero di Energia in Frenata (Brake Energy Regeneration o Brake Energy System). Tradizionalmente dissipata nei freni, l'energia cinetica viene parzialmente convertita in elettricità grazie al generatore elettrico ed inviata alla batteria.

<sup>1</sup> Il calcolo delle percentuali di riduzione sono ipotizzate considerando la differenza di emissione con lo stesso modello di veicolo con motorizzazione ICE.

**Impatti ambientali:** risparmio in termini di consumi e conseguentemente di emissioni di CO2 allo scarico pari al 3-5%;

#### **MILD HYBRID:**

**Caratteristiche principali:** ha due motori, un motore a combustione interna e un motore elettrico che lavorano contemporaneamente. Il motore elettrico principalmente è di supporto al termico e fornisce un supplemento di potenza in fase di accelerazione che consente al motore a combustione interna di lavorare a regimi più efficienti.

**Impatti ambientali:** risparmio in termini di consumi e conseguentemente di emissioni di CO2 allo scarico superiore al 15%.

#### **FULL-HYBRID**

**Caratteristiche principali:** Il motore a combustione interna è collegato ad uno o due motori elettrici in grado di provvedere anche alla partenza ed alla trazione elettrica per un breve ciclo di marcia (con il motore a combustione interna spento).

**Impatti ambientali:** nel ciclo combinato riduce i consumi e le emissioni di CO2 di circa il 25%, ma può arrivare anche al 30% in determinate condizioni di guida.

#### **Plug-in HYBRID:**

**Caratteristiche principali:** Rispetto al Full-Hybrid ha la possibilità di ricaricare le batterie da una presa esterna (domestica) della wallbox o di una colonnina pubblica, assicurando elevate percorrenze in solo elettrico grazie alla elevata capacità delle batterie. Questa caratteristica è legata alla volontà di aumentare le prestazioni della parte elettrica, rispetto ad un ibrido tradizionale. L'idea di progetto è quella di far sì che un veicolo di questo tipo possa racchiudere in sé sostanzialmente due veicoli: un BEV (veicolo elettrico a batterie) per gli spostamenti in città ed un Full Hybrid per le percorrenze extraurbane.

**Impatti ambientali:** sono tecnologie idonee a garantire zero emissioni in modalità elettrica in città e bassissime emissioni al di fuori dei centri urbani grazie agli ICE avanzati, l'autonomia in modalità elettrica è di circa 30/50 km e abbattendo sensibilmente i consumi di carburante può avere una riduzione delle emissioni di CO2 allo scarico di oltre il 50%.

#### **Extended Range EV (E-Rev):**

**Caratteristiche principali:** veicolo elettrico ad autonomia estesa, che ha un motore termico di dimensioni ridotte che funziona da generatore di corrente e produce energia elettrica quando il sistema di gestione della batteria rileva il livello minimo di carica

**Impatti ambientali:** emissioni di CO2 allo scarico ridotte del 90%.

#### **BEV (BATTERY ELECTRIC VEHICLE)**

**Caratteristiche principali:** veicolo mosso esclusivamente da motore elettrico alimentato con batterie (generalmente a Ioni di Litio)

**Impatti ambientali:** emissioni di CO2 e di inquinanti "locali" allo scarico nulle, riduzione dell'inquinamento acustico, emissioni inquinanti e benefici ambientali complessivi maggiorati con lo sviluppo del sistema "vehicle-to-grid", fornendo al sistema elettrico una flessibilità complementare alleggerendo i picchi di consumo durante la giornata o di sera, supportando la gestione dei sovraccarichi, assorbendo preferenzialmente i surplus di energia prodotti dalle energie rinnovabili.

**Fuel Cell Electric Vehicle (FCEV):**

**Caratteristiche principali:** veicoli con motorizzazione elettrica nei quali la sorgente di energia elettrica per la propulsione è costituita da una cella a combustibile invece che da una batteria. La cella a combustibile viene a sua volta alimentata da idrogeno, stoccato a bordo del veicolo in bombole ad alta pressione o in sistemi fisico-chimici.

**Impatti ambientali:** emissioni di CO<sub>2</sub> e di inquinanti “locali” allo scarico nulle

**CNG, LPG, LNG:**

**Caratteristiche principali:** possono essere bifuel o ad alimentazione a gas esclusiva, entrambe le motorizzazioni possono essere alimentate con biocarburanti gassosi

**Impatti ambientali:** emissioni di particolato praticamente zero e basse emissioni di NO<sub>x</sub>. La CO<sub>2</sub> allo scarico è ridotta di circa il 10% nel caso del GPL e di circa il 20% nel caso del metano.

**Advanced internal combustion (ICE):**

**Caratteristiche principali:** le tecnologie di ultima generazione hanno raggiunto altissimi livelli di efficienza ed ecosostenibilità in grado di ridurre i consumi e le emissioni inquinanti rispettando gli standard vigenti (incluse le emissioni di ossidi di azoto).

**Impatti ambientali:** I motori di ultima generazione presentano emissioni ridotte grazie alla combinazione di carburanti e tecnologie motoristiche avanzate, e di sofisticati sistemi di abbattimento delle emissioni. La combinazione della densità energetica dei carburanti e l'efficacia e la completezza della combustione consentono inoltre di conseguire livelli prestazionali molto elevati e sensibili riduzioni di emissioni climalteranti associate a questo tipo di motori.

La molteplicità di tecnologie e la sempre crescente domanda di mobilità, insegnano che non esiste una soluzione che vada bene per tutto: le autovetture e i veicoli in generale sono sviluppati dall'industria garantendo convenienza e accessibilità, per rispondere alle variegate esigenze dei consumatori, che scelgono il sistema di propulsione che meglio si adatta ai propri bisogni e possibilità.

La progressiva decarbonizzazione dei trasporti e la transizione verso una mobilità a zero emissioni passano necessariamente attraverso la razionalizzazione e valorizzazione del contributo che ogni tecnologia può dare nei diversi ambiti di utilizzo, grazie anche all'incremento di penetrazione delle fonti rinnovabili nel settore e nel mix energetico nazionale.

### **C. Le tecnologie rinnovabili nel settore termico**

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili termiche potrà essere operato contemporaneamente attraverso una scelta tecnologica rinnovabile *supplier side*, mediante l'immissione in consumo di un volume maggiore di biometano, che attraverso una scelta tecnologica *user side*, mediante la sostituzione delle caldaie tradizionali con impianti *green*.

#### **I. SCELTE TECNOLOGICHE SUPPLIER SIDE**

Il biometano potrà rappresentare una importante opportunità nel settore del riscaldamento civile, in considerazione della crescita attesa dallo stesso nei prossimi anni (8 miliardi di metri cubi al 2030). Nel medio-lungo periodo si prevedono ottimizzazioni nella filiera produttiva del biometano (dall'utilizzo di rifiuti, sottoprodotti, seconde colture e standardizzazione degli impianti) con conseguente contrazione dei costi dell'energia ottenuta. Le modalità di produzione

del biometano sono prevalentemente basate su due modelli tecnologici, la digestione anaerobica e la gassificazione termochimica.

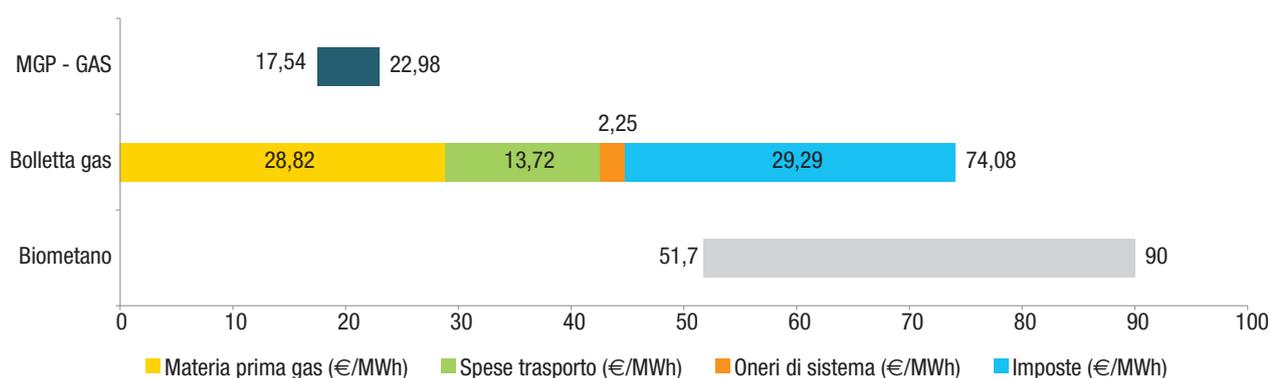
Il processo della digestione anaerobica prevede, grazie alla degradazione della materia organica ad opera di microrganismi in assenza di ossigeno, la produzione di biogas che viene trasformato attraverso un processo di *upgrading* (di rimozione della CO<sub>2</sub>) in biometano, adatto all'immissione nelle esistenti infrastrutture di trasporto, stoccaggio e distribuzione di gas. La CO<sub>2</sub> rimossa, di natura biogenica, costituisce inoltre componente utile per successivi processi di metanazione e concorrere quindi alla produzione di metano sintetico. Si devono inoltre considerare le potenzialità dell'*upgrading* di almeno una parte degli impianti di biogas esistenti. Il biometano dovrà comunque svilupparsi secondo le linee di indirizzo del quadro legislativo europeo, evitando forme di competizione tanto con il mondo agricolo, per l'uso del terreno, quanto con l'industria manifatturiera, per l'uso delle materie prime. Inoltre occorre tener conto di eventuali impatti emissivi dal punto di vista sia ambientale che sanitario.

Come detto il biometano può essere prodotto anche dalla gassificazione termochimica: in questa tecnologia, dalla biomassa solida (quali scarti forestali o boschivi, ad esempio), in presenza di una quantità "controllata" di ossigeno, viene prodotta dapprima una miscela di gas definita *syngas* e successivamente, attraverso un processo di metanazione, viene convertita in metano sintetico. Attualmente tale tecnologia è marginale rispetto alla digestione anaerobica e non è ancora disponibile su scala commerciale, anche se molto promettente nel medio-lungo periodo soprattutto a livello economico.<sup>10</sup>

Il biometano, essendo miscelabile con il metano tradizionale, può beneficiare delle infrastrutture esistenti per il trasporto, lo stoccaggio e la distribuzione del gas naturale. Già oggi sono in corso i lavori per l'armonizzazione della normativa tecnica per l'utilizzo del biometano, che vedono coinvolti i principali Paesi europei con l'obiettivo di risolvere eventuali aree di criticità e sviluppare *field test* sul parco installato.

L'analisi economica è stata sviluppata a partire dal confronto fra il costo di produzione del biometano con il prezzo del gas riscontrato sul mercato italiano (MGP) gestito dal GME.

Figura 68 - Confronto costo produzione Biometano e prezzo del Gas Naturale in Italia (€/MWh)



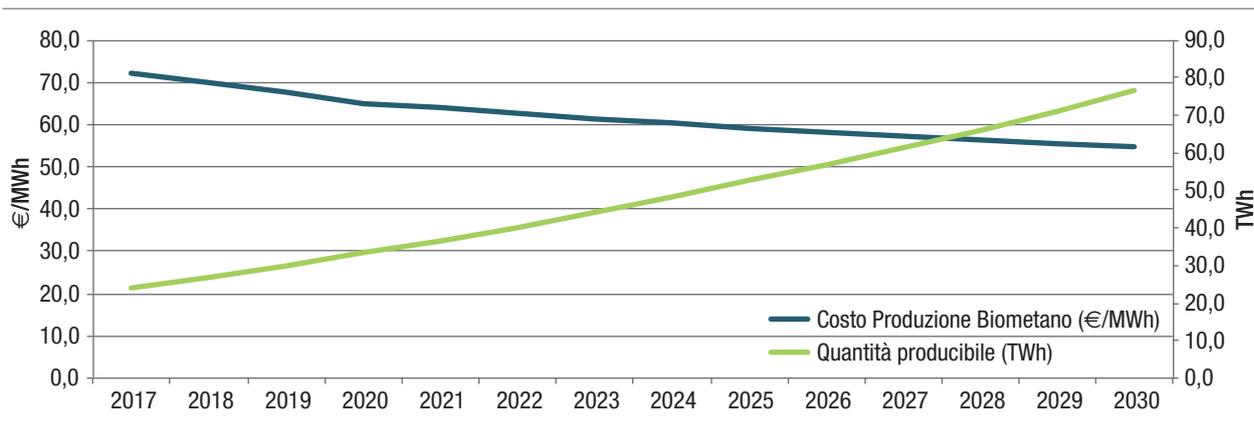
Fonte: elaborazioni Confindustria

<sup>10</sup> <https://www.gasforclimate2050.eu/>

Attualmente il costo di produzione del biometano risulta di 60-70 €/MWh per i *best cases* e di 80-90 €/MWh per i casi in cui vi è un uso prevalente di monocolture (mais), mentre un costo di 40-50 €/MWh viene raggiunto attraverso la FORSU.

Se ne prevede una discesa nel periodo 2018-2030, la quale verrà affiancata dalla contestuale crescita delle quantità producibili, fino a raggiungere un costo medio di circa 35-50 €/MWh.

**Figura 69 - Evoluzione del costo di produzione e della quantità producibile del biometano**



Fonte: elaborazioni Confindustria

L'apporto che potrà essere fornito dallo sviluppo della filiera del Biometano dipenderà dal costo opportunità dell'*up-grading* del biogas, dallo sviluppo tecnologico dei sistemi di gassificazione e dalla sostituzione delle monocolture alimentari con biomasse sostenibili quali:

- colture di integrazione, prima e dopo il raccolto principale (*cover crops*);
- sottoprodotti/cascami agricoli e agroindustriali;
- reflui zootecnici;
- Forsu.

Da ultimo si ritiene utile indicare che un importante contributo potrebbe giungere anche dalla conversione in energia elettrica del biometano, quale fonte rinnovabile programmabile. Nella Strategia Energetica Nazionale del 2017 è stata esclusa l'incentivazione della produzione elettrica da impianti nuovi di grande taglia da biometano: Una maggiore generazione elettrica da biometano permetterebbe di incrementare i consumi finali da fonti rinnovabili contribuendo allo stesso tempo, in ragione del profilo di produzione programmabile, a bilanciare la volatilità della produzione rinnovabile non programmabile a vantaggio della stabilità e sicurezza complessiva del sistema.

## II. SCELTE TECNOLOGICHE USER SIDE

La climatizzazione e la produzione di ACS interessa circa il 76% dei consumi energetici totali e della relativa spesa del settore residenziale.

### a. Scelte tecnologiche per il riscaldamento

Nel riscaldamento, la tecnologia prevalente è quella degli impianti a caldaia, costituita da un parco esistente di circa 17 milioni di apparecchi, di cui circa l'85% del segmento è costituito da apparecchi "tradizionali" ed il restante 15% da caldaie a condensazione, che costituisce l'alternativa tecnologicamente più avanzata.

Il riscaldamento può anche essere realizzato attraverso apparecchi alimentati da fonti rinnovabili, come le biomasse o il solare termico, o assimilati, come le pompe di calore.

Le biomasse, in diverse declinazioni e con rendimenti medi a crescere, complessivamente costituiscono un parco di 6.265.621 (fonte Istat 2013) apparecchi: caminetto aperto, termocamino dotato di caldaia, stufa a legna, stufa a pellet ad aria (non dotata di caldaia) e stufa a pellet dotata di caldaia. La soluzione di base prevede tecnologie con un rendimento medio di prodotto che, a seconda della soluzione scelta, varia dal 40% (caminetto aperto) al 87% (stufa a pellet), con tempi di vita che possono variare dai 20 ai 12 anni e con costi a crescere da circa 1.200 € (caminetto) a poco meno di 4.000 € (stufa a pellet con caldaia).

La soluzione tecnologica top di gamma prevede, per le soluzioni "aperte" (tipo camini) l'introduzione di inserti in grado di avere camini "chiusi", l'inserimento di termocamini ad elevata efficienza e, per le stufe, soluzioni tecnologiche ad alta efficienza. In tal modo si prevede in termini di efficienza di poter arrivare sino ad un valore di 75% per i camini chiusi, sino ad obiettivi del 92% previsti al 2030 per la stufa a pellet dotata di caldaia ad elevata efficienza. I costi delle soluzioni più efficienti risultano concentrati in un range che va dai 2.700€ ai 4.400€.

Nonostante l'utilizzo di impianti a legna, cippato o pellets per il riscaldamento, in abitazioni nelle località montane, collinari e in piccoli comuni sia una prassi piuttosto consolidata in Italia, sussistono molte criticità sulla tracciabilità della biomassa solida e sulle implicazioni ambientali del suo impiego, a causa dell'emissione in atmosfera di polveri sottili e composti organici che vanno a incidere sulla qualità dell'aria.

La legna e il pellet, anche se certificati e impiegati negli apparecchi di gamma medio/alta, contribuiscono infatti significativamente alle emissioni inquinanti nel settore del riscaldamento domestico, generando rilevanti problemi sulla qualità dell'aria in molte aree italiane, nella stagione invernale, quando si sommano al traffico e alle emissioni industriali.

Sulla base delle comparazioni delle caratteristiche emissive degli apparecchi per utenze domestiche impiegati per il riscaldamento, alimentati con diversi combustibili, gas, GPL, gasolio, pellet e legna da ardere, le emissioni di particolato nel pellet sono, in particolare, di 2 ordini di grandezza superiori a quelle dei combustibili gassosi e al gasolio mentre il particolato prodotto dalla legna da ardere è di 3 ordini di grandezza maggiore di questi ultimi.<sup>11</sup>

La soluzione tecnologica è, quindi, volta alla sostituzione degli apparecchi a biomassa attualmente installati, impiegando impianti a più alto rendimento. Il passaggio dalle soluzioni tecnologiche poco efficienti e dagli elevati fattori emissivi, ancora diffuse sul territorio, ai nuovi sistemi, determinerà una riduzione tanto della biomassa consumata quanto delle emissioni nocive emesse in atmosfera.

A tal proposito si può fare riferimento a studi di letteratura che indicano i fattori di emissione degli inquinanti.

<sup>11</sup> Fonte: *Studio comparativo sulle emissioni di apparecchi a gas, Gpl, gasolio e pellet*, realizzato da Innovhub-Stazioni Sperimentali per l'Industria, l'azienda della Camera di Commercio di Milano.

**Tabella 62 - Fattori di emissione delle tecnologie per il riscaldamento in funzione del combustibile impiegato**

Combustibile	CO g/GJ	NOx g/GJ	SOx g/GJ	COV g/GJ	PM g/GJ	IPA benzo(a)pirene µg/MJ	NOTE
Gas Naturale	56,6	32,3	0,3 <sup>a</sup>	<0,15	<0,04	<0,08	<sup>a</sup> valore medio di letteratura
GPL	47,8	22,6	2,2 <sup>b</sup>	<0,15	<0,04	<0,08	<sup>b</sup> elaborazioni ISSI sulla base di dati di specifica
Gasolio	3,7 <sup>c</sup>	34 <sup>c</sup>	19,3 <sup>c</sup>	1,1 <sup>c</sup>	0,1 <sup>c</sup>	0,08 <sup>a</sup>	<sup>c</sup> elaborazioni ISSI su caldaie di potenza >150 KW a valore di letteratura
Legna	5.862 <sup>d</sup>	122 <sup>d</sup>	10,7 <sup>d</sup>	536 <sup>d</sup>	254 <sup>d</sup>	68,7 <sup>d</sup>	<sup>d</sup> dati ISSI
Pellet A1 stufa alta gamma	175,6	135,9	6,87 <sup>e</sup>	6,7	23,9	0,22	<sup>e</sup> valore teorico sulla base del
Pellet A1 stufa bassa gamma	141,4	118,2	6,87 <sup>e</sup>	40,5	44,1	0,18	contenuto di zolfo
Pellet A2 stufa alta gamma	236,1	166,3	12,8 <sup>e</sup>	8,2	83,8	0,1	
Pellet A2 stufa bassa gamma	625,7	233,2	12,8 <sup>e</sup>	233,8	82,9	0,94	

Fonte: INNOVHUB

I sistemi di climatizzazione a pompa di calore sono polifunzionali poiché la tecnologia trova applicazione in una serie di soluzioni impiantistiche anche molto diverse fra loro. Oggi sul mercato ci sono sistemi a pompa di calore che sono effettivamente “strumenti polifunzionali” in grado di climatizzare (estate e inverno), purificare e deumidificare l’aria.

I sistemi di climatizzazione a pompa di calore elettrica rappresentano una tecnologia elettrica ad alta efficienza che trova applicazione in soluzioni impiantistiche anche molto diverse fra loro. Oggi sul mercato vengono offerti sistemi, ormai maturi e adatti anche per un uso intensivo, che presentano notevoli vantaggi sia per quanto riguarda il risparmio energetico ed economico (grazie all’alta resa energetica che ai ridotti costi di manutenzione) sia in termini di impatto ambientale (nessuna combustione né inquinamento a livello locale) che in termini di sicurezza (non vengono utilizzati gas esplosivi come il metano e non necessitano di canna fumaria).

In particolare i sistemi idronici di climatizzazione a pompa di calore a ciclo annuale si integrano perfettamente con altre tecnologie rinnovabili, come il solare termico per la produzione di acqua calda sanitaria e il fotovoltaico per la produzione di energia elettrica.

La tecnologia idronica ad alimentazione elettrica negli ultimi 5 anni è stata oggetto di importanti upgrade tecnologici. Sempre di più si avvicendano sul mercato sistemi compatti o cosiddetti “monoblocco” caratterizzati da costi e complessità installativa ridotti. Questo favorisce l’applicazione dei sistemi in caso di retrofit sul vecchio impianto costituito da caldaia con terminali di scambio termico tipo radiatore, che costituiscono la quasi totalità degli impianti di riscaldamento domestici in Italia.

Ad esclusione del caso dei radiatori costruiti in ghisa, che hanno necessità di essere alimentati con acqua calda a 80-85°C, per l’alimentazione dei radiatori in acciaio e in alluminio la pompa di calore idronica produce acqua calda a 65°C conservando un ottimo valore di COP alla temperatura esterna di 7 °C e la rendono una sempre più valida alternativa ai sistemi tradizionali a caldaia.

Gli upgrade tecnologici sul gas refrigerante, sugli scambiatori, sui compressori e sull’elettronica hanno permesso altresì di aumentare considerevolmente il campo di lavoro delle pompe di calore idroniche, non è raro infatti trovare sistemi in grado di lavorare con temperature esterne di -15°C o addirittura -25°C.

Una variante tecnologica alla macchina idronica è costituita dalle pompe di calore a volume di refrigerante variabile, che trovano sempre più applicazione nei casi di abitazioni multi familiari o in edifici multi utente. Questi sistemi rappresentano una delle soluzioni più interessanti dal punto di vista dell'efficienza e della flessibilità e possono soddisfare contemporaneamente i fabbisogni di calore e di raffrescamento a seconda della richiesta del singolo utente. In caso di richiesta sbilanciata verso il raffrescamento, il calore di scarto può venire utilizzato per la produzione di acqua calda sanitaria.

La pompa di calore elettrica per la produzione mista di calore e acqua calda sanitaria, se accoppiata ad un impianto fotovoltaico, rappresenta uno dei sistemi più efficienti per riscaldare gli ambienti e gestire i surplus di energia elettrica generata dagli impianti a fonte rinnovabile. I sistemi di accumulo di acqua calda sanitaria costituiscono di fatto un energy storage a basso costo di investimento e di gestione, con una vita media che supera i 10-15 anni.

Nella Tabella seguente sono riassunte le tecnologie a PdC più diffuse.

**Tabella 63 - descrizione delle tecnologie a PdC elettrica, ad assorbimento e a motore endotermico**

		Rendimento stagionale	Energia Primaria
PdC aria/aria 7kW elettrica	SCOP	4,6	1,7-2,1
PdC aria/aria 7kW elettrica	SEER	6,1	2-2,7
PdC aria/acqua 10 kW elettrica	SCOP	3,8	1,4-1,7
PdC aria/acqua 10 kW elettrica	SEER	3,8	
PdC ad assorbimento a gas aria/acqua 18kW	GUE (riscaldamento)	1,5	1,5
PdC ad assorbimento a gas aria/acqua 17kW	GUE (raffrescamento)	0,7	0,7
PdC a motore endotermico a gas aria/acqua 24 kW	SPERh (riscaldamento)	1,4	1,1-1,4
PdC a motore endotermico a gas aria/acqua 25 kW	SPERc (raffrescamento)	1,8	1,1-1,8
PdC a motore endotermico a gas aria/aria 24 kW	SPERh (riscaldamento)	1,6	1,2-1,6
PdC a motore endotermico a gas aria/aria 25 kW	SPERc (raffrescamento)	1,9	1,2-1,9

Fonte: elaborazioni Confindustria

Le tipologie di pompe di calore a gas (ad assorbimento – *gas absorption heat pump* GAHP e a motore endotermico – *gas engine heat pumps* GEHP) utilizzano l'attuale struttura capillare delle reti di distribuzione gas senza necessità di ulteriori investimenti per l'adeguamento o il potenziamento di altre reti. Al momento le pdc a gas trovano applicazione prevalentemente per potenze medio alte e sono quindi meno utilizzate in ambito residenziale.

La tecnologia GAHP risulta essere facilmente integrabile nell'ambiente edificato, sia in caso di edificio nuovo sia nella ristrutturazione di edifici esistenti, essendo perfettamente compatibile con i sistemi di distribuzione del calore basati su radiatori, tipologia largamente prevalente nel parco edilizio italiano rispetto a quelli a bassa temperatura (quali pavimento radiante) e potendo funzionare in modo efficiente anche utilizzando come sorgente l'aria dell'ambiente. La pompa di calore a gas si integra bene per il retrofit della caldaia ed impianto realizzato con radiatori in alluminio o acciaio. Valgono le considerazioni sopra esposte nel caso di radiatori in ghisa, dove la pompa di calore aria acqua, sia essa alimentata a gas o elettricamente, non trova applicazioni.

La tecnologia GEHP permette di ottimizzare le prestazioni energetiche degli edifici, nuovi o sottoposti a ristrutturazione/riqualificazione energetica, recuperando il calore residuo del motore endotermico e così annullando le inefficienze legate ai cicli di sbrinamento e la necessità di integrazione con altre apparecchiature in condizioni di

freddo intenso, e producendo gratuitamente acqua calda sanitaria ad alta temperatura. Durante la stagione estiva, sommando tale recupero alla potenza frigorifera prodotta, si raggiungono prestazioni energetiche molto elevate, anche superiori al 180-190%. Tale tecnologia si mostra quindi particolarmente vantaggiosa nei settori caratterizzati da importanti fabbisogni termici e frigoriferi, quali ad esempio terziario ed industriale.

L'analisi economica è stata sviluppata considerando i costi associati alla sostituzione di un impianto tradizionale con un impianto rinnovabile, a seconda della zona climatica in cui si trova l'edificio, non considerando gli impatti ambientali in termini di inquinamento atmosferico, riportati nelle pagine precedenti.

**Tabella 64 - Valori di mercato tecnologie rinnovabili termiche**

BIOMASSA	Potenza	Costo	Potere	Efficienza	Quantità	Spese	Degrado	Costo	Investimento
	(targa) KW	combust. €/Kg	calorifero KWh/Kg	%	combust. Kg	combust. €/anno	prestazioni %	manut.ne €/anno	€
Stufa a pellet (caldaia ad alta efficienza)	12	0,21	4,4	90%	1.289	270,6	1%	120	4.400
Inserto/Caminetto Chiuso	12	0,17	4,2	75%	1.620	275,4	1%	70	2.950
Termocamino ad elevata efficienza	12	0,17	4,2	80%	1.519	258,2	1%	120	3.300
Stufa a legna ad elevata efficienza	12	0,13	4,2	8%	1.519	197,4	1%	70	2.700
Stufa a pellets ad aria alta efficienza	12	0,21	4,4	89%	1.303	273,7	1%	100	2.800

PDC GAS	Potenza	Gas Utilization	Costo	Degrado	Costo	Investimento
	(targa) KW	Efficiency	combustibile €/mc	prestazioni %	manutenzione €/anno	€
PdC ad assorbimento a gas	12	1,45	0,7	1%	97	9.634
PdC ad assorbimento a gas ibride	12	1,45	0,7	1%	97	13.006
PdC ad assorbimento a gas ciclo annuale (pannelli radianti)	12	1,35	0,7	1%	97	14.500

PDC ELETTRICA	Potenza	Coefficient of	Costo	Degrado	Costo	Investimento
	(targa) KW	Perfomance	elettricità €/KWh	prestazioni %	manutenzione €/anno	€
PdC aria-aria	12	3,9	0,2	1%	50	6.000
PdC aria-acqua (fancoil)	12	3,8	0,2	1%	50	8.400
PdC aria-acqua (pannelli radianti)	12	4,1	0,2	1%	50	6.000

IMPIANTO IBRIDO	CALDAIA					POMPA DI CALORE					IBRIDO
	Potenza	Efficienza	Costo	Degrado	Costo	Potenza	Coefficient	Costo	Degrado	Costo	Investimento
	(targa) KW	caldaia %	combust. €/mc	prestaz. %	manutenz. €/anno	(targa) KW	of perform. € /KWh	elettricità €/KWh	prestaz. %	manutenz. €/anno	€
PdC elettrica						10	3,8	0,2	1%	50	8.000
Caldaia	20	0,95	0,7	1%	90						

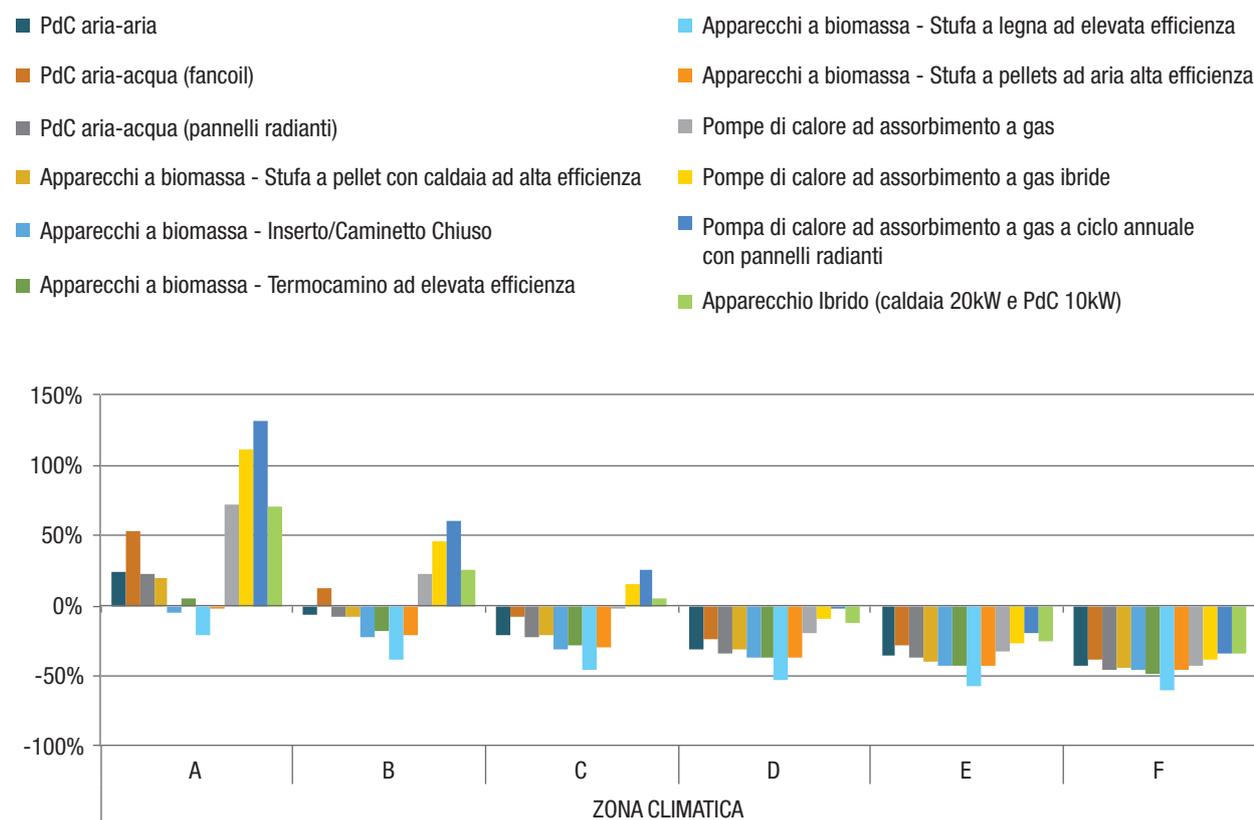
Fonte: elaborazioni Confindustria

In particolare sono stati analizzati i differenziali di prezzo nella vita utile determinati dall'installazione di un impianto a Biomassa, Pompa di Calore Elettrica, Pompa di Calore a Gas o Ibrido rispetto al mantenimento di una caldaia a bassa efficienza. Il risultato dell'analisi dimostra la convenienza di procedere alla sostituzione dell'impianto esistente a bassa efficienza con un impianto alimentato a fonti rinnovabili nella maggioranza delle zone climatiche e in particolar modo in quelle più fredde. In particolare:

- gli impianti a Pompa di Calore elettriche risultano convenienti sostanzialmente in tutti i casi, cioè nelle zone B (ad eccezione della tecnologia fancoil), C, D, E e F.

- gli impianti a biomassa sono convenienti in tutte le zone (ad eccezione delle stufe a pellet con caldaia ad alta efficienza e del termocamino ad alta efficienza nella zona A)
- gli impianti a Pompa di Calore a gas risultano convenienti nelle zone climatiche D, E e F.

Figura 70 - Differenziale di prezzo nella vita utile degli impianti (%)



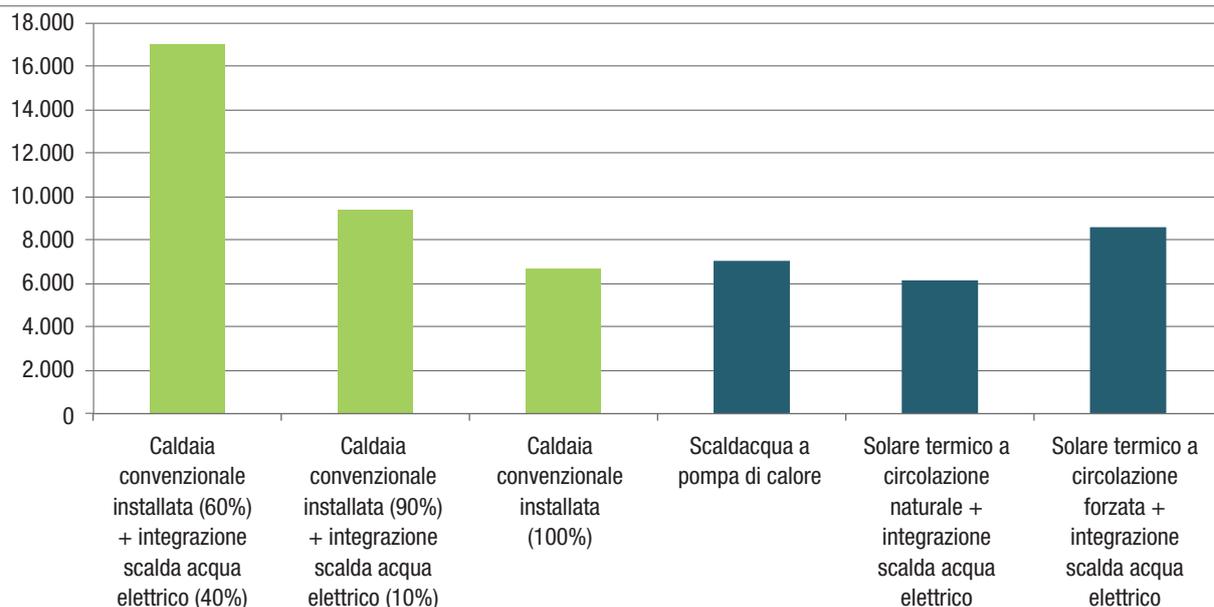
Fonte: elaborazioni Confindustria

### b. Scelte tecnologiche per l'Acqua Calda Sanitaria

In Italia l'Acqua Calda Sanitaria viene prevalentemente ottenuta mediante scaldacqua elettrici o caldaie a gas (utilizzate anche per il riscaldamento invernale).

A cavallo della crisi economica (2005-2012) sono stati complessivamente venduti circa 11,5 milioni di scaldacqua elettrici e a gas. Il trend, decrescente nel periodo considerato, non si può ancora considerare invertito per vari fattori, fra cui il perdurare della stagnazione economica e la competizione con altre tecnologie concorrenti. Oltre alle caldaie miste, le tecnologie che competono in maniera crescente con gli scaldacqua elettrici sono le pompe di calore sia multifunzionali (per la climatizzazione invernale e/o estiva ed acqua calda sanitaria) che dedicate alla sola produzione di acqua calda sanitaria e il solare termico. Queste tecnologie sono entrambe di carattere rinnovabile e possono operare in abbinamento, andando ad incrementare i rendimenti e la sostenibilità ambientale della soluzione.

L'analisi economica è stata sviluppata mettendo a confronto i costi associati alla produzione di acqua calda sanitaria, nella vita utile degli impianti, nel caso si utilizzino tecnologie rinnovabili o tradizionali.

**Figura 71 - Costi della produzione di Acqua Calda Sanitaria nella vita utile degli impianti (€)**


Fonte: elaborazioni Confindustria

Di seguito si riportano i valori di base utilizzati nell'analisi economica, per la quale non sono state considerate le attuali agevolazioni per l'incremento dell'efficienza energetica.

**Tabella 65 - Valori di mercato tecnologie rinnovabili termiche per la produzione di Acqua Calda Sanitaria**

IMPIANTO ESISTENTE														
	Dimensione bollitore litri	Fabb. AQS KWh/a	Fattore copertura %	Ore funz.mento h/a	Prod. annua KWh	Vita utile anni	Potenza impianto KW	Efficienza impianto %	Consumi effettivi KWh/a	Quantità gas mc	Combust. €/KWh - EE. combust. €/mc - GAS	Spese € /a	Degrado prest.ni %	Costo manut.ne €/anno
Caldaia convenzionale (100%)		3.342	100%	167	3.342	15	20	73%	4.578	286,3	0,7	334	2%	90
Caldaia conv. installata + scaldacqua elettrico	50	3.342	60% 40%	100 891	2.005,2 1.336,8	15 15	20 1,5	73% 33%	2.747 4.051	429,4	0,7 0,2	200 810	2% 1,20%	90 10
INTERVENTO														
	Dimensione bollitore litri	Fabb. AQS KWh/a	Fattore copertura %	Ore funz.mento h/a	Prod. annua KWh	Vita utile anni	Potenza impianto KW	Consumi annui KWh/anno	COP stag.	Costo elettricità €/KWh	Spese elettricità €/a	Degrado prest.ni %	Costo manut.ne €/anno	Investimento iniziale €
Scaldacqua a pompa di calore	110	3.342	100%	1.200	3.342	15	3,5	3.342	2	0,2	334	1,00%	15	1.800
Solare termico a circolazione naturale + scaldacqua elettrico	150 50	3.342	96% 4%	1.200 125	3.192 150	15	2,66 1,2	- 455	33%	0,2	91	1,20% 1,20%	75 10	3.500
Solare termico a circolazione forzata + scaldacqua elettrico	200 50	3.342	97% 3%	1200 72	3.256 86	15	2,66 1,2	90 261	33%	0,2 0,2	18 52	1,20% 1,20%	100 10	5.900

Fonte: elaborazioni Confindustria

#### D. Focus Consumi Elettrici Finali

Nel contesto delle tecnologie abilitanti allo sviluppo delle fonti rinnovabili elettriche sono da considerarsi i Sistemi di Accumulo di Energia (SdA). I SdA possono essere impiegati per la fornitura di servizi molto diversi, alcuni dei quali richiedono “prestazioni in potenza” (*Power Intensive*), quindi sistemi in grado di scambiare elevate potenze per tempi brevi (da frazioni di secondo a qualche minuto), mentre altri richiedono “prestazioni in energia” (o *Energy Intensive*), quindi sistemi in grado di fornire potenza con autonomia di parecchie ore.

I sistemi di accumulo hanno un ruolo importante nel contribuire al raggiungimento dei nuovi obiettivi della *policy* clima-energia definiti dall'Unione Europea per l'anno 2030: infatti, essi non sono solo in grado di contribuire alla flessibilità di gestione del sistema elettrico, consentendo una crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili, ma potranno svolgere un ruolo primario nella decarbonizzazione e nell'incremento di efficienza del settore trasporti, costituendo l'*enabling technology* per lo sviluppo della mobilità elettrica.

In particolare, l'obiettivo di raggiungimento di una penetrazione FER al 50% al 2030 richiede, tra le altre azioni, lo sviluppo di capacità di stoccaggio per almeno 5 GW, come evidenziato nei paragrafi seguenti, in grado di accumulare produzione intermittente per circa 5-7 TWh, con capacità di accumulo fino a 7-8 ore giorno. Ciò permetterebbe in primo luogo di ridurre la cosiddetta *overgeneration*, ovvero i tagli della produzione rinnovabile. In aggiunta tale capacità di pompaggio, in particolare se localizzata nelle aree dove ad oggi risulta maggiormente carente, ovvero, al Sud e nelle Isole, contribuirebbe a garantire la copertura del fabbisogno con adeguati margini di riserva nelle ore di più alto carico, fornendo altresì servizi pregiati, in virtù dell'elevata flessibilità di questi impianti, legata alla capacità di modificare in tempi rapidissimi produzione e assorbimento, e alle elevate capacità di regolazione di frequenza e di tensione. La realizzazione di questi impianti potrebbe altresì favorire la dismissione di quota parte della capacità termica più obsoleta. In alternativa e/o in combinazione con gli impianti di pompaggio potranno essere realizzati anche accumuli distribuiti di tipo elettrochimico per un totale di 5000 MW e localizzati proporzionalmente alla nuova capacità fotovoltaica. Tale soluzione, a parità di caratteristiche di accumulo, consente di ottenere un beneficio in termini di riduzione dell'*overgeneration* pari a circa i 2/3 di quello che si otterrebbe con la soluzione di pompaggio idroelettrico concentrato nelle aree Sud e Centro Sud. Inoltre la maggiore complessità della gestione di migliaia di accumuli distribuiti determinerebbe una minore efficacia nella fornitura dei servizi ancillari, quali ad esempio la regolazione della tensione e della frequenza.

Molteplici tecnologie sono già disponibili o in fase di sviluppo per la realizzazione di SdA di energia elettrica. Questi sistemi immagazzinano l'energia elettrica convertendola in un'altra forma di energia e una prima loro classificazione è basata proprio su questa modalità di conversione. Si hanno quindi sistemi di accumulo di energia meccanica (volani, CAES-Compressed Air Energy Storage, pompaggio idraulico), elettrochimica (batterie), elettrostatica (supercondensatori), elettromagnetica (SMES), idrogeno, ecc..

Una delle tecnologie che oggi attira maggiore interesse per le applicazioni in accoppiamento alle FER è rappresentata dagli accumulatori elettrochimici. Questi sistemi sono ampiamente utilizzati in molte applicazioni non connesse alla rete, come l'elettronica portatile, l'avviamento dei motori a combustione interna, l'alimentazione di emergenza di carichi privilegiati o di sistemi elettrici isolati, la propulsione dei veicoli elettrici.

Un'altra tecnologia è quella dell'accumulo sotto forma di idrogeno, potendo anche servire da fonte di propulsione dei veicoli elettrici a fuel-cell. I maggiori limiti di tale tecnologia consistono nei limitati rendimenti di conversione, specialmente qualora vengano impiegati come sistemi di accumulo elettrico, con doppia conversione mediante elettrolisi (power to gas) e successiva rieletrificazione mediante fuel cell (gas to power), e dall'ancora limitata affidabilità dei sistemi, specialmente per applicazioni di scala medio grande. Le tecnologie basate sull'idrogeno sono adatte per ap-

plicazioni di storage di energia elettrica su grande scala, alla scala dei megawatt, che coprono tempi di stoccaggio da orari a stagionali:

- Power to power: l'elettricità viene trasformata in idrogeno tramite elettrolisi, stoccata e rieletrificata quando necessario tramite una fuel cell;
- Power to gas: l'energia elettrica si trasforma in idrogeno tramite elettrolisi, esso viene quindi miscelato nella rete del gas naturale o trasformato in metano sintetico;
- Power to fuel: l'elettricità viene trasformata in idrogeno utilizzato come combustibile per FCEV nel settore dei trasporti;
- Power to feedstock: l'energia elettrica si trasforma in idrogeno utilizzato direttamente come materia prima, ad esempio nell'industria della raffinazione o nell'industria chimica.

In generale i Sistemi di Accumulo possono immagazzinare le produzioni eccedentarie (*overgeneration*) rispetto alla domanda di impianti alimentati a fonti rinnovabili non programmabili e renderle disponibili in momenti successivi.

La potenza elettrica del SdA può variare da qualche kW nelle applicazioni residenziali, a decine di MW nelle reti di trasmissione e possono essere connessi alla rete in alta, media e bassa tensione. Alcune tecnologie sono prioritariamente indicate per usi specifici o necessitano di requisiti operativi particolari, come specifiche geologiche per l'aria compressa o temperature massime ambientali per gli impianti a sodio e litio.

**Tabella 66 - Comparazione sistemi di accumulo**

Tecnologia	Descrizione	Vantaggi	Svantaggi	Vita utile
Aria compressa (CAES)	Attraverso l'energia elettrica l'aria compressa viene stoccata in spazi confinati come miniere sotterranee e poi utilizzata nei compressori di turbine a gas.	Bassi costi, flessibilità nel dimensionamento, maturità tecnologica e possibile associazione con turbine a gas esistenti.	Necessità di stabili formazioni geologiche, difficoltà di modulazione e esposizione ai costi gas	20 anni
Batteria di Flusso	Due sostanze elettrolitiche sono contenute in due diversi contenitori e la migrazione degli elettroni dal polo negativo a quello positivo converte l'energia chimica in elettrica.	Profili energetici altamente e indipendentemente scalabili, design modulare e assenza di degrado nella capacità di stoccaggio nel tempo.	Alti costi di bilanciamento del sistema e ridotta efficienza a causa del rapido ciclo di carica e scarica.	10-20 anni
Volano	I volani sono apparecchi meccanici che girano ad alta velocità stoccando l'elettricità come energia rotazionale che viene rilasciata decelerando il rotore.	Alta densità energetica e scalabilità per tecnologie ad alta e lunga durata, alta profondità nella capacità di scarica.	Bassa capacità energetica, alta generazione di calore e alta sensibilità alle vibrazioni.	Più di 20 anni
Piombo-acido	Le batterie piombo-acido sono utilizzate in diverse applicazioni, dai veicoli ai sistemi off grid. Le tecnologie più avanzate presentano dei supercondensatori al posto di quelli tradizionali.	Tecnologia matura con già definita l'infrastruttura di riciclo e smaltimento e avanzamento tecnologico che fa leva sulla tecnologia tradizionale.	Basse prestazioni per quanto riguarda la possibilità di operare in uno stato di carica parziale, la profondità di scarica e la durata.	5-10 anni

*segue*

## segue Tabella 66

Tecnologia	Descrizione	Vantaggi	Svantaggi	Vita utile
Ioni di litio	Tecnologia sempre più largamente impiegata nei sistemi di accumulo stazionario e nella mobilità elettrica, hanno un'alta densità energetica, basse perdite e alta efficienza nella ricarica.	Diverse combinazioni chimiche disponibili, costi in progressiva riduzione grazie alla rapida espansione della manifattura e alte efficienza e densità energetica. Altissima efficienza di conversione (dell'ordine dell'85-87% per ciclo completo AC-DC-AC)	Costi attualmente ancora elevati ma in rapida discesa, potenziali problematiche di sicurezza collegate al surriscaldamento per alcune chimiche e necessità di una manifattura avanzata per ottenere delle performance elevate.	Più di 10 anni
Pompaggi idro	I pompaggi fanno ricorso a due bacini d'acqua posti a quote differenti. L'energia elettrica a basso costo viene utilizzata per portare nel bacino più in alto l'acqua, che viene poi lasciata fluire nel sistema idroelettrico quando sale il costo dell'energia elettrica.	Tecnologia matura e utilizzabile per installazioni dalle grandi capacità.	Densità energetica relativamente bassa e dipendenza dalle conformazioni del territorio.	Più di 20 anni
Sodio	Le batterie al sodio possono essere ad alta o bassa temperatura. Quelle ad alta temperatura hanno elettroliti liquidi che presentano un'alta densità energetica ed elettrica e vengono usate per progetti utility scale. Quelle a bassa temperatura sono invece usate in applicazioni residenziali o piccole attività commerciali.	La tecnologia ad alta temperatura è matura e presenta alta capacità energetica e lunga durata. La tecnologia a bassa temperatura è sicura e dal design adatto per installazioni small scale oltre ad avere elevati potenziali nella riduzione dei costi.	Ancora elevati i costi per entrambe le tecnologie, soprattutto quella a bassa temperatura. La tecnologia ad alta temperatura presenta elevati rischi di infiammabilità.	10 anni
Idrogeno	L'energia elettrica viene convertita in idrogeno attraverso l'elettrolisi dell'acqua. L'idrogeno viene stoccato in serbatoi adeguati, potendo dimensionare lo stoccaggio in modo semplice e funzionale alle necessità di accumulo locale. Successivamente, l'idrogeno può essere riconvertito in energia elettrica facendo passare l'idrogeno in una fuel cell, dove viene rigenerata acqua prendendo l'ossigeno dall'aria.	Elevata densità energetica peso limitato e scalabilità del sistema. Durata dell'impianto potenzialmente elevata e nessuna perdita di capacità durante la vita utile ma tecnologia ancora in fase di evoluzione.	Costi di installazione attualmente ancora elevati. Necessità di elevati sistemi di sicurezza. Limitata efficienza di conversione, inferiore al 40% per ciclo completo. Tecnologia che appare ancora non totalmente matura nel caso di applicazioni stazionarie	20 anni
Accumuli termici	Utilizzando la convenzionale tecnologia criogenica comprimono e stoccano l'aria in una forma liquida e la rilasciano per generare elettricità. Sono principalmente usate in applicazioni large-scale e attualmente ancora in fase di sviluppo.	Bassi costi, flessibilità nel dimensionamento e possibilità di applicazioni large scale. Livelli di potenza ed energia indipendentemente scalabili e disponibilità di una tecnologia criogenica di base matura. Può utilizzare il calore di risulta dei processi industriali per accrescere l'efficienza.	tecnologia non ancora diffusa commercialmente e difficilmente modulabile per piccole installazioni.	Più di 20 anni
Accumulatori solari	Utilizzando la tecnologia a concentrazione solare si accumula energia sotto forma di calore impiegato per la produzione di energia elettrica.	Costi paragonabili alla tecnologia ioni di litio, alta capacità di stoccaggio, modularità, assenza di degrado nella capacità nel tempo.	Necessità ampi spazi per l'impianto, nel caso di uso sali fusi problematica smaltimento	30 anni

segue

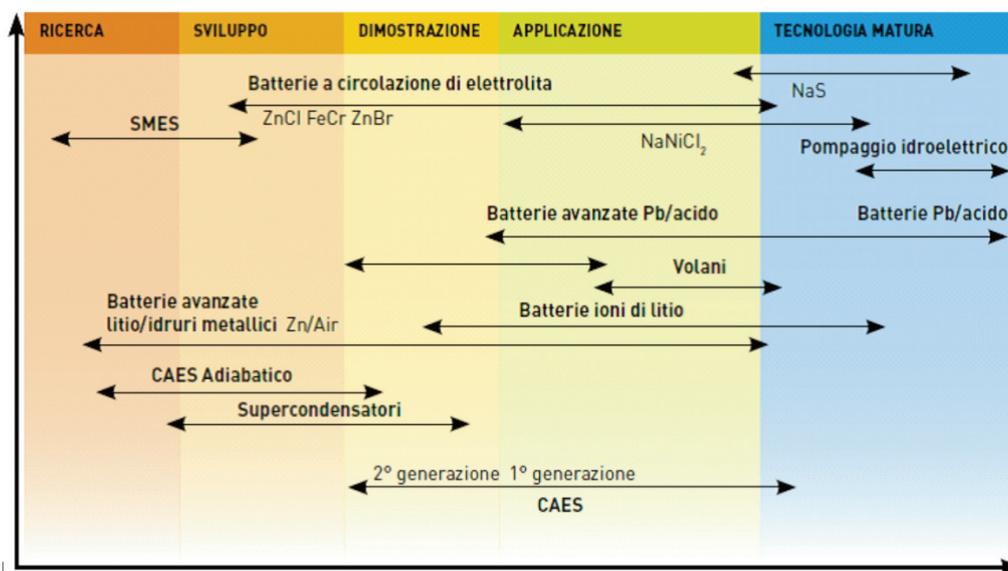
**segue Tabella 66**

Tecnologia	Descrizione	Vantaggi	Svantaggi	Vita utile
Nichel-metalidrato	L'accumulatore nichel-metallo idruro è un tipo di accumulatore simile al Nichel-Cadmio ma utilizza una lega per assorbire l'idrogeno.	Una batteria NiMH può avere due o tre volte la capacità di una batteria NiCd di pari dimensioni e l'effetto memoria è meno significativo.	La densità volumetrica di energia è minore delle batterie agli ioni di litio e l'autoscarica è maggiore.	5-10 anni
Zinco	Le batterie di zinco coprono un ampio raggio di variazioni tecnologiche, non sono ne tossiche ne combustibili ma a basso costo vista la grande disponibilità della materia prima. Attualmente la tecnologia non è stata ancora ampiamente diffusa in grandi impianti.	Bassi costi e profonda capacità di scarica.	Non ancora sufficientemente provata a livello commerciale e bassa efficienza.	10 anni

Fonte: elaborazioni Confindustria

Dal punto di vista del grado di maturità si nota come gli sforzi della ricerca e sviluppo si siano fin ora concentrati soprattutto sugli accumulatori elettrochimici tra cui i meno costosi risultano essere i sistemi sodio/zolfo (Na/S), seguiti da quello Redox/vanadio (VRB), ioni di litio (Li/ion) e sodio/cloruri metallici.

**Figura 72 - Grado di maturità delle tecnologie di accumulo con prospettiva al 2030**



Fonte: elaborazioni RSE

Gli attori che possono essere interessati all'uso di SdA sono: titolare di impianti a Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP), Gestore Rete di Trasmissione (TSO), Gestore Rete di Distribuzione (DSO), gestore di Micro Rete, Produttore/Consumatore (*Prosumer*). A seconda dell'utente si possono delineare una o più tecnologie di *storage* che garantiscono i maggiori rapporti costo-efficienza.

Figura 73 - Applicazioni possibili delle tecnologie di accumulo

APPLICAZIONE	Idro	CAES	Na/S	Na/NiCl	Li/ion	Ni/Cd	Ni/MH	Pb/acido	Redox	Volani	SC
Time-shift	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Integrazione rinnovabili (Profilo prevedibile)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Differimento investimenti rete	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione primaria	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione secondaria	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione terziaria (Riserva pronta)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Riaccensione sistema elettrico	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Supporto di tensione	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Qualità del servizio (power quality)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

● Sistema adatto all'applicazione    
● Sistema meno adatto degli altri all'applicazione    
● Sistema non adatto all'applicazione

È importante sottolineare che, per buona parte dei servizi di cui alla figura precedente, i sistemi di accumulo possono essere considerati come parte integrante di altre soluzioni più convenzionali (ad esempio sviluppo della rete, fornitura di servizi ancillari, ecc..) oppure a forte contenuto innovativo (ad esempio lo sviluppo di sistemi SCADA di controllo e monitoraggio della rete equipaggiati con strumenti di calcolo elettrico e previsione di generazione).

La convenienza tecnico-economica della installazione di un SdA dipende dai costi-benefici risultanti e dal ritorno dell'investimento. Mentre sul fronte dei costi, pur nella variabilità insita nella dimensione e nella tecnologia degli impianti, i valori sono noti, la situazione sul fronte dei benefici economici e dei ricavi dipende dal tipo di operatore coinvolto nella decisione di investimento ed è in rapida evoluzione con riferimento alla riforma dei servizi di rete nel mercato del dispacciamento.

Dati gli elevati costi, si deve operare affinché tali sistemi innovativi si diffondano sul territorio e onde evitare processi forzosi di adeguamento o meccanismi regolatori onerosi per i consumatori industriali è quanto mai improrogabile una profonda revisione dei meccanismi del mercato elettrico.

Per comprendere i costi relativi all'accumulo dell'energia elettrica e comparare le diverse tecnologie disponibili è possibile utilizzare il *Levelized Cost of Storage* (LCOS), quale omologo del precedentemente citato LCOE con la differenza che utilizza, al posto del costo relativo al combustibile, quello dell'energia elettrica immessa in stoccaggio nella fase di carica e, al posto dei volumi generati, quelli re-immessi in rete nella fase di scarica.

La formula di calcolo risulta in particolare:

$$LCOS = \frac{\sum (Capital_t + O \& M_t + Fuel_t) \cdot (1+r)^{-t}}{\sum MWh_t \cdot (1+r)^{-t}}$$

Dove:

- $Capital_t$  rappresenta le spese totali di capitale nell'anno  $t$
- $O\&M_t$  rappresenta i costi di operation and maintenance nell'anno  $t$
- $Fuel_t$  rappresenta i costi di caricamento nell'anno  $t$
- $MWh_t$  rappresenta il cumulo dell'energia scaricata nell'anno  $t$  misurata per via del fattore di capacità
- $(1+r)^{-t}$  rappresenta il fattore di sconto nell'anno  $t$

Oltre al Costo Capitale ed Operativo della specifica tecnologia di accumulo, il Levelised Cost of Storage dipende da numerosi altri parametri, inclusi: 1) vita utile calendariale; 2) vita utile operativa espressa in numero di cicli (che a sua volta, per accumuli elettrochimici, dipende dalla proprietà di degradazione della tecnologia di accumulo, dall'applicazione, dal rapporto energia/potenza e da vari fattori ambientali); 3) efficienza; 4) costo dell'energia (che influisce sul costo delle perdite). L'ottimizzazione del sistema in base alla specifica applicazione è quindi fondamentale per la fattibilità economica di un progetto di accumulo.

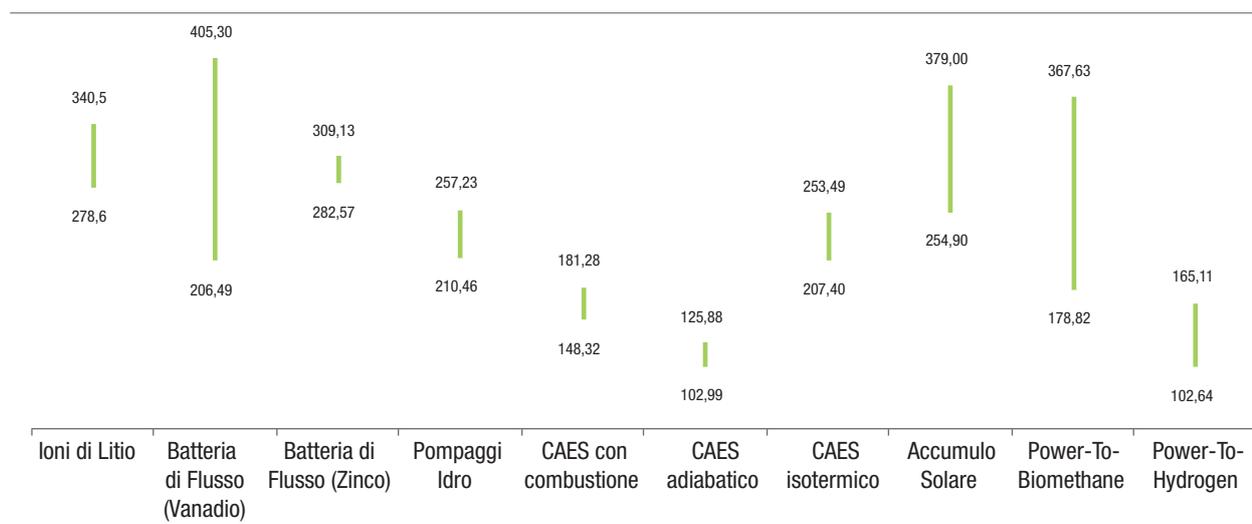
I SdA, ed in particolare quelli elettrochimici, possono essere integrati a tutti i livelli della filiera energetica, dall'integrazione con sistemi di generazione convenzionale e rinnovabile (e.g. riduzione del *curtailment* dell'eolico), al supporto delle reti di trasmissione e distribuzione (regolazione di frequenza e tensione), sino all'integrazione dietro il contatore di siti commerciali, industriali e residenziali, favorendo l'autoconsumo di energia generata sul sito e rendendo l'approvvigionamento energetico più sicuro (e.g. *back-up power*, *uninterruptible power supply*) flessibile ed efficiente (e.g. *Demand Side Response*, *Peak Shaving*, *Time Shifting*). Per sfruttare i benefici che i SdA possono apportare al sistema energetico, è necessario creare un quadro regolatorio e meccanismi di mercato (e.g. servizi ancillari a risposta rapida, tariffe *Time of Use* e basate sulla potenza impiegata) che valorizzino la flessibilità, come in parte sta già avvenendo in diversi mercati in Europa (e.g. Regno Unito, Irlanda, Germania), e negli Stati Uniti.

Di seguito si riportano i *Levelized Cost of Storage* delle diverse tecnologie di accumulo<sup>12</sup>, calcolati considerando un prezzo dell'energia elettrica immessa pari a 40€/MWh, non lontano dal valore medio del PUN registrato nel 2016 (42,8 €/MWh) e utilizzato nei capitoli seguenti per le simulazioni sull'evoluzione dei costi del sistema elettrico (Fig. 74).

Dalla comparazione tecnologica appare evidente una forte variabilità, derivante in larga misura dalla vita utile delle apparecchiature e dai possibili cicli di carica e scarica. In particolare per i sistemi *Power to gas* è stato considerato un utilizzo variabile giornaliero fra le 5 e le 20 ore per ciclo.

<sup>12</sup> Elaborazioni su dati del Tavolo De-carbonizzazione dell'economia – Tecnologie di Generazione e SdA - GDL 2 / Dati di input tecnologici - Presidenza del Consiglio dei Ministri ipotizzando un prezzo dell'energia immessa nel SdA di 40 €/MWh.

Figura 74 - LCOS Sistemi di accumulo (€/MWh)



Fonte: elaborazioni Confindustria su fonte tavolo decarbonizzazione Presidenza del Consiglio dei Ministri

Si riportano di seguito i valori di riferimento di alcune tecnologie di accumulo, differenziate in funzione delle possibili applicazioni in rete fra bassa, media e alta tensione, alcune delle quali al momento non disponibili in commercio o non applicate su larga scala.

Tabella 67 - Valori di mercato delle tecnologie di accumulo

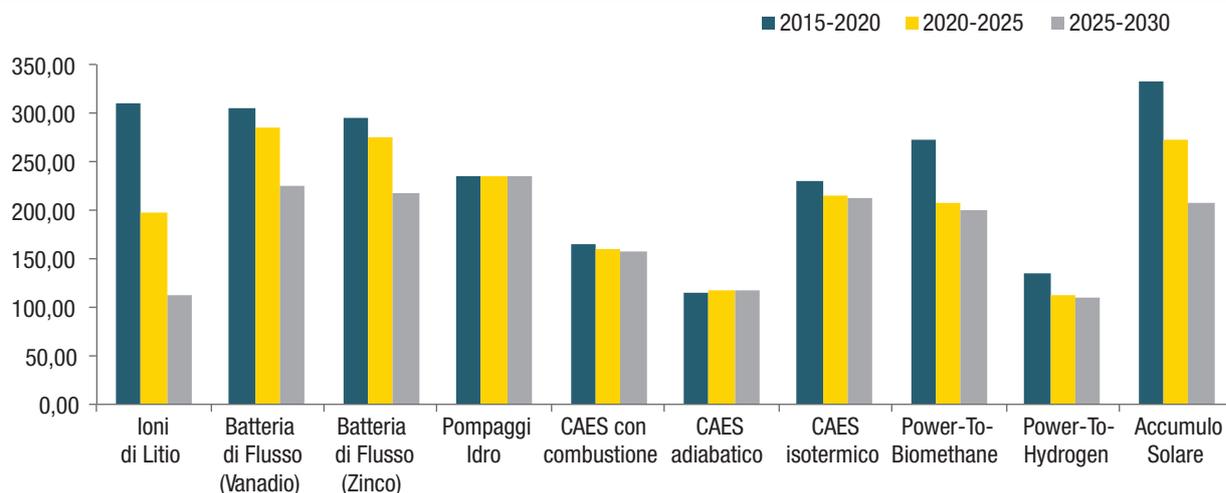
SdA	Applicazioni in rete	Costo Sda €/2010/kW	Costo O&M fissi €/2010/kW	Costo O&M variabili €/2010/kW	Round-trip efficiency %	Energy-to-power ratio KWh/KW	Vita operativa n° cicli	Vita calendariale anni
Piombo-acido	BT-MT	338	12	0,087	75%	10	800	10
Ioni di Litio	BT-MT-AT	484	10	0,057	85%	1	4.000	10
Sodio-cloruro di nichel (NaNiCl <sub>2</sub> )	BT-MT-AT	542	10	0,071	80%	4	3.000	10
Batteria di Flusso	BT-MT-AT	774	15	0,015	70%	10	10.000	15
Sodio-zolfo (NaS)	MT-AT	484	10	0,032	75%	7,2	4.500	15
Nichel-metalidrato (NiMH)	BT-MT-AT	774	15	0,304	65%	5	1.000	5
Pompaggi Idro	MT-AT	3868	70	-	80%	12	14.000	40
CAES con combustione	BT-MT-AT	725	10	-	54%	20	14.000	40
CAES adiabatico	BT-MT-AT	1161	12	-	70%	20	7.000	20
CAES isotermico	BT-MT-AT	1161	15	-	70%	4	7.000	20
Power-To-Biomethane	MT-AT	2600	57	0,02	62%	7	7.000	20
Power-To-Hydrogen	MT-AT	1100	25	0,02	80%	7	7.000	20
Accumulo solare	MT-AT	7898	28	-	-	-	-	30

BT = fino a 100 kW; MT = tra 100 kW e 10 MW; AT = oltre 10MW

Fonte: elaborazioni Confindustria su fonte tavolo decarbonizzazione Presidenza del Consiglio dei Ministri

Considerando le elevate potenzialità di sviluppo dei sistemi di accumulo, in termini di riduzione dei costi di capitale e operativi e di aumento dell'efficienza e della vita operativa (numero di cicli nella vita utile), si riporta infine una stima di evoluzione dell'LCOS per le tecnologie prese ad esame.

**Figura 75 - Evoluzione futura LCOS Sistemi di accumulo (€/MWh)**



Fonte: elaborazioni Confindustria su fonte tavolo decarbonizzazione Presidenza del Consiglio dei Ministri

### 3.2 - L'incidenza delle fonti rinnovabili nel mix di produzione dell'energia elettrica

Le fonti rinnovabili hanno comportato un cambio di paradigma nella generazione elettrica negli ultimi due decenni, con la crescita di una produzione maggiormente distribuita ed in minor misura programmabile.

L'energia elettrica lorda prodotta in Italia nel 2017 è risultata pari a circa 295,8 TWh, la generazione termoelettrica ha rappresentato pertanto il 64,9%, mentre le fonti rinnovabili hanno inciso per circa 103,7 TWh (35,1% del totale), a fronte del 18% circa nel 2004. Tale produzione è in calo nell'ultimo triennio per effetto della scarsa idraulicità, rispetto al valore massimo registrato nel 2014 (120,7 TWh), passando per i circa 108 TWh del 2016. In termini di potenza efficiente lorda, le rinnovabili hanno inciso nel 2017 per circa 53 GW, pari circa al 45,5% del totale nazionale, a fronte del 24% nel 2004.

Rilevante è il ruolo della Generazione Distribuita (GD), intesa come la produzione degli impianti di potenza inferiore a 10 MW. Nel 2016 gli impianti di potenza fino a 10 MVA, non solo alimentati dalle fonti rinnovabili, rappresentavano oltre il 22% della potenza installata (circa +17% rispetto al 2004), mentre il loro peso in termini di produzione è passato dal 4,7% del 2004 al 18,5% del 2016. Dei circa 53,9 TWh generati da impianti di taglia inferiore a 10 MW, la quota principale è rinnovabile, infatti è stata pari a 45,6 TWh l'energia verde e a 8,3 TWh quella tradizionale. Risulta pertanto che oltre il 42% dell'energia elettrica generata da fonti rinnovabili nel 2016 è stata prodotta in impianti di taglia inferiore ai 10 MW.

Tabella 68 - Potenza e produzione elettrica in funzione della taglia nel 2016

Classi di potenza	kW	Solare		Eolica		Idro		Bioenergie		Geotermia		Totale	
		MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
<3		671	730										
3<P<20		3.107	3.381										
20<P<200		4.032	4.270	378	541	769	2.639	1.308	7.816				
200<P<1000		7.297	8.535							48	371	25.879	45.598
1.000<P<10.000		4.177	5.188	605	1.051	2.626	8.175	861	2.901				
P>10.000				8.426	16.096	15.246	31.618	1.956	8.792	767	5.918	26.395	62.424
Complessivo (tutte le taglie)		19.284	22.104	9.409	17.688	18.641	42.432	4.125	19.509	815	6.289	52.274	108.022

Fonte: GSE

Dei 27,5 TWh di energia complessivamente autoconsumata in Italia, ossia il 9% dei consumi elettrici nazionali (circa 302 TWh), solo il 20% è prodotto da rinnovabili (5,5 TWh) di cui circa il 90% fotovoltaica.

La crescita della Generazione Distribuita è stata quindi seguita solo in parte dallo sviluppo di sistemi di autoconsumo. Come detto la generazione di energia rinnovabile in impianti di taglia inferiore ai 10 MW ha raggiunto i 45,6 TWh ma le quantità di energia verde autoconsumate si sono attestate nell'intorno dei 5,5 TWh.

Secondo un censimento di 740.000 sistemi elettrici di autoconsumo (inclusi gli impianti SSP), la potenza complessivamente installata è di 26 GW, di cui 10 GW da fonte rinnovabile.

Tabella 69 - Numero impianti, potenza e produzione elettrica in autoconsumo in Italia

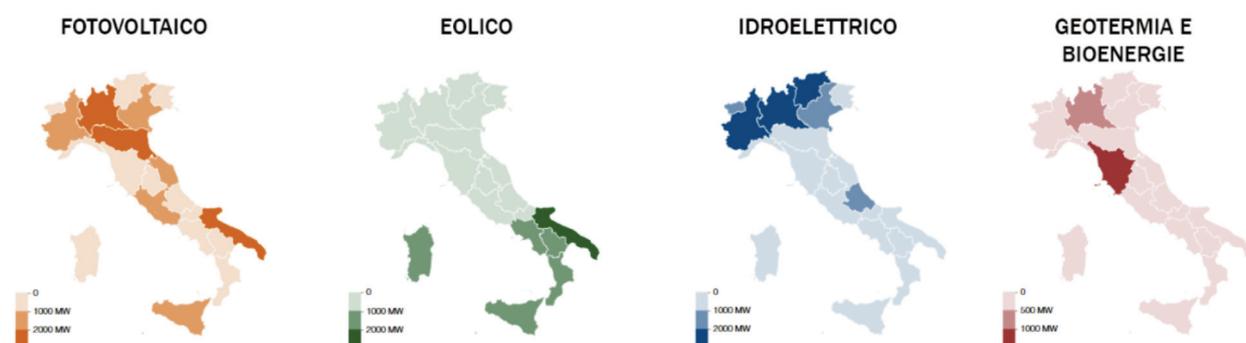
Tipo di fonte	Tipologia di Impianti	N. Impianti	Potenza Complessiva (MW)	Energia autoconsumata (GWh)
Fonte rinnovabile	solare	735.386	8.714	4.137
	idroelettrico	837	659,8	540,6
	eolico	643	29,2	4,1
	termoelettrico (biogas, bioliquidi, biomasse)	578	724,5	860,3
	geotermoelettrico	1	1	1
	Totale fonte rinnovabile	737.445	10.129	5.543
Fonte non rinnovabile	Termoelettrico (altri)	2.595	16.219,3	21.965,6
	altre tipologie di impianti	32	1,3	3,4
	Totale fonte non rinnovabile	2.627	16.221	21.969
	Totale complessivo	740.072	26.349	27.513

Fonte: GSE

Il tema della generazione distribuita delle fonti rinnovabili è strettamente correlato alla localizzazione geografica degli stessi e alla tipologia di connessione in rete adottata (bassa, media o alta tensione). Gli impianti fotovoltaici sono stati principalmente sviluppati nelle regioni del Centro Nord, con Lombardia ed Emilia Romagna che presentano oltre 2 GW di capacità, e nella regione Puglia, che conta il più alto valore a livello regionale (2,6 GW). Non trascurabili, benché di minore entità (ovvero compresa fra 1 GW e 2 GW), la contribuzione di Sicilia, Lazio, Marche, Piemonte e Veneto. La regione Puglia detiene anche il primato per quanto riguarda la generazione eolica (2,5 GW), la quale interessa preva-

lentamente il Centro Sud del Paese e le isole. Le installazioni degli impianti idroelettrici e geotermoelettrici, essendo strettamente correlate alla presenza della risorsa rinnovabile, si concentrano invece in aree delimitate: la prima nelle regioni alpine e la seconda nella regione Toscana.

**Figura 76 - Distribuzione territoriale impianti rinnovabili (MW)**



Fonte: TERNA

Come detto in premessa, l'assetto del sistema elettrico non si è evoluto soltanto verso una produzione distribuita ma anche meno programmabile. Nell'ambito della produzione di energia elettrica, le fonti rinnovabili vengono classificate in "fonti programmabili" e "fonti non programmabili", a seconda della disponibilità della fonte di alimentazione dell'unità di produzione. Nel primo gruppo rientrano le unità di produzione idroelettriche a serbatoio e bacino, rifiuti solidi urbani, biomasse, unità di produzione assimilate che utilizzano combustibili fossili, combustibili di processo o residui, mentre nel secondo gruppo (non programmabili) si trovano le unità di produzione idroelettriche fluenti, eoliche, geotermiche, fotovoltaiche e biogas. La crescita di queste ultime (negli ultimi 6 anni: solare +18,8 TWh, Eolico +5,9 TWh), accompagnata dalla contrazione della potenza termoelettrica disponibile (-17 GW negli ultimi 6 anni) ha reso centrale il tema dell'adeguatezza della rete.

### 3.2.1 - Le attuali criticità del sistema elettrico nazionale

Il cambiamento del mix per la produzione di energia elettrica sta determinando la transizione verso un nuovo paradigma di sistema caratterizzato dal crescente peso della generazione intermittente e di piccola taglia, che causa già adesso impatti rilevanti sul sistema elettrico:

- Una mancata integrazione fisica e di mercato delle fonti rinnovabili non programmabili e della Generazione Distribuita, correlata all'incremento delle ore in cui esse hanno partecipato a MGP, comporta elevati scambi su MSD, che hanno generato un incremento dei costi di dispacciamento negli ultimi anni.
- Un mercato del giorno prima che non fornisce segnali di prezzo di breve periodo chiari ed efficaci, a causa ad esempio della presenza di tecnologie con strutture di costo differenti e correlate alla stagionalità della risorsa rinnovabile.
- Una significativa distanza tra la chiusura dei mercati infra-giornalieri ed il momento di consegna fisico che non favorisce l'ottimizzazione dei profili e la liquidità del mercato.

- L'assenza di mercati e prodotti con orizzonte di pianificazione di medio-lungo termine che garantiscano una migliore gestione in sicurezza del sistema ed a ridurre il rischio prezzo e volume per acquirenti e venditori, con asimmetrie informative tra i diversi operatori del sistema evidenti.
- La diminuzione della potenza termoelettrica disponibile (-17 GW negli ultimi 6 anni) che ha ridotto il margine di riserva, secondo le analisi di Terna, dal 30% del 2012-2014 a circa il 10% nel 2016. Tale margine, sebbene sufficiente in condizioni *standard*, ha dimostrato di poter diventare critico e presentare dei rischi per la sicurezza in condizioni climatiche estreme e di variabilità dell'*import*. Ciò anche in ragione del fatto che la sostituzione di capacità termica con capacità rinnovabile non programmabile risente ancora – in termini di contributo all'adeguatezza del sistema – della limitata disponibilità delle fonti rinnovabili in particolari momenti della giornata (es. le ore 19-20 dei giorni estivi, in cui l'apporto da fotovoltaico è estremamente ridotto, ma il consumo ancora sostenuto), nonché della loro variabilità.

In questo contesto, assumono crescente importanza i problemi di affidabilità del sistema in termini di adeguatezza, vale a dire la capacità del sistema di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica atteso nel medio e lungo termine, rispettando i requisiti di operatività e qualità. Il sistema elettrico è ritenuto adeguato se dotato di risorse di produzione, stoccaggio, controllo della domanda attesa e capacità di trasporto sufficienti a soddisfare la domanda, con un margine di riserva in ogni dato periodo.

Il naturale sviluppo tecnologico di un tale sistema energetico, dovrà prevedere modelli aggregativi della domanda e dell'offerta costituiti da impianti a fonti rinnovabili, da accumuli (*storage*) e da sistemi di modulazione della domanda in funzione delle esigenze della rete (*demand response*) che permettano di offrire un efficiente servizio di bilanciamento e dispacciamento rispetto alla rete, capace di programmare immissioni e prelievi.

E' inoltre necessario investire nella digitalizzazione e smartizzazione delle reti (*smart grid*) che, oltre a mantenere la sicurezza del sistema consentono di affidare un ruolo centrale al consumatore finale, rendendolo operatore "consapevole" e "attivo" nel mercato elettrico. Sarà necessario quindi rivedere il ruolo delle reti identificando un modello di cooperazione tra TSO e DSO.

### 3.2.2 - Le misure previste a livello europeo per l'integrazione delle fonti rinnovabili

La revisione dei mercati dell'energia in Italia, così come l'implementazione dei mercati della capacità, non può prescindere dalla normativa comunitaria in materia. Il processo di integrazione dovrà consistere in un'armonizzazione delle regole di funzionamento dei mercati e di gestione delle reti e di adattamento del quadro regolatorio nazionale.

L'integrazione dei mercati, grazie anche allo sviluppo della capacità di interconnessione a livello continentale e al completamento del mercato unico, costituisce un passo fondamentale per la competitività dell'Europa e dell'Italia in particolare. Mercati più integrati, fisicamente e a livello di piattaforme utilizzate, rappresentano un'opportunità concreta in grado di produrre notevoli benefici per il parco di generazione italiano caratterizzato da un elevato grado di flessibilità, così come per la competitività del tessuto industriale.

A livello comunitario negli ultimi anni è stato dato un forte impulso ad una maggiore integrazione dei mercati nazionali con l'obiettivo di creare un mercato unico dell'energia e un quadro armonizzato di regole per integrare i mercati energetici sia da un punto di vista fisico che finanziario.

## A. Il Target Model Europeo

Il Target Model europeo definisce regole comuni per l'integrazione dei mercati dell'energia elettrica partendo dai mercati a termine e arrivando a MGP, MI e servizi ancillari. Inoltre, il modello stabilisce le norme in materia di bilanciamento e valorizzazione degli sbilanciamenti.

Il miglioramento delle interconnessioni energetiche tra gli Stati Membri contribuisce all'integrazione dei mercati dell'energia elettrica e ad una maggiore concorrenza nel perimetro dell'Unione, migliorando la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e contribuendo all'incremento di produzione dell'energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili (FER) e alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

Nel Regolamento UE 347/2013 - in materia di reti transeuropee dell'energia - per promuovere l'interconnessione, sulla base dei benefici attesi, l'Europa ha introdotto la definizione di Progetto di Interesse Comune (*Project of Common Interest*, PCI). Il Regolamento stabilisce che, affinché un progetto di trasmissione dell'energia elettrica e/o di stoccaggio concorra ad essere eletto PCI, esso deve essere incluso nel Piano di Sviluppo Europeo (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP), predisposto da ENTSO-E in ottemperanza al Reg. (CE) n. 714/2009, e sottoposto ad una rigorosa analisi costi benefici. La terza lista PCI è stata pubblicata a Novembre 2017 sul sito istituzionale della Commissione Europea riguardante le infrastrutture energetiche. Ottenuti i pareri del Parlamento Europeo e del Consiglio, la lista è entrata in vigore in data 7 Aprile 2018.

Per accelerare i tempi di realizzazione del mercato unico, la Commissione Europea si è inoltre posta l'obiettivo di incrementare la capacità di interconnessione tra gli Stati Membri dall'attuale 8% al 15% entro il 2030. Al 2020 la priorità sarà rappresentata dal raggiungimento del 10% delle infrastrutture energetiche strategiche in comune tra gli Stati Membri.

L'integrazione delle FER elettriche ai mercati non si basa solo sulle infrastrutture ma anche su adeguati strumenti di regolazione tali da permettere l'approvvigionamento di risorse nei Paesi confinanti. Nell'ambito di un preciso quadro regolatorio i gestori di rete e operatori di mercato europei stanno andando avanti nei diversi progetti di integrazione dei mercati (infragiornalieri e di bilanciamento) proprio con l'obiettivo di aumentare l'efficienza nei mercati e la sicurezza energetica.

Il Regolamento UE 2015/1222 - allocazione della capacità e la gestione delle congestioni anche noto come regolamento CACM (*Capacity Allocation and Congestion Management*) - crea un quadro giuridico per il commercio di energia elettrica in Europa, al fine di effettuare la transizione verso un mercato dell'energia elettrica veramente integrato. Ciò è operato attraverso l'armonizzazione delle vigenti norme (regolamento CE n.714/2009) in materia di allocazione della capacità, gestione delle congestioni e scambi nel settore dell'energia elettrica.

Il regolamento, in particolare, fissa norme armonizzate *de minimis*, giuridicamente vincolanti, per un *coupling* unico del giorno prima e infragiornaliero, allo scopo di stabilire un quadro giuridico chiaro per un sistema moderno ed efficiente di allocazione della capacità e di gestione delle congestioni, in grado di (i) agevolare gli scambi di energia elettrica sul territorio dell'Unione Europea, (ii) consentire un uso più efficiente della rete e incentivare la concorrenza, a vantaggio dei consumatori e (iii) integrare l'uso fonti rinnovabili – energia solare o eolica – nella rete energetica.

Nel regolamento CACM si prevede un'armonizzazione sovranazionale dei prezzi di equilibrio massimi (*cap*) e minimi (*floor*) nei mercati del giorno prima (*day ahead*) e infragiornaliero (*intra day*). Nell'ambito dell'implementazione anticipata e volontaria delle previsioni del regolamento CACM gestita dal progetto Multi Regional Coupling (MRC) con particolare riferimento al *market coupling* del *Day Ahead*, è stato scelto, da quasi tutta Europa, di identificare un unico valore massimo (*cap*, pari a: + 3.000 €/MWh) e un unico valore minimo (*floor*, pari a: - 500 €/MWh).

Il testo normativo stabilisce, inoltre, i requisiti per l'adozione di metodologie comuni per determinare i volumi di capacità disponibili simultaneamente fra zone di offerta e i criteri per valutare l'efficienza, nonché un processo di riesame per definire le zone stesse.

Infine, le nuove norme stabiliscono una procedura decisionale che consente un'efficace cooperazione regionale tra i gestori dei sistemi di trasmissione (*Transmission System Operators*, TSO), le borse dell'energia elettrica e i gestori del *market coupling* (*Market Coupling Operator*, MCO).

Il Regolamento UE 2017/2195 (*Balancing Network Code*) stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico, per cui contiene principi e norme di carattere generale. Il Regolamento richiede, infatti, ai TSO l'elaborazione di una serie di "termini, condizioni e metodologie" di dettaglio necessarie all'implementazione, da presentare per approvazione alle Autorità di regolazione competenti a livello europeo, regionale o nazionale. Il Regolamento prevede:

- due modelli di dispacciamento: il "*Self dispatching*": i programmi di produzione e consumo degli impianti sono determinati dai rispettivi utenti del dispacciamento e il "*Central dispatching*": i programmi di produzione e consumo degli impianti sono determinati dal TSO nell'ambito dell'*Integrated Scheduling Process* (ISP);
- i TSO debbano armonizzare l'orario di *gate closure* per la presentazione delle offerte di bilanciamento, in modo che sia il più vicino possibile al tempo reale e non preceda la *gate closure* del Mercato Infragiornaliero interzonale (h-1);
- la possibilità di ricorrere a contratti di "*balancing capacity*" (da stipularsi nelle varie sottofasi di MSD ex-ante), per i quali però il Regolamento vieta la possibilità di predeterminare il prezzo di attivazione dell'energia;
- l'implementazione di piattaforme europee per la condivisione e lo scambio transfrontaliero di energia di bilanciamento attraverso prodotti standard, che saranno definiti dai TSO;
- L'introduzione di prezzi negativi, tuttavia specificando che "I TSO, se riconoscono la necessità di limiti tecnici di prezzo ai fini dell'efficienza del mercato, possono elaborare congiuntamente una proposta di prezzi armonizzati minimi e massimi dell'energia di bilanciamento, compresi quelli d'offerta e di equilibrio, tenendo conto del prezzo di equilibrio minimo e massimo negli orizzonti temporali del giorno prima e infragiornaliero";
- per le piattaforme europee di scambio il Regolamento prevede un sistema di *clearing* basato sul prezzo marginale. Il Regolamento non norma la modalità di *clearing* delle offerte dell'*Integrated Scheduling Process* che quindi, come MSD/MB, può rimanere a *pay-as-bid*. Gli operatori, in fase di offerta su MSD, dovrebbero quindi avere la possibilità di esprimere anche un prezzo da associare all'offerta stessa, qualora convertita per lo scambio sulle piattaforme europee;
- un prezzo di sbilanciamento unico per gli sbilanciamenti sia positivi che negativi nella medesima area "*single price*". Tuttavia i TSO possono elaborare una proposta comune per definire le condizioni alle quali un TSO può proporre all'Autorità di regolamentazione competente l'applicazione di un sistema "*dual price*" e la relativa metodologia, "con le debite giustificazioni". Il Regolamento tuttavia prevede che "il prezzo di uno sbilanciamento negativo/positivo del sistema non debba essere inferiore/superiore al prezzo medio ponderato dell'energia di bilanciamento positiva/negativa attivata dalle riserve per il ripristino della frequenza e dalle riserve di sostituzione";
- norme per l'acquisizione di capacità di bilanciamento, l'attivazione dell'energia di bilanciamento e il regolamento finanziario dei responsabili del bilanciamento. Esso impone inoltre lo sviluppo di metodologie armonizzate per l'allocatione di capacità di trasmissione interzonale ai fini del bilanciamento. L'obiettivo è "incrementare la liquidità dei mercati a breve termine consentendo un aumento degli scambi transfrontalieri e un uso più efficiente della

rete elettrica esistente ai fini del bilanciamento dell'energia". In aggiunta, giacché le offerte di acquisto di energia di bilanciamento si troveranno a competere su piattaforme di bilanciamento a livello europeo, sono previste "ricadute positive anche sulla concorrenza";

### **B. Le disposizioni delle Linee Guida sugli aiuti di Stato per il capacity market**

Le Linee Guida del 2014 in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia, che, innovando rispetto alle previgenti Linee Guida del 2008, includono una serie di disposizioni mirate a valutare la compatibilità dei *capacity mechanisms* con la disciplina degli aiuti di Stato, in forza dell'art. 107, paragrafo 3, lett. c) TFUE. In particolare, le Linee Guida del 2014 (valide fino al 2020) si pongono come passaggio chiave nel raggiungimento da parte degli Stati Membri degli obiettivi europei in tema di rinnovabili, riflettendo allo stesso tempo un approccio più pragmatico ed orientato al mercato rispetto al passato.

In base a quanto definito da tali Linee Guida, il meccanismo di remunerazione della capacità dovrà essere aperto alla partecipazione di tutte le fonti, con possibili restrizioni legate solo a requisiti tecnici. Pertanto, la remunerazione della capacità negli Stati membri dovrà strutturarsi secondo meccanismi di mercato e dovrà:

- presentare un'analisi adeguata delle cause che ne hanno portato all'introduzione ("come fallimenti regolamentari o del mercato, compresi, ad esempio, i massimali sui prezzi all'ingrosso") e dimostrare che sono stati analizzati meccanismi alternativi per l'incentivazione degli investimenti in capacità;
- giustificare le restrizioni alla partecipazione, sulla base di prestazioni tecniche insufficienti ad affrontare il problema dell'adeguatezza della capacità di produzione. Dovrà essere aperta la partecipazione a potenziali aggregatori della domanda o dell'offerta, fare in modo che il meccanismo non incida sull'obiettivo di eliminare gradualmente le sovvenzioni dannose a livello ambientale o economico e fare in modo che il meccanismo supporti unicamente la disponibilità di capacità, ossia l'impegno a rendersi disponibile a fornire energia elettrica (remunerazione per MW di capacità resa disponibile);
- fornire adeguati incentivi ai produttori esistenti e futuri così come agli operatori che utilizzano tecnologie sostitutive (es. *Demand Side Management*, stoccaggi);
- essere permessa la partecipazione anche della DSM di altri Paesi membri;
- evitare di avere un effetto negativo sulla concorrenza e sugli scambi nel mercato energetico dell'UE.

### **C. Il pacchetto Energia pulita per tutti gli europei al 2030**

Come annunciato nella strategia per l'Unione dell'energia (COM(2015)0080), al fine di fornire ai consumatori energia sicura, sostenibile, competitiva e a prezzi accessibili, la Commissione ha presentato il 30 novembre 2016 una serie di proposte legislative per un nuovo assetto del mercato dell'energia dell'UE.

Il *Clean Energy Package* (COM(2016)0860) mira a realizzare l'Unione dell'energia e verte su efficienza energetica, energie rinnovabili, assetto del mercato dell'energia elettrica, sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica e norme di *governance* per l'Unione dell'energia. Per completare il mercato interno dell'energia, la Commissione ha dunque proposto misure nella Direttiva sull'energia elettrica (COM(2016)0864), nel Regolamento sull'energia elettrica (COM(2016)0861) e nel Regolamento sulla preparazione ai rischi (COM(2016)0862).

Nel Pacchetto, oltre alla definizione dei *target* europei – analizzati in precedenza - per la penetrazione delle rinnovabili, sono previste linee guida per l'armonizzazione dei mercati elettrici, ponendosi come obiettivo ultimo la creazione di un mercato unico europeo dell'energia nel quale le rinnovabili siano il più possibile integrate.

Le infrastrutture di rete rappresentano uno degli strumenti abilitanti al raggiungimento di questo obiettivo. Le interconnessioni tra reti di trasmissione di Paesi confinanti sono un elemento centrale della transizione energetica e consentono di realizzare il mercato interno dell'elettricità generando prezzi più vantaggiosi per tutti i cittadini europei, integrando al meglio le energie rinnovabili e aumentando la sicurezza dell'approvvigionamento.

Nella proposta di revisione del Regolamento del mercato elettrico (COM(2016) 861 final) sono state introdotte dalla Commissione misure finalizzate a rafforzare le attuali regole di mercato per garantire parità di condizioni tra tutte le tecnologie di generazione e le risorse, rimuovendo le distorsioni esistenti.

- L'art. 4 del Regolamento pone tutte le fonti sullo stesso piano, obbligando tutti i partecipanti al mercato ad essere finanziariamente responsabili degli sbilanciamenti che causano al sistema. Questa misura è particolarmente rilevante per le fonti rinnovabili intermittenti. La Commissione consente alcune deroghe a questa disposizione (per progetti dimostrativi e impianti di generazione che impiegano fonti di energia rinnovabili o di cogenerazione ad alto rendimento con capacità installata di generazione di energia elettrica inferiore a 500 kW (250KW al 2026).
- Agli artt. 5 - 7 il Regolamento prevede misure volte a massimizzare le opportunità di mercato per bilanciare le posizioni sul Mercato del Giorno Prima (MGP) e sul Mercato Infragiornaliero (MI), in particolare prevedendo un avvicendamento della *gate closure* (chiusura delle sessioni del MI) al tempo reale (mercato di bilanciamento) – così da permettere una riduzione degli errori di *forecasting* - e un aumento della liquidità del mercato ottenuta fissando il *bid* minimo a 1 MW e una granularità dei prodotti che coincida almeno con le tempistiche dello sbilanciamento.
- L'art. 11 del Regolamento prevede che il sistema “non sia discriminatorio” e che i gestori dei sistemi di trasmissione diano priorità di dispacciamento agli impianti che utilizzano fonti di energia rinnovabile o cogenerazione ad alta efficienza solo nel caso in cui abbiano una capacità elettrica installata inferiore a 500 kW (250 kW dal 2026) o siano progetti dimostrativi di tecnologie innovative. Potranno continuare a godere della priorità anche gli impianti che già ne usufruiscono prima dell'entrata in vigore della Direttiva, ma il beneficio decadrà in caso di rifacimenti o potenziamenti che comportino un nuovo accordo di connessione.
- L'art. 12 del Regolamento prevede una remunerazione a mercato della flessibilità sia per la generazione (massima capacità FER e CHP interrompibile: 5%) che per la domanda.
- L'art. 23 del Regolamento stabilisce che saranno ammessi e regolamentati i regimi per compensare le riserve di capacità di produzione elettrica da centrali non utilizzate, allo scopo dichiarato di mantenere la sicurezza dell'approvvigionamento e di garantire la continuità della fornitura di elettricità (intermittenza fonti rinnovabili). Il Regolamento fissa nuovi principi generali comuni in merito alla valutazione dell'adeguatezza della capacità di generazione a livello nazionale e specifica le condizioni di compatibilità con il mercato interno dei meccanismi per la remunerazione della capacità adottati dagli Stati Membri. Tra queste condizioni, si stabilisce che i meccanismi dovranno essere aperti alla partecipazione transfrontaliera. Si stabilisce inoltre che trascorsi 5 anni dall'entrata in vigore del Regolamento, ai capacity market non potranno accedere gli impianti con emissioni di CO<sub>2</sub> superiori a 550 gr/KWh.

Occorre, inoltre, evidenziare che il Parlamento Europeo a febbraio 2018 ha proposto una serie di modifiche al Regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica che impattano significativamente sui mercati della capacità. Il Parlamento vede i meccanismi di remunerazione della capacità solo come soluzione di ultima istanza, quando

tutte le altre misure di liberalizzazione del mercato abbiano fallito e lo Stato Membro abbia valutato che un meccanismo di riserva strategica non possa risolvere i problemi di adeguatezza evidenziati e confermati da una valutazione di adeguatezza svolta a livello europeo da parte di ENTSO-E.

I meccanismi di remunerazione della capacità secondo il Parlamento devono inoltre essere temporanei ed approvati dalla Commissione Europea per periodi non più lunghi di 5 anni.

- L'art. 16 della Direttiva consente una gestione aggregata e dinamica dei consumi all'interno degli edifici, permettendo agli utenti aggregati di partecipare ai mercati dell'energia, ivi incluso quello del dispacciamento e della prestazione di servizi di interrompibilità dei consumi. Ciò stimolerà l'uso di fonti rinnovabili, la transizione a fonti elettriche, la maggiore efficienza e la diminuzione dei costi energetici degli edifici.

### 3.2.3 - Lo stato delle riforme dei mercati elettrici in Italia

Come evidenziato nei capitoli precedenti, l'accordo tra Commissione, Consiglio e Parlamento europeo sulla nuova Direttiva sulle fonti rinnovabili (la c.d. RED II, *Renewable Energy Directive*) ha portato all'innalzamento del target vincolante sul contributo delle rinnovabili alla copertura dei consumi finali di energia al 2030, passando dal 27% della precedente proposta al 32% con possibilità di incrementarlo nel 2023. Il target FER europeo del 32% viene allocato ai diversi Paesi secondo le disposizioni del Regolamento sulla *Governance dell'Energy Union*. Per l'Italia ciò dovrebbe tradursi in un aumento dell'energia da fonti rinnovabili al 2030 fino ad un valore percentuale di circa 29,7%-29,9%. Considerando il contestuale aumento dell'obiettivo (non vincolante) sull'efficienza energetica (dal 27% al 32,5%) si può stimare che la penetrazione del 55% delle FER nei consumi elettrici, del 21% nei trasporti e del 30% nel settore termico, potrebbero essere sufficienti per il rispetto del target. E' tutt'ora in corso una revisione della strategia energetica del Paese, considerando anche i nuovi obiettivi al 2030, che sarà contenuta all'interno del Piano Clima Energia che l'Italia dovrà presentare nel 2018.

L'obiettivo della Strategia Energetica Nazionale del 2017, relativo al raggiungimento del 55% dei consumi elettrici da rinnovabili al 2030, si traduce in una crescita attesa dell'energia da fonte rinnovabile del +79% rispetto al 2017, da 103,7 TWh a 184 TWh. I maggiori contributi sono attesi dal fotovoltaico e dall'eolico: l'energia fotovoltaica deve triplicare da 24 TWh a 72 TWh e l'energia eolica deve più che raddoppiare, da 17 TWh a 40 TWh. La crescita è ambiziosa e prevede un cambio di marcia visto che, negli ultimi 4 anni, sono stati installati mediamente 400 MW/anno di fotovoltaico e 300 MW/anno di eolico.

Le importanti trasformazioni subite dal sistema elettrico negli ultimi decenni, trattate nel paragrafo precedente, correlate ad un ulteriore aumento dell'incidenza delle energie rinnovabili e della Generazione Distribuita nel mix di generazione dell'energia elettrica al 2030 per rispettare i nuovi target, dovranno portare ad una riforma complessiva dei mercati. Come evidenziato nei paragrafi precedenti, il Regolamento sull'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni (Regolamento UE 2015/1222 della Commissione del 24 luglio 2015, noto come CACM – *Capacity Allocation and Congestion Management*) e le linee guida in materia di integrazione dei mercati di bilanciamento (*Balancing Code*) delineano un preciso modello di mercato, sia a pronti che dei servizi di dispacciamento, e introducono vincoli alla riforma dei mercati a livello nazionale.

Si tratta di riforme che si trovano oggi a diverso livello di maturità:

- relativamente al mercato del giorno prima (MGP), l'Italia è già integrata attraverso *market coupling* con la Francia, l'Austria e la Slovenia;

- per il mercato *intraday* (MI), i tempi di implementazione del modello europeo appaiono più lunghi. Il nuovo modello di mercato, viene incontro alle esigenze di integrazione delle rinnovabili e della domanda attiva e produrrà un impatto positivo, oltre che sul disegno di mercato italiano a pronti, anche sul mercato dei servizi. In tale ambito è in fase di valutazione l'introduzione anche nel mercato italiano dei prezzi negativi;
- con riferimento all'integrazione dei mercati di bilanciamento, sono in corso di adozione le linee guida europee che prevedono l'entrata in operatività di piattaforme uniche per lo scambio di servizi tra gestori di rete (TSO) a partire dal 2020-2021.

Nei paragrafi seguenti sono evidenziate lo stato dell'arte in Italia delle riforme riguardo:

- La regolazione del servizio di dispacciamento;
- La valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi;
- L'introduzione dei prezzi negativi;
- L'avvio del mercato della capacità.

#### **A. Riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento**

L'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alla formazione di provvedimenti per la riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento fino a pervenire al nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE). Il TIDE si pone l'obiettivo di:

- definire i criteri con cui Terna procederà alla revisione dei prodotti oggetto di negoziazione su MSD e delle modalità di approvvigionamento delle risorse flessibili, preservando, laddove possibile, l'impostazione *Central Dispatch System*;
- rivedere la classificazione delle unità di produzione e di consumo, superando il concetto di rilevanza attualmente utilizzato per identificare in modo distinto le unità che devono partecipare singolarmente ai mercati e le unità che possono essere aggregate;
- identificare nuovi criteri di aggregazione definiti in base alla dimensione spaziale di ciascuno dei servizi di dispacciamento per cui l'aggregato è abilitato. A titolo d'esempio, se l'aggregato è abilitato solamente per la fornitura di riserva primaria o secondaria, potrà essere consentita un'aggregazione su base zonale; viceversa, in caso di abilitazione per la risoluzione delle congestioni intra-zonali o per altre risorse di carattere locale, l'aggregazione non può che essere limitata al nodo della rete di trasmissione nazionale o a un insieme ristretto di nodi;
- rivedere la disciplina degli sbilanciamenti al fine di fornire agli utenti del dispacciamento segnali di prezzo coerenti con le dimensioni temporale, spaziale e merceologica che contraddistinguono il valore dell'energia in tempo reale, superando l'attuale meccanismo basato su aggregazioni zonali/macrozonali statiche e facendo riferimento ai prezzi nodali.

All'interno della riforma generale rientra, inoltre, una progressiva apertura del Mercato dei Servizi di Dispacciamento alle unità precedentemente non abilitate. I recenti sviluppi della normativa italiana e l'introduzione delle delibere ARERA 300/17 e 372/17 hanno disciplinato la prima apertura del mercato dei servizi alla generazione distribuita e alla domanda, attraverso l'avvio di progetti pilota da parte di Terna. In particolare si è avviato un processo di integrazione della domanda nel mercato dei servizi elettrici attribuendole un nuovo ruolo, grazie al *Demand Response*.

L'Autorità, con la deliberazione 300/2017/R/eel, ha ritenuto opportuno prevedere una prima apertura di MSD, per il tramite di progetti pilota finalizzati alla raccolta di elementi utili per la riforma del dispacciamento e per rendere disponibili, fin da subito, nuove risorse di dispacciamento.

I progetti pilota sono, a tutti gli effetti, veri e propri regolamenti, nel senso che non riguardano una sperimentazione limitata a un soggetto o a una tecnologia ma rappresentano una procedura sperimentale per consentire la partecipazione a MSD di unità di produzione e/o di consumo precedentemente non ammesse.

A partire dal 2017 sono stati avviati i primi progetti pilota:

- ai sensi della deliberazione 372/2017/R/eel, a decorrere dall'1 giugno 2017 le UVAC possono richiedere l'abilitazione alla fornitura di riserva terziaria di potenza a salire e di risorse di bilanciamento. Esse devono avere ciascuna un prelievo complessivo massimo modulabile in riduzione almeno pari a 10 MW (poi ridotto a 1 MW) e devono essere in grado di modulare in riduzione il proprio prelievo entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna sostenendo tale riduzione per almeno 3 ore consecutive. Possono essere inserite anche unità di consumo per le quali è stato sottoscritto il contratto per il servizio di interrompibilità o superinterrompibilità, limitatamente ai carichi elettrici ulteriori rispetto a quelli assoggettati ai predetti servizi.
- ai sensi della deliberazione 583/2017/R/eel, a decorrere dall'1 novembre 2017, le UVAP possono richiedere l'abilitazione alla fornitura della risoluzione delle congestioni a programma, della riserva terziaria di potenza e delle risorse per il bilanciamento (a salire o a scendere). Esse devono avere una capacità modulabile, a salire o a scendere, almeno pari a 5 MW (poi ridotta a 1 MW) e devono essere in grado di modulare la propria immissione entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna sostenendo tale variazione per almeno 3 ore consecutive. La quasi totalità di UVAP qualificate è caratterizzata da sole unità di produzione idroelettriche (14 unità) e circa il 27% della potenza abilitata è riconducibile a unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (idroelettrico fluente).
- ai sensi della deliberazione 383/2018/R/eel, a decorrere dall'1 settembre 2018, le unità di produzione rilevanti non oggetto di abilitazione obbligatoria possono essere abilitate alla fornitura di risorse per la risoluzione delle congestioni a programma, per la riserva terziaria rotante e/o di sostituzione e per il bilanciamento. Ai fini della fornitura di risorse per la risoluzione delle congestioni a programma, possono richiedere l'abilitazione gli utenti del dispacciamento di unità di produzione che siano in grado di modulare (in aumento o decremento) la propria immissione di almeno 5 MW entro 15 minuti dalla richiesta. In caso di richiesta di abilitazione per la fornitura di risorse per la riserva terziaria rotante, l'unità di produzione deve essere in grado di modulare la propria immissione di almeno 5 MW entro 15 minuti dalla richiesta e mantenere la modulazione per almeno 2 ore consecutive. Ai fini della fornitura della riserva terziaria di sostituzione, l'unità di produzione deve essere in grado di variare la propria immissione di almeno 5 MW entro 2 ore dalla richiesta e sostenere la modulazione per almeno 8 ore. Infine, ai fini della fornitura di risorse per il bilanciamento, il requisito consiste nella capacità di modulare la propria immissione di almeno 2 MW entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna;
- ai sensi della deliberazione 422/2018/R/eel, a decorrere dall'1 novembre 2018, le UVAM possono richiedere l'abilitazione alla fornitura (a salire e/o a scendere) della risoluzione delle congestioni a programma, della riserva terziaria (sia rotante sia di sostituzione) e delle risorse per il bilanciamento. Le UVAM sono caratterizzate da una capacità modulabile (a salire o a scendere) pari ad almeno 1 MW. I requisiti di abilitazione ai fini della fornitura di risorse per la risoluzione di congestioni a programma, per la riserva terziaria rotante e per il bilanciamento consistono nella capacità di modulare, a salire o a scendere, il prelievo entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di di-

spacciamento di Terna e sostenere tale modulazione per almeno 2 ore consecutive. Ai fini della fornitura di risorse per la riserva terziaria di sostituzione, invece, l'UVAM deve essere in grado di variare la propria immissione entro 120 minuti dalla richiesta e sostenere la modulazione per almeno 8 ore consecutive.

- Per un periodo iniziale di 2 anni, è prevista la possibilità di contrattualizzare a termine le UVAM: in quest'ultimo caso, il BSP è tenuto a presentare offerte per il bilanciamento a salire, a prezzi non superiori allo *Strike Price*, per un quantitativo di risorse almeno pari alla potenza contrattualizzata e per almeno 2 ore consecutive comprese nella fascia tra le ore 14:00 e le ore 20:00 di tutti i giorni dal lunedì (incluso) al venerdì (incluso).
- Infine, con la deliberazione 402/2018/R/eel, l'Autorità ha approvato il progetto pilota, proposto da Terna, volto a sperimentare la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di sistemi di accumulo integrati a unità di produzione rilevanti. Il quantitativo massimo di riserva primaria approvvigionabile nel Continente nell'ambito del progetto pilota viene posto, almeno per la prima fase della sperimentazione, pari a 30 MW.

### **B. La disciplina per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi**

Nelle more dell'approvazione della normativa europea in materia di bilanciamento elettrico, l'Autorità ha portato avanti un'attività istruttoria finalizzata all'adozione di una riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti effettivi, che consenta di esprimere un segnale di prezzo coerente con il valore dell'energia scambiata in tempo reale, basandosi sui prezzi nodali. Nel mentre, si è reso necessario introdurre un regime transitorio di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi con l'intento di contrastare le strategie di programmazione non diligente nei confronti del sistema adottate da diversi utenti del dispacciamento per trarre un beneficio economico a detrimento del sistema elettrico e, in ultima istanza, della clientela finale.

Il primo passo è stato compiuto con la deliberazione 444/2016/R/eel con la quale è stato modificato, con decorrenza agosto 2016, il meccanismo di *pricing* degli sbilanciamenti effettivi applicato alle unità di consumo e alle unità di produzione non abilitate programmabili, sostituendo il meccanismo *single pricing* fino a quel momento utilizzato con un regime misto *single-dual pricing*. Successivamente, con la deliberazione 800/2016/R/eel, l'Autorità è intervenuta sulle modalità di determinazione dello sbilanciamento aggregato zonale, prevedendo il ritorno ad una modalità di calcolo basata sulle misure delle immissioni e dei prelievi effettivi al fine di fornire un segnale di prezzo che fosse coerente con l'effettivo stato, deficitario o eccedentario, del sistema a livello zonale/macrozonale. La nuova modalità di calcolo avrebbe dovuto prevedere effetti a partire dall'1 maggio 2017, tuttavia, la sua operatività è stata fin da subito subordinata all'attuazione da parte di Terna di azioni legate alla stima del segno dello sbilanciamento aggregato zonale in tempi prossimi al periodo di consegna.

A marzo 2017 la normativa europea sul bilanciamento elettrico ha finalmente raggiunto un assetto consolidato in quanto il Regolamento europeo in materia ha ottenuto il parere favorevole degli Stati membri nell'ambito della procedura di Comitologia. La versione approvata contiene anche indicazioni sulla valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi, per i quali è fissato, come regola generale, l'utilizzo di un meccanismo *single pricing*, con possibilità di impiegare prezzi duali solamente in condizioni particolari. Il testo contiene altresì indicazioni in merito alle tempistiche per la pubblicazione del valore preliminare del segno dello sbilanciamento.

Con la delibera 419/2017/R/eel, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente ridefinisce la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi, regolando l'ultima fase intermedia verso la soluzione organica di regime che consentirà di fornire agli utenti del dispacciamento segnali di prezzo coerenti con le dimensioni temporale, spaziale e merceologica che contraddistinguono il valore dell'energia in tempo reale (tramite l'utilizzo dei prezzi nodali), superando così l'attuale

meccanismo basato su aggregazioni zonali/macrozonali statiche. La delibera 419/2017/R/eel prevede che:

- dal 1 luglio 2017 siano introdotti i corrispettivi di non arbitraggio macrozonale, al fine di eliminare anche le distorsioni che derivano dalla determinazione dei prezzi di sbilanciamento a livello macrozonale in presenza di prezzi di mercato determinati a livello zonale;
- a decorrere dall' 1 settembre 2017 sia applicata la nuova metodologia di calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale proposta da Terna, utilizzando in via definitiva il valore del segno determinato nel giorno "D+1" (con pubblicazione preliminare entro 30 minuti dal periodo di consegna non appena possibile e comunque a decorrere da gennaio 2018), senza effettuare rettifiche nel mese "M+1".
- a partire dall'1 settembre 2017 il ripristino del meccanismo "*single pricing*" per i punti di dispacciamento per unità non abilitate, mantenendo nel frattempo in essere i meccanismi attualmente vigenti di contrasto (quali il sistema misto *single-dual pricing*) delle strategie di programmazione non diligente nei confronti del sistema.

### **C. Introduzione dei prezzi negativi nel mercato italiano**

Come indicato nei paragrafi precedenti, il Regolamento CACM prevede l'armonizzazione a livello sovranazionale dei prezzi di equilibrio massimi e minimi (*cap e floor*) nei mercati del giorno prima (*day ahead*) e infragiornaliero (*intra day*), di fatto ponendo le basi per l'introduzione dei prezzi negativi in Italia, poiché già avvenuto in altri Stati europei. Nel nostro Paese un primo accoppiamento (*market coupling*) volontario è in atto dal 21 giugno 2016, nell'ambito dei mercati intraday italiano e sloveno. Con la Delibera 765/2017/R/eel l'Autorità ha approvato le regole per l'anno 2018 di allocazione della capacità su base giornaliera (*Daily Allocation Rules*) sui confini con la Svizzera e la Grecia (per i quali non è ancora implementato il *market coupling*) e le regole di allocazione della capacità su base infragiornaliera (*Intraday Allocation Rules*) sui confini con Francia, Svizzera e Austria. A tendere, in ottemperanza al Regolamento CACM, l'*intraday coupling* dovrà essere implementato sui confini Italia Zona Nord – Francia, Italia Zona Nord – Austria, Italia Zona Nord – Slovenia (dove sostituirà l'attuale progetto volontario) e Italia Zona Brindisi – Grecia.

Al netto delle evoluzioni di cui sopra, il valore *floor* dei prezzi nei mercati italiani è attualmente posto pari a 0 €/MWh, rendendo non possibili offerte con prezzo negativo. Con riferimento ai mercati dell'energia (MGP e MI) i limiti di prezzo sono stabiliti nel Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico (nel seguito: TIDME), mentre il mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) è regolato nella deliberazione 13 giugno 2006, n.111/06.

Per quanto riguarda invece il valore massimo (*cap*), ai fini del dispacciamento le offerte di acquisto senza indicazione di prezzo sono convenzionalmente equiparate ad offerte con indicazione di prezzo pari al Valore dell'Energia Non Fornita (VENF), quantificato dall'Autorità in 3.000 €/MWh. Tale valore che è utilizzato anche come limite di prezzo superiore delle offerte di vendita presentate nel Mercato del Giorno Prima (MGP) e nel Mercato Infragiornaliero (MI).

Con deliberazione 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alla possibile introduzione dei prezzi negativi nel mercato elettrico italiano armonizzati a livello europeo ai sensi del Regolamento UE 1222/2015 (CACM). In particolare è stata considerata l'introduzione, nei soli mercati MGP ed MI, di un *floor* (limite di offerta negativo dei prezzi) pari a -500 euro/MWh, coerentemente con quanto già in essere nei mercati elettrici del centro e del nord Europa aderenti al progetto di *market coupling*.

La previsione di prezzi negativi in questi due mercati implica la possibilità che anche i prezzi di sbilanciamento possano assumere valori negativi a prescindere dall'ammettere offerte di prezzo negative su MSD. Viene, quindi, considerata anche la possibilità di introdurre un *floor* negativo in MSD per le offerte a scendere, ovvero nel caso in cui i soggetti

abilitati presentano offerte di acquisto di energia precedentemente venduta nei mercati dell'energia. Tale disposizione potrebbe consentire agli operatori di formulare offerte di prezzo che meglio riflettono i loro costi, inclusi quelli di spegnimento (costo S), rendendo più competitivi gli impianti di produzione maggiormente flessibili.

Per gli impianti incentivati, l'Autorità ha suggerito che, nelle ore in cui sul mercato dovesse formarsi un prezzo negativo, non sia erogato l'incentivo, consentendone però il recupero al termine del periodo di diritto, non distorcendo in tal modo la finalità dello strumento dei prezzi negativi e la finalità degli stessi incentivi. La bozza di Decreto per la promozione delle energie rinnovabili nel periodo 2018-2020 prevede che l'erogazione degli incentivi sia sospesa nelle ore in cui si registrano prezzi zonali orari pari a zero, per un periodo superiore a 6 ore consecutive. Il periodo di diritto ai meccanismi incentivanti è conseguentemente calcolato al netto delle ore totali in cui si è registrata tale sospensione. La stessa disposizione si riferisce al caso in cui si registrino prezzi negativi, quando saranno introdotti nel regolamento del mercato elettrico italiano.

#### **D. Il Mercato della capacità italiano**

A febbraio 2018 è stato approvato da parte della Commissione Europea il modello di *Capacity Market* presentato dall'Italia, dando fine ad un processo regolatorio durato quasi dieci anni.

Il modello prevede che Terna definisca l'obiettivo di adeguatezza del sistema elettrico nazionale, in termini di valore obiettivo della probabilità di disalimentazione del carico (*LOLE - Loss Of Load Expectation*) e, in funzione di ciò, termini delle curve di domanda di capacità di generazione per ciascuna zona di mercato e per ciascun anno del "periodo di consegna" della capacità.

A regime, infatti, sul *Capacity Market* si negozierà la disponibilità di capacità produttiva in periodi "di consegna" triennali posti a distanza di 4 anni dal momento della negoziazione. La capacità produttiva può essere sia già esistente che ancora da costruire (disponendo delle necessarie autorizzazioni), purché non assoggettata ad alcun regime di incentivazione. Anche la domanda flessibile può presentare offerte di capacità, corrispondenti a riduzioni dei prelievi rispetto ad una *baseline*.

I partecipanti al mercato prenderanno parte ad un'asta presentando offerte al ribasso sull'ammontare del "premio" annuo (espresso in €/MW-anno) che essi richiedono a remunerazione della propria capacità. Il premio che verrà riconosciuto ai partecipanti sarà il premio corrispondente all'offerta "marginale", ossia l'offerta accettata caratterizzata dal premio più elevato.

In cambio, nel "periodo di consegna" essi avranno l'obbligo di:

- offrire sul Mercato del Giorno Prima (MGP)/Mercato Infragiornaliero (MI) la capacità impegnata e sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) la capacità impegnata non accettata su MGP/MI;
- pagare a Terna un corrispettivo funzione dell'eventuale differenza positiva tra il prezzo conseguito su MGP/MI/MSD ed il "prezzo di esercizio", che l'Autorità propone essere in linea con il costo variabile della tecnologia di generazione di punta (tipicamente, turbogas a ciclo aperto).

A seguito del provvedimento di approvazione da parte della Commissione Europea, per rendere operativo il mercato della capacità sono ora attesi i provvedimenti da parte dell'Autorità per fissare i parametri economici che regoleranno l'asta, e cioè i *cap* al premio ed ai prezzi di offerta ed il valore del "prezzo di esercizio".

Nel documento per la consultazione 592/2017 l'Autorità aveva proposto, per la fase "di prima attuazione" e per le aste caratterizzate da un periodo di pianificazione inferiore a tre anni, un valore massimo del premio riconoscibile alla capacità nuova pari a 75.000 €/MW/anno ed un valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente pari a 20.000 €/MW/anno. Per le aste caratterizzate da un periodo di pianificazione non inferiore a tre anni e per la fase di "piena attuazione", l'Autorità aveva invece proposto un valore massimo del premio riconoscibile alla capacità nuova ed esistente pari a 75.000 €/MW/anno, limitando tuttavia a 20.000 €/MW/anno il valore massimo del premio che potrà essere offerto (*bid cap*) con riferimento alla capacità esistente. Alla capacità esistente sarebbe quindi riconosciuto un premio superiore al *bid cap* solo nel caso l'offerta "marginale" fosse un'offerta per capacità nuova presentata ad un valore compreso tra 20.000 e 75.000 €/MW/anno. Si noti che 20.000 €/MW/anno è un valore allineato ai costi fissi di *operation & maintenance* delle unità di generazione di tipo Ciclo Combinato a gas naturale (CCGT) caratterizzate dal livello più contenuto di tali costi.

A titolo di confronto, la recente asta di febbraio 2018 del *Capacity Market* britannico con periodo di consegna 2021-2022 ha raggiunto il valore di 8.400 £/MW/anno (circa pari a 9.600 €/MW/anno), premio molto basso causato da un eccesso di offerta di circa 25 GW su una domanda dell'ordine di 50 GW. Un ulteriore benchmark può essere rappresentato dall'Irlanda, gli esiti della cui asta per il *Capacity Market* (Dicembre 2017) hanno portato al valore di 41.800 €/MW/anno.

Riguardo al "prezzo di esercizio", l'Autorità aveva proposto di utilizzare il costo variabile standard di un'unità di produzione di tipo turbogas a ciclo aperto alimentata a gas naturale, includendovi componenti a copertura dei costi del gas (materia prima, logistica internazionale e nazionale, accise), dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub> nell'ambito dell'*Emissions Trading Scheme*, degli oneri di dispacciamento, di smaltimento rifiuti ed ecotasse e di altri oneri e rischi, giungendo ad un valore che, nel Giugno 2017, sarebbe stato pari a 125 €/MWh.

A Marzo 2018, Terna ha posto in consultazione la disciplina del "sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di energia elettrica", nell'ottica di un avvio del mercato nella seconda metà dell'anno in corso.

Secondo tale disciplina, al *Capacity Market* possono partecipare sia unità di generazione che di consumo nazionali, sia risorse localizzate all'estero. Le unità di generazione partecipanti possono essere anche di tipo rinnovabile non programmabile (es. fotovoltaico, eolico, idroelettrico ad acqua fluente), nonché anche unità "non rilevanti", ossia di potenza inferiore a 10 MW. Terna, per ciascuna tipologia di unità, calcolerà sulla base di specifici criteri il contributo in capacità che l'unità è in grado di fornire.

Nella fase di "prima attuazione" si negozierà la disponibilità di capacità produttiva in periodi "di consegna" di un solo anno, posti a distanza di 4 anni dal momento della negoziazione. Nella fase di "piena attuazione", come sopra ricordato, il periodo di consegna sarà triennale. E' inoltre possibile per la capacità di nuova costruzione richiedere di stipulare contratti della durata di 15 anni, purché i relativi costi di investimento siano almeno pari a 209 k€/MW, calcolati applicando il criterio indicato nella decisione della Commissione Europea di approvazione del *Capacity Market* italiano.

### 3.3 - Evoluzione degli oneri generali di sistema per lo sviluppo delle fonti rinnovabili

Attraverso la bolletta dell'energia elettrica sono recuperate le risorse per coprire, oltre alle imposte (tasse e accise) e ai costi del servizio (distribuzione, trasmissione e misura) di cui si tratterà nei paragrafi successivi, alcune finalità specifiche, come il sostegno alla sostenibilità ambientale (efficienza energetica e fonti rinnovabili).

Tali risorse ricadono all'interno degli oneri generali di sistema e sono legate ad alcune componenti parafiscali, come previsto dal Decreto del 26 gennaio 2000 del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro del bilancio e della programmazione economica.

Tabella 70a: Quadro delle risorse impegnate per la sostenibilità nel 2016

AMBITO SUPPORTATO	SISTEMI DI INCENTIVAZIONE	FABBISOGNO (Mld €)	COPERTURA (tariffe/prezzi)	ONERI IN BOLLETTA (Mld €)
FER Elettriche	CIP 6	14,4	Tariffa A3	15,0
	CERTIFICATI VERTI / INCENTIVO EX CV		(bolletta elettrica)	(bolletta elettrica)
	CONTI ENERGIA			
	TARIFFA OMNICOMPRESIVA			
	ACCESSO DIRETTO, 2012-2014			
	REGISTRI E ASTE 2016-2017			
	SCAMBIO SUL POSTO			
Efficienza Energetica, FER Termiche	CERTIFICATI BIANCHI	1,05	Tariffa UC7 (bolletta elettrica)	
	CONTO TERMICO	0,03	Tariffa RE e Ret (bolletta gas)	0,5 (bolletta gas)
FER Trasporti	CIC BIOCARBURANTI	0,6	Incremento prezzo finale carburanti	0,6 (distributori carburanti)
	TOTALE			16,1

Fonte: GSE

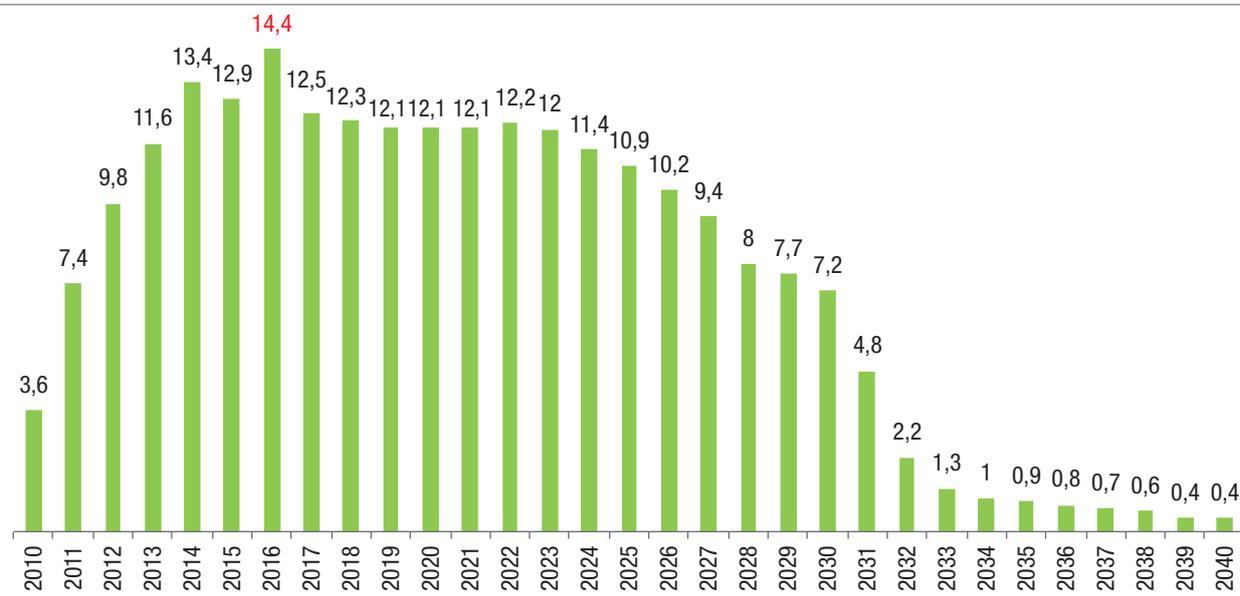
Nello specifico la componente della bolletta elettrica destinata a promuovere la produzione di energia da fonti rinnovabili e assimilate<sup>2</sup>, che nel 2017 risultava pari a 46,6 €/MWh (media aritmetica corrispettivi mensili utenti MT e AT), è denominata A3. La componente garantisce il reperimento delle risorse necessarie a garantire una remunerazione certa per l'energia prodotta dagli impianti che rientrano all'interno dei meccanismi di incentivazione (CIP6, Certificati verdi, Conto Energia, Tariffe Omnicomprensive, Accesso Diretto, Registri, Aste, Scambio sul posto) e agevolazioni per l'allacciamento degli impianti alle reti. Nella tabella seguente sono indicate l'attuale conformazione della normativa riguardo le politiche per la sostenibilità e le prossime evoluzioni attese, stanti le informazioni in possesso (Tab. 70B).

Il sistema attuale di promozione delle rinnovabili può essere esemplificato considerando il ritiro dell'energia elettrica generata dagli impianti beneficiari da parte del Gestore del Sistema Elettrico (Gse) secondo tariffe fissate ex-ante (attraverso aste o registri per i grandi impianti o amministrativamente per le piccole installazioni), il quale recupera la differenza tra i costi sostenuti per il ritiro e i ricavi ottenuti dalla rivendita sul mercato mediante la suddetta componente A3, dal 2018 rinominata A<sub>SOS</sub>. Precedentemente erano presenti sistemi di tipo feed-in premium (conto energia) secondo le quali l'energia rimaneva nella disponibilità del produttore o meccanismi di mercato secondo il meccanismo delle quote (certificati verdi). L'importo complessivo del gettito ha raggiunto il massimo storico nel 2016 e, come evidenziato nel grafico seguente, stanti le policy attuali dovrebbe gradualmente decrescere fra il 2018 e il 2040 (Fig. 77).

<sup>13</sup> Sono considerati impianti alimentati da fonti assimilate quelli di cogenerazione (cioè la produzione combinata di energia elettrica e calore), quelli che utilizzano forme di energia recuperabile in processi e impianti produttivi; quelli che usano gli scarti di lavorazione e/o di processi e quelli che utilizzano fonti fossili prodotte solo da piccoli giacimenti isolati. Questi impianti, seppur non alimentati da fonte rinnovabile, sono inclusi tra quelli che beneficiano degli incentivi dal provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi (Cip) n. 6/92.

**Tabella 70b: Quadro delle regole per la promozione della sostenibilità nel 2017**

AMBITO SUPP.	SISTEMI DI INCENTIVAZIONE	NORMATIVA VIGENTE						PROSPETTIVE ATTESE			
		NORME EUROPEE			NORME NAZIONALI			NORME EUROPEE	NORME NAZIONALI		
					PRIMARIE		SECONDARIE				
FER Elettriche	CIP 6	Direttiva 2003/28/CE (fonti rinnovabili)	Direttiva 2012/27/UE (efficienza energetica)	Direttiva 2010/31/UE (EPBD)	D. Lgs 16 marzo 1999, n.79 (CIP 6)	D. Lgs 3 marzo 2011, n. 28 (recepimento Direttiva RED)	D. Lgs 4 luglio 2014, n. 102 e D. Lgs 18 luglio 2016, n. 141 (recepimento Direttiva EED)	Legge 23/07/2009 n. 99 (Tariffa Omnicomprensiva)	Delibere ARERA 108/97 e 81/99	Attualmente è in discussione il Clean Energy Package che contiene le proposte di modifica della Direttiva Fonti Rinnovabili (RED) e della Direttiva Efficienza Energetica (EED) oltre alla nuova Direttiva sulla Performance energetica degli edifici (EPBD)	Non sono ad oggi previste proroghe per CIP 6, CV e Conto FV
	CERTIFICATI VERDI/ INCENTIVO EX CV								DM 06/07/2012		Non sono previste modifiche alla TO
	CONTI ENERGIA								Linee Guida GSE		
	TARIFFA OMNICOMPENSIVA								DM 05/07/2012		
	ACCESSO DIRETTO, REGISTRI E ASTE								DM 18/12/08		
	2012-2014							DM 06/07/12		In uscita nuovo Decreto promozione rinnovabili 2018-2020	
	2016-2017							DM 23/06/16			
	SCAMBIO SUL POSTO							Delibera ARERA 570/2012		Non sono previste modifiche allo SSP	
Efficienza Energetica, FER Termiche	CERTIFICATI BIANCHI CONTO TERMICO							DM 28/12/12			
								DM 11/01/17		Attese Linee Guida settoriali TEE	
								DM 16/02/16			
								DM 12/11/12			
								DM 24/12/14			
								DM 02/03/18		Il Decreto 02/03/18 ha recentemente definito la promozione del Biometano e dei Biocarburanti avanzati nei trasporti	
FER Trasporti	CIC BIOCARBURANTI										

**Figura 77 - Andamento Componente A3 (€/MWh)**


Fonte: GSE

La Strategia Energetica Nazionale (SEN) del 2017 ha delineato la visione del Governo Italiano in merito ai futuri sistemi di accompagnamento delle fonti rinnovabili elettriche, finalizzati ad ottenere il soddisfacimento del 55% dei consumi finali elettrici al 2030 da FER.

Per quanto riguarda i **grandi impianti**:

- **fino al 2020** si procederà secondo gli attuali meccanismi di gara competitiva, su cui basare contratti per differenza a due vie, eliminando eventuali “*floor price*” sin dalle prossime aste, prevedendo una neutralità tra gruppi di tecnologie con strutture e livelli di costi affini. In particolare non è previsto un ulteriore sviluppo degli impianti a bioenergie di media e grande taglia.
- **A partire dal 2020**, i contratti di lungo termine (PPA) dovranno sostituire i contratti per differenza con la controparte pubblica. I PPA preferiti saranno quelli stipulati tra privati, i quali potranno godere di una garanzia pubblica (nel solo caso in cui il prezzo di mercato varcasse una fissata banda, la differenza sarebbe da socializzare attraverso gli oneri generali di sistema). Nella fase transitoria saranno possibili PPA con controparte pubblica in acquisto, qualora il PPA non avesse durata idonea e non fossero reperiti altri acquirenti privati.

In relazione ai **piccoli impianti**:

- **fino al 2020** è previsto il mantenimento dei meccanismi di registro già previsti fino ad oggi, implementando strumenti che stimolino comportamenti competitivi.
- **A partire dal 2020**, le forme di incentivazione diretta per i piccoli impianti dovranno divenire gradualmente residuali, privilegiando l'autoconsumo.

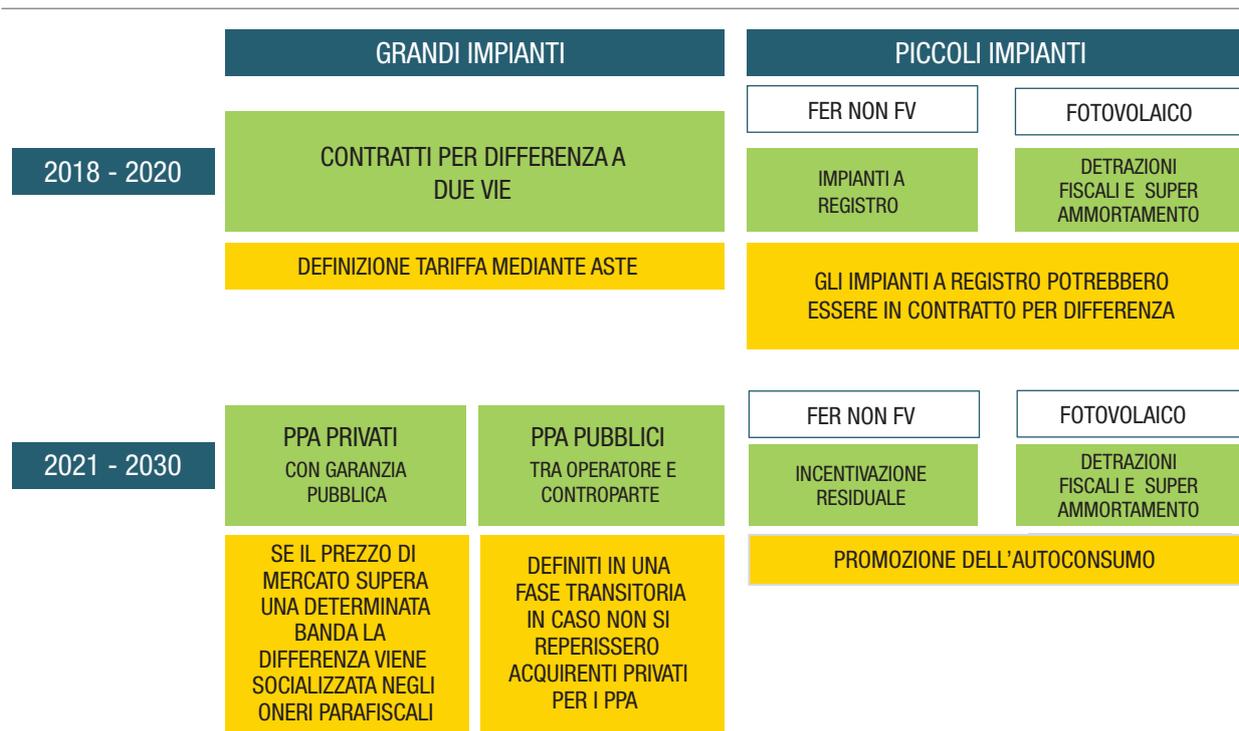
Per quanto riguarda invece gli **impianti esistenti**, sono posti in evidenza nel breve termine i temi relativi al *revamping* e *repowering* dell'eolico e fotovoltaico e dei meccanismi e delle regole d'asta per le concessioni dell'idroelettrico:

- Nel caso dell'**eolico**, si stima che entro il 2030 giungeranno a fine incentivazione circa 8 GW di impianti e il solo *revamping* potrebbe contribuire ad un aumento netto della producibilità di almeno il 15% a parità di potenza. Tale stima non considera le ulteriori potenzialità insite negli interventi di *repowering* che, laddove tecnicamente possibile, potranno portare un aumento della potenza. Per abilitare il *repowering* dei siti eolici non si ritiene necessario il ricorso a premi economici sull'energia prodotta quanto, come si diceva, un'ulteriore effettiva semplificazione autorizzativa (VIA, ecc.) e l'abolizione del cd. Spalmaincentivi volontario (Decreto MISE 6 novembre 2014, in attuazione dell'articolo 1 commi 3, 4, 5 e 6 del DL 145/2013, convertito in Legge n. 9/2014) e prevedendo una tutela per chi vi ha aderito.
- Nel caso del **fotovoltaico**, si stima che circa 19 GW di potenza uscirà dal periodo incentivante tra 2029 e 2035. Il totale contributo del *revamping* al 2030 può essere stimato pari a 4 GW, a cui si può aggiungere quello del *repowering*, stimabile in 3,1-3,4 GW, per un totale di generazione elettrica rinnovabile ottenibile di 26,5 TWh.
- Nel caso del **grande idroelettrico** si nota una forte incertezza normativa connessa alla revisione della disciplina sulle gare ad evidenza pubblica. Il Governo italiano ha sollevato in sede europea il tema di una revisione coordinata delle regole, in modo da offrire un *level playing field* agli operatori dei vari Paesi. L'obiettivo è quello di definire regole omogenee a livello nazionale, anche in tema di canoni, consentendo l'attuazione degli interventi di efficientamento degli impianti necessari.
- Per quanto riguarda infine le **bioenergie** già esistenti, la SEN ritiene necessario ridimensionare le forme di incentivazione per gli impianti, assicurando il rispetto del principio della “cascata” della biomassa, come recepito dall'articolo 3.2.a della Revisione della Direttiva RED del 17 Gennaio 2018 votata in Parlamento europeo, secondo cui

ogni Stato Membro è obbligato a rilasciare incentivi per le centrali a biomassa solo se quest'ultime non producano effetti distorsivi nel campo dei *raw materials*, rispettando i principi stabiliti nella Direttiva Rifiuti 2008/98/CE.

Da ultimo, la SEN 2017 prevede per le tecnologie innovative, quali il solare termodinamico, la geotermia ad emissioni zero, l'eolico offshore e il moto ondoso, l'attivazione di procedure ad hoc, non tecnologicamente neutre. Non viene invece prevista nella SEN un'incentivazione alla produzione di energia elettrica da biometano, privilegiandone l'uso nei trasporti.

**Figura 78 - Linee programmatiche del Governo Italiano per la promozione delle rinnovabili elettriche**



I Power Purchase Agreement (PPA) sono contratti fra un compratore (*single off-taker*) o un insieme aggregato di consumatori (*multi buyer*) e il produttore di energia (*developer*, investitore, *Independent Power Producer*) per l'acquisto dell'elettricità prodotta da un impianto o un insieme di impianti (*multi technology*) ad un prezzo prestabilito e per un predefinito periodo di tempo.

Per facilitare l'incontro tra domanda ed offerta (corporate PPA) gli stakeholder spingono per la creazione di piattaforme nazionali e, in previsione del mercato unico europeo dell'energia, anche di una piattaforma a scala europea che sblocchino i potenziali flussi di finanziamento per le energie rinnovabili.

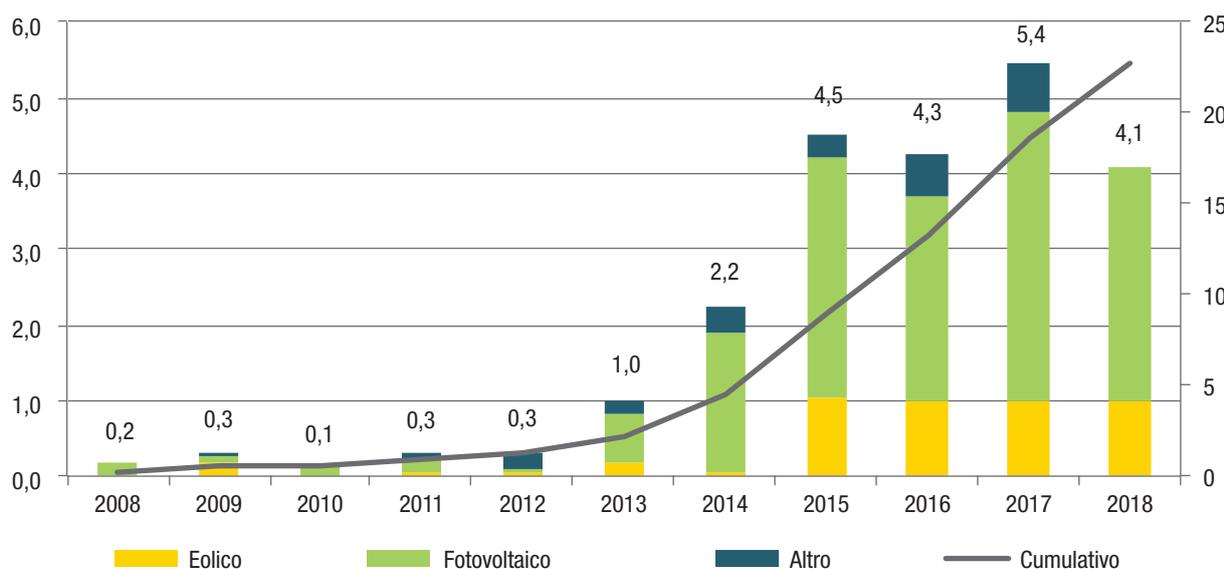
I contratti contengono tutti i termini commerciali relativi alla vendita dell'elettricità (durata temporale, volume, punto di delivery, date e tempi della fornitura, prezzo e prodotto) e possono essere sviluppati fra un produttore privato ed una controparte pubblica (Public PPA) o una controparte privata (Corporate PPA).

La struttura tradizionale dei PPA è quella di un accordo fra lo sviluppatore o il proprietario di un impianto di produzione e una utility ma negli ultimi anni sempre più organizzazioni private si stanno interessando alla tematica, considerando

potenziali benefici legati all'immagine aziendale e alla copertura dai rischi di volatilità del prezzo dell'energia. Gli acquirenti privati rappresentano d'altra parte un'attraente alternativa per gli sviluppatori di impianti rinnovabili per diversificare i flussi di ricavo dei progetti e sbloccare finanziamenti presso gli istituti di credito.

Negli ultimi anni il numero dei contratti e la capacità ad essi correlata è cresciuta notevolmente, come evidenziato dalla figura seguente (i valori per l'anno 2018 sono aggiornati al mese di giugno).

Figura 79 - Corporate PPA nel mondo (GW)



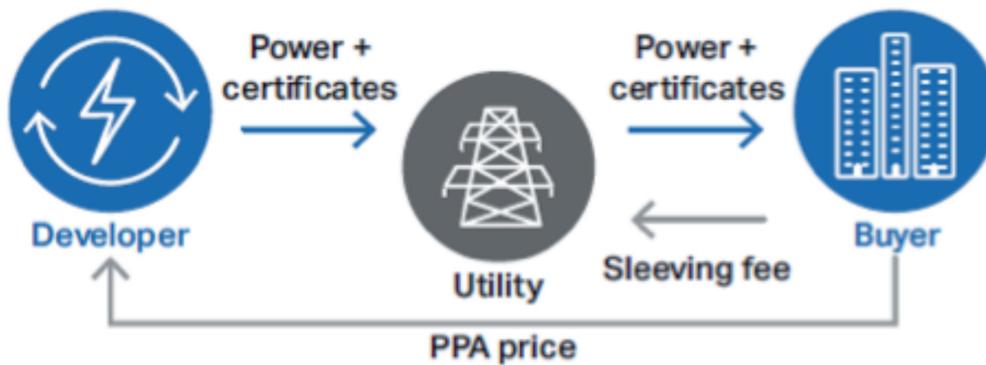
Fonte: BNEF

Solitamente i PPA con controparte privata per lo sviluppo di nuovi impianti di generazione elettrica sono strutturati secondo due modelli a lungo termine: virtuale o fisico.

Il PPA fisico può essere a sua volta *in site*, in caso la produzione e il consumo di energia elettrica siano sviluppati on site a valle della cabina della rete di trasporto pubblica, oppure *sleeved*, in caso non vi sia una diretta connessione ma gli *asset* siano connessi alla stessa area della rete di trasporto (*near site*).

Nel secondo caso l'acquirente privato stipula un primo contratto con il produttore per la produzione dell'energia, in cui è esplicitato il prezzo del PPA, e un secondo contratto con una utility per il trasporto della stessa fra i due siti, in cui è esplicitato il compenso per la gestione del trasferimento (*sleeving fee*). Solitamente i due contratti presentano gli stessi termini e condizioni per evitare la comparsa di rischi aggiuntivi per il compratore privato mediante il trasferimento di gran parte degli obblighi dal consumatore al produttore. Nel caso di contatti fisici che utilizzano la rete pubblica (*on grid*) legati a produzioni di energia rinnovabile non programmabile, nell'accordo fra consumatore e utility vengono spesso definite anche le modalità secondo cui l'output intermittente della generazione rinnovabile viene accreditato in relazione alla domanda elettrica dell'impianto industriale.

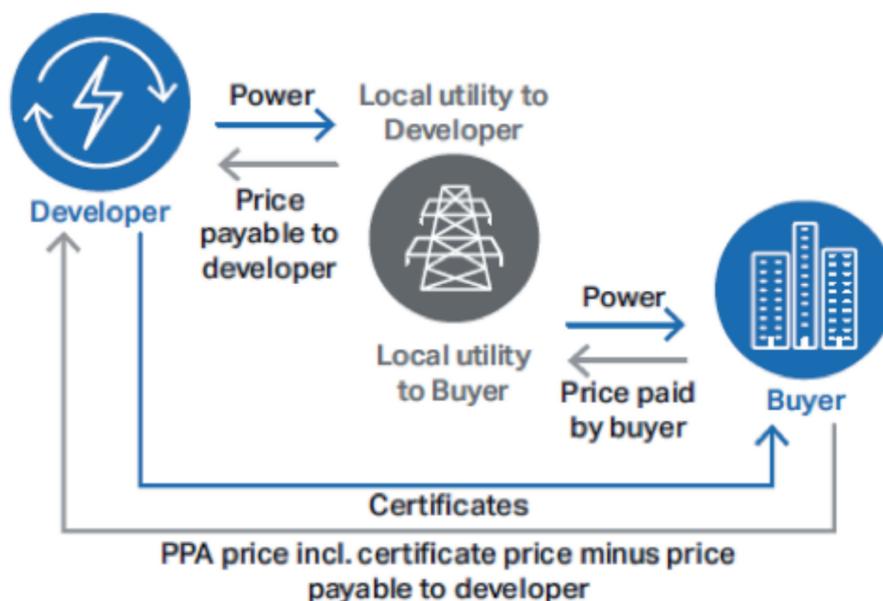
Figura 80a - Schema di PPA fisico *on grid*



Fonte: WBCSD

I PPA virtuali sono maggiormente flessibili rispetto a quelli fisici e non necessitano che gli impianti di produzione e consumo siano connessi dallo stesso *network provider* (sono in tal caso stipulati tre contratti: Produttore-consumatore, utility-consumatore e produttore-utility). In questo modo gli impianti di generazione possono essere installati nei luoghi che presentano le migliori caratteristiche in relazione alla risorsa rinnovabile e sono evitati gli oneri di gestione (*sleeving fee*). In tali configurazioni una struttura finanziaria replica infatti gli effetti di un PPA fisico per entrambe le parti, senza *sleeving fee*, e il trasferimento delle Garanzie di Origine (GOs) attesta le caratteristiche rinnovabili dell'energia acquistata dalla controparte privata industriale. Il produttore (consumatore) vende (compra) a mercato l'energia elettrica e trasferisce, se positivo (negativo), il differenziale di prezzo rispetto a quanto definito nel PPA al compratore (produttore).

Figura 80b - Schema di PPA virtuale



Fonte: WBCSD

Entrambe le configurazioni, PPA fisici o virtuali, possono presentare strutture di prezzo differenziate in funzione del meccanismo, prescelto dalle parti, per garantire la stabilità dei ricavi del produttore nel tempo. I meccanismi più comunemente utilizzati sono il *Fixed-price PPA* e il *Discount to market PPA*.

Il primo caso (*Fixed-price PPA*) prevede un prezzo fisso definito ex ante per ogni unità di energia elettrica trasferita. Tale prezzo può essere costante, legato all'inflazione o prevedere delle riduzioni nel corso del periodo di riferimento del contratto.

Il secondo caso (*Discount to market PPA*) indicizza il valore del contratto di lungo termine al prezzo di mercato dell'energia elettrica, applicandovi una percentuale fissa di sconto oppure confinandone le possibili oscillazioni all'interno di una banda predefinita (*cap and floor*).

Ulteriore parametro incluso nel PPA è il volume dell'energia elettrica fornita dal produttore e ritirata dal consumatore. La Strategia Energetica Nazionale nel promuovere lo sviluppo dei contratti di lungo termine ha ipotizzato la creazione di sistemi di riduzione del rischio prezzo, prevedendo che in caso il prezzo di mercato varcasse una banda prefissata, la differenza sarebbe da socializzare attraverso gli oneri generali di sistema. Non è stata invece prevista alcuna copertura dal "rischio volume" nel caso di PPA fra privati, ovvero una forma di copertura del disavanzo energetico in caso di un calo dei consumi del contractor privato (ad esempio per effetto di un calo della produzione in caso di consumatori industriali).

Vista la discesa dei prezzi dell'energia generata da fonti rinnovabili (LCOE) registrata negli ultimi anni e prevista nel prossimo futuro, unitamente al miglioramento delle performance, come evidenziato nei capitoli precedenti, si prevede che gli ingenti investimenti che dovranno essere sviluppati nell'installazione dei nuovi impianti per rispettare gli ambiziosi obiettivi, europei e nazionali, richiederanno un sempre minore sostegno pubblico legato alle forme di socializzazione negli oneri generali di sistema. I menzionati PPA tra privati possono garantire, ad esempio, non solo la riduzione degli oneri parafiscali da socializzare in bolletta ma anche lo sviluppo della concorrenza nel mercato e la localizzazione efficiente degli impianti rinnovabili, in relazione alle aree in cui insiste la domanda industriale.

- Per quanto riguarda la riduzione della bolletta, i contratti bilaterali per nuovi impianti permetteranno di incrementare la generazione FER non sovvenzionata mediante la componente A3 (in futuro l'A3 quindi potrebbe cambiare connotazione e essere destinata al reperimento di fondi destinati alla stipula di garanzie per rendere bancabili i progetti).
- Per quanto riguarda lo sviluppo delle nuove tecnologie, i PPA potrebbero essere uno stimolo agli investimenti in R&S e all'installazione delle Best Available Technologies and practices per la riduzione del prezzo offerto, oltre che alla competizione sulla fornitura di dispositivi abilitanti (es. *storage*) e servizi.
- Per quanto riguarda gli effetti sulla localizzazione degli impianti, i PPA potranno rappresentare uno stimolo alla localizzazione di impianti FER nelle aree a maggior risorsa rinnovabile, sfruttando anche le aree industrializzate e/o dismesse e alla creazione di forme di aggregazione tra UPFRNP e UC per la partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento, con riduzione dei costi di sistema grazie all'ottimizzazione dei portafogli.

Sono state sviluppate due analisi di sensitività in relazione allo scenario SEN per comprendere le effettive potenzialità di sviluppo dei contratti di lungo termine nel periodo 2021-2030 e gli eventuali nuovi oneri da socializzare in bolletta per raggiungere gli obiettivi climatici rispetto all'inerziale prosecuzione delle policy attuali (scenario BASE). In particolare, le analisi di sensitività mostrano l'andamento della componente A3 in relazione alle possibili evoluzioni del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica (PUN):

- la prima ipotesi (Policy SEN – ipotesi 1) prevede un prezzo costante dell'energia elettrica sul mercato pari a 40

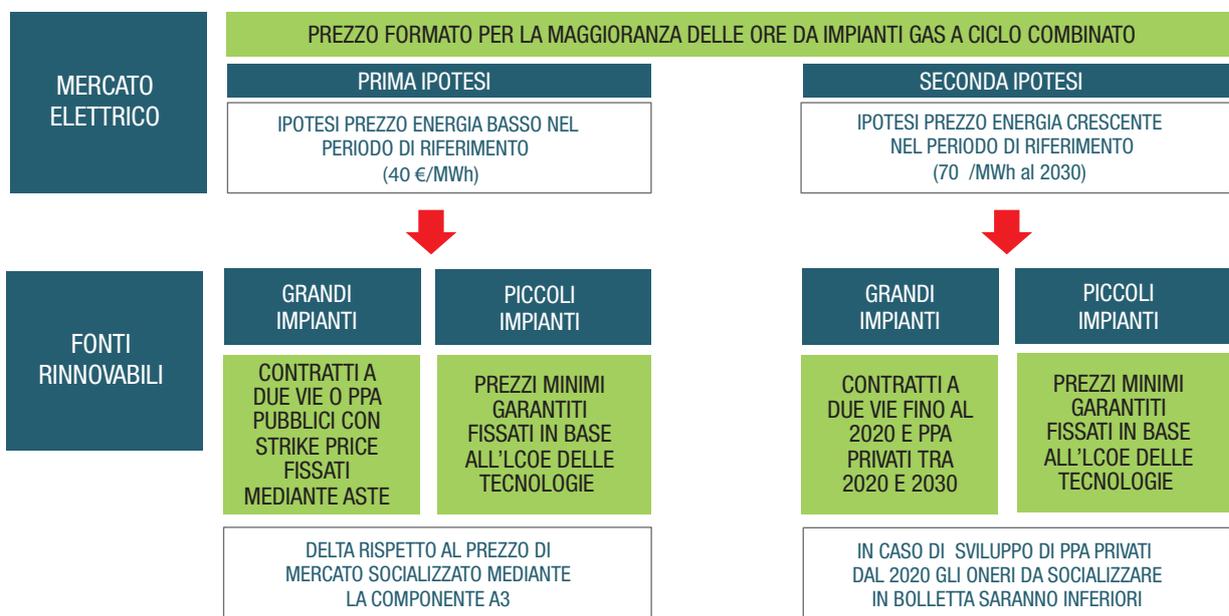
€/MWh, prezzo in linea con quanto registrato tra i valori medi del 2016 (PUN pari a 42,8 €/MWh). In tale contesto i contratti di lungo termine fra privati potrebbero non risultare convenienti e, quindi, lo sviluppo delle fonti rinnovabili verrebbe accompagnato da contratti a due vie per differenza con controparte pubblica nel periodo 2018-2020 e da contratti di lungo termine con controparte pubblica nel periodo 2021-2030.

- La seconda ipotesi (Policy SEN – Ipotesi 2) considera invece un’evoluzione crescente del prezzo della *commodity* fino ad un valore massimo di 70 €/MWh raggiunto nel 2030. In tale contesto, mentre nel periodo 2018-2020 lo sviluppo delle fonti rinnovabili verrebbe comunque accompagnato da contratti a due vie per differenza con controparte pubblica, nel periodo 2021-2030 i contratti di lungo termine con controparte privata potrebbero sostituire tali contratti a due vie per differenza per alcune tecnologie rinnovabili.

L’analisi prende a riferimento il prezzo unico nazionale (PUN) e non i valori dei Prezzi zionali (Pz) nelle zone e nelle ore di mercato in cui si concentrerà la generazione FER. Con l’aumento della penetrazione delle fonti di energia rinnovabile, in particolare del FV, potrebbero verificarsi casi di over-generation che tenderanno a deprimere il valore del Prezzi zionali, allontanando gli impianti dalla situazione di *grid parity*. La semplificazione utilizzata nell’analisi risulta essere quindi correlata allo sviluppo dei Sistemi di Accumulo e alla partecipazione delle FER al mercato dei servizi di dispacciamento di cui ai paragrafi successivi, quale strumento per limitare le ore di overgeneration rinnovabile.

Per entrambe le ipotesi sono stati considerati i possibili effetti della nuova generazione rinnovabile (ottenuta da nuove installazioni o dal *repowering* di impianti esistenti) sull’onere complessivo pagato dai consumatori in bolletta, considerando il mantenimento del livello attuale della produzione per gli impianti diversi da quelli alimentati da bioenergie attraverso interventi di *revamping* o ammodernamento.

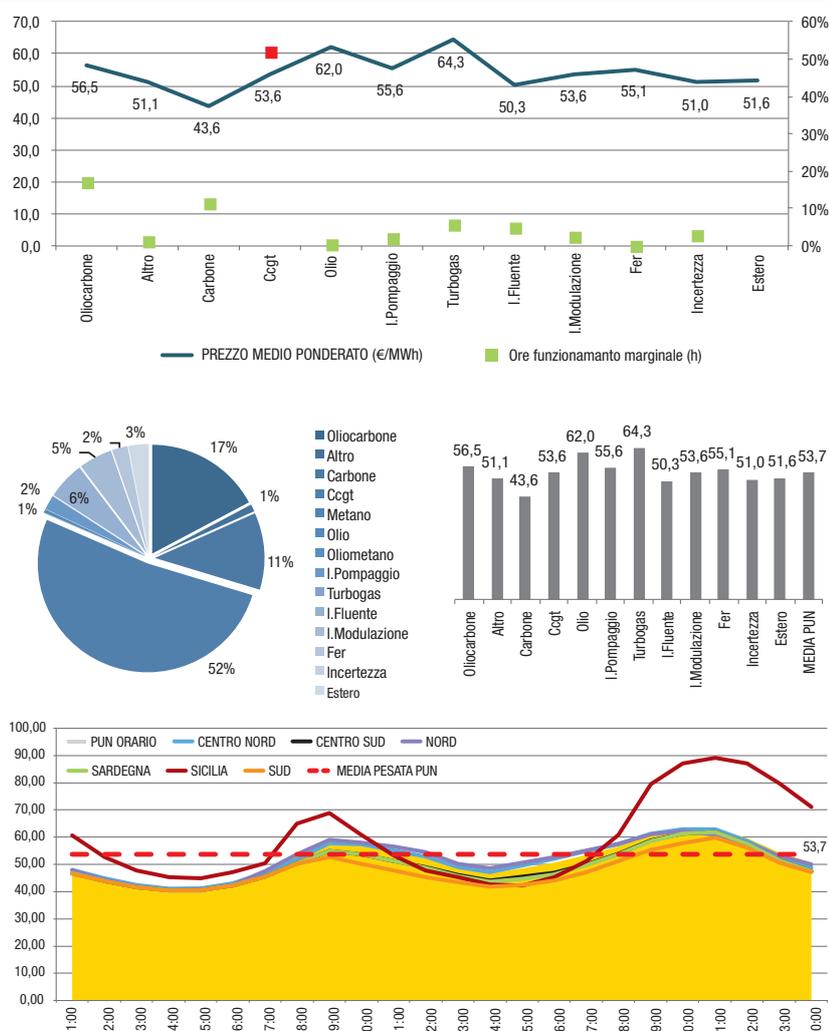
**Figura 81 - Analisi di sensitività sul futuro andamento degli oneri generali di sistema**



Alle due analisi sono sottese alcune valutazioni di partenza, in particolare:

- Si è ipotizzato il perdurare nell'intero periodo di riferimento 2018-2030 dell'attuale condizione in cui versa il mercato italiano del giorno prima, ovvero la prevalente formazione del prezzo da parte degli impianti termoelettrici CCGT a gas come evidenziato nelle figure seguenti riferite ai primi 8 mesi del 2017. L'analisi è stata sviluppata prendendo in considerazione il PUN piuttosto che i Pz, a cui gli impianti vengono remunerati. L'incremento della generazione FER-NP concentrata in determinate zone potrebbe allontanare in alcune ore della giornata i relativi prezzi zionali dal PUN, determinando variazioni del differenziale fra il valore di generazione degli impianti rinnovabili ed il prezzo considerato nella presente analisi. A dimostrazione di tale assunto si può osservare il profilo orario dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima, dove i prezzi più alti si formano nelle ore preserali (17-21), cioè quando cala progressivamente la produzione fotovoltaica. In particolare nel 2016 nella zona Sud la produzione da impianti fotovoltaici ed eolici è stata addirittura superiore rispetto al carico totale richiesto in diverse ore della giornata, determinando rischi di taglio della produzione. Come anticipato tale semplificazione adottata che prende a riferimento il PUN è giustificata dalle previsioni di sviluppo dei SdA e di partecipazione delle FER in MSD.

Figura 82 - Ore formazione prezzo e prezzo offerto per fonte nel 2017 (€/MWh)



Fonte: elaborazioni su dati GME

Per quanto riguarda l'autoconsumo, sono state prese a riferimento le attuali percentuali, derivanti da dati Eurostat per tutte le tecnologie tranne il fotovoltaico, per il quale è stata definita un'apposita analisi come evidenziato nella tabella seguente. In particolare nella prima ipotesi è stata considerata una percentuale per il nuovo fotovoltaico pari al 27% mentre nella seconda ipotesi pari al 36%.

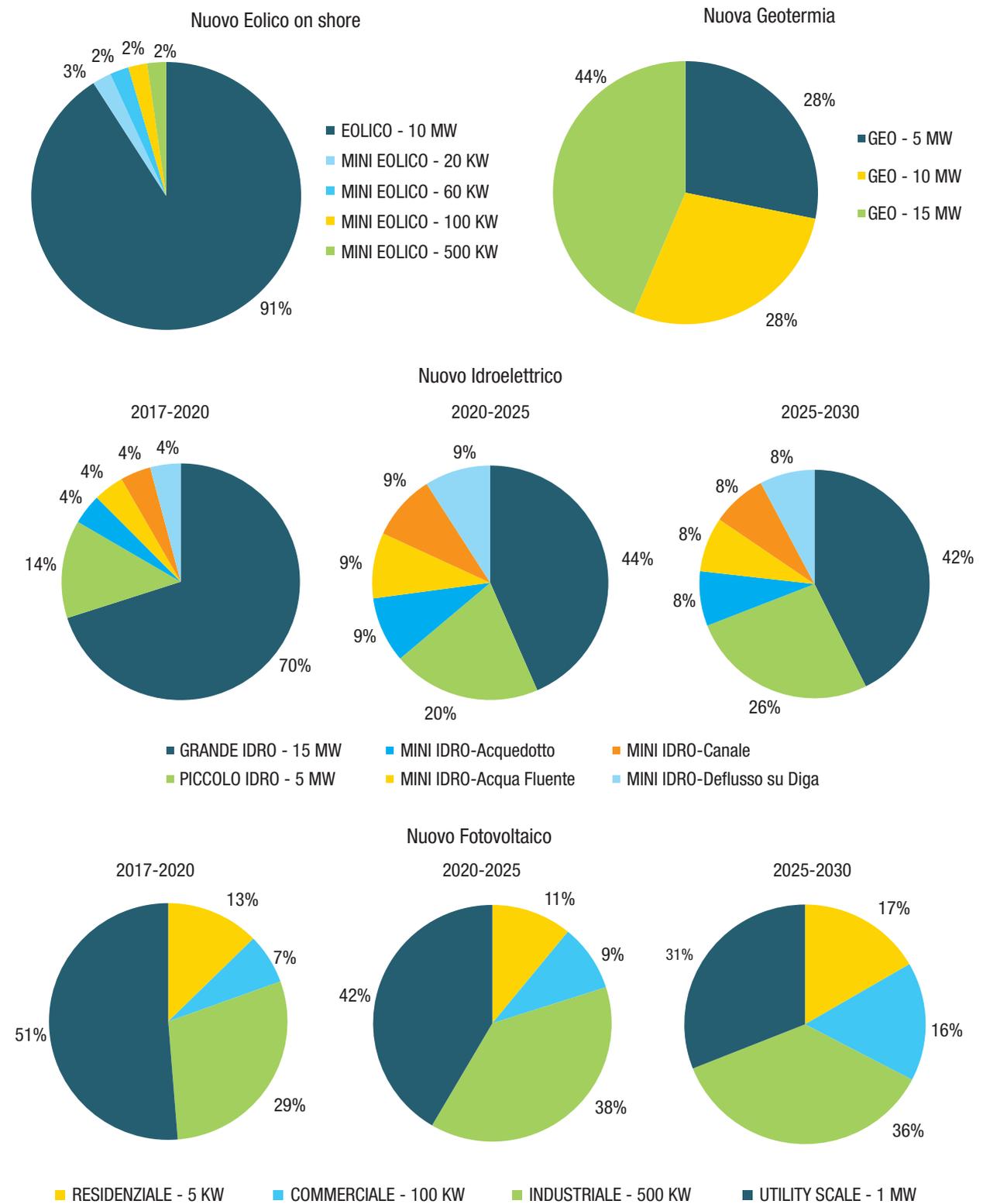
**Tabella 71 - Percentuali di autoconsumo nella nuova generazione elettrica da fotovoltaico**

NUOVO FOTVOLTAICO			ANNO 2030		IPOTESI 1	IPOTESI 2
			RESIDENZIALE	COMMERCIALE		
31GW	46TWh		16,6 %	16,0 %	PREZZO ENERGIA BASSO (40 €/MWh al 2030)	PREZZO ENERGIA CRESCENTE (70 €/MWh al 2030)
			INDUSTRIALE 36,3 %	UTILITY SCALE 31,0 %		
FV + DSR			RESIDENZIALE 4,0 TWh	COMMERCIALE 4,0 TWh	PRODUZIONE 0 TWh	PRODUZIONE 0 TWh
6 GW	8 TWh		INDUSTRIALE 0,0 TWh	UTILITY SCALE 0,0 TWh	AUTOPRODUZIONE 8 TWh	AUTOPRODUZIONE 8 TWh
FV + SdA			RESIDENZIALE 1,0 TWh	COMMERCIALE 2,0 TWh	PRODUZIONE 18 TWh	PRODUZIONE 8 TWh
12 GW	18 TWh		INDUSTRIALE 7,0 TWh	UTILITY SCALE 8,0 TWh	AUTOPRODUZIONE 0 TWh	AUTOPRODUZIONE 10 TWh
FV + RN			RESIDENZIALE 2,6 TWh	COMMERCIALE 1,4 TWh	PRODUZIONE 20 TWh	PRODUZIONE 20 TWh
13 GW	20 TWh		INDUSTRIALE 9,7 TWh	UTILITY SCALE 6,3 TWh	AUTOPRODUZIONE 0 TWh	AUTOPRODUZIONE 0 TWh

Fonte: elaborazioni Confindustria

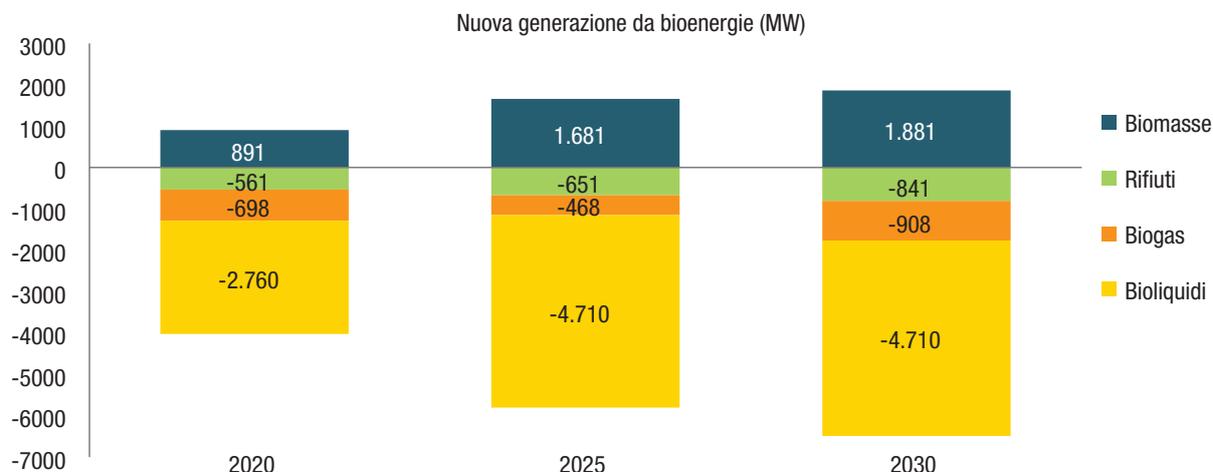
Nei grafici seguenti sono evidenziate le ipotesi relative alla divisione della totale energia rinnovabile da sviluppare nel periodo 2018-2030 fra le diverse tecnologie e le diverse quote afferenti alle molteplici taglie degli impianti. Le seguenti quote sono state definite considerando sia la situazione attuale del parco installato sia seguendo le previsioni contenute negli scenari utilizzati nella predisposizione della Strategia Energetica Nazionale. Si è tenuto in particolare conto del fatto che le fonti rinnovabili in Italia sono impiegate in larga misura per mezzo di impianti di piccola e media taglia collegati alle reti di distribuzione. Nel 2016 la cosiddetta generazione distribuita (considerando impianti fino a 10 MW non solo da FER) contava per il 18,5% della produzione e oltre il 22% della potenza installata.

Figura 83 - Suddivisione nuova generazione elettrica rinnovabile per tipologia di impianto e taglia (%)



segue

segue Fig. 83

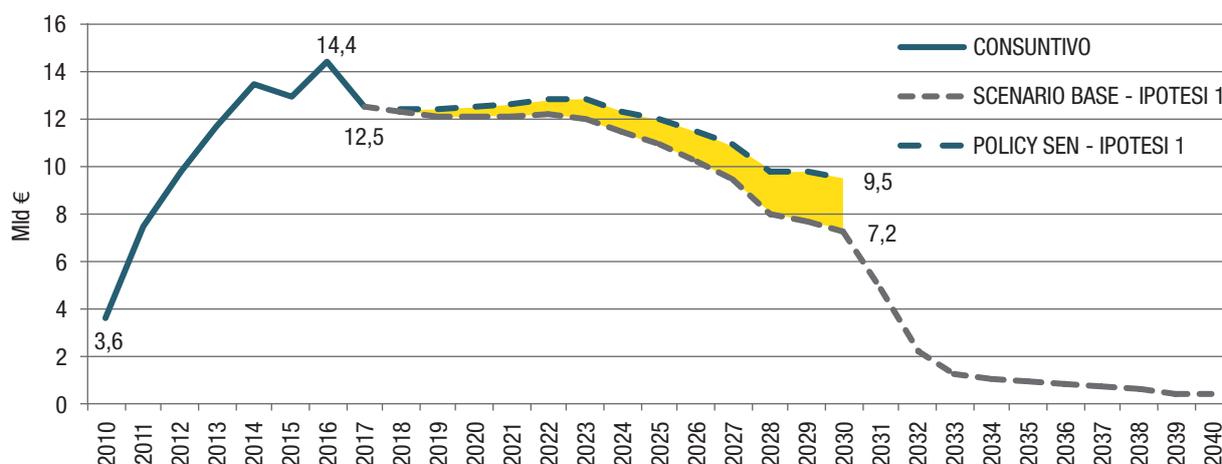


Fonte: elaborazioni Confindustria

Utilizzando i prezzi dell'energia generata dalle diverse fonti rinnovabili (LCOE), di cui ai capitoli precedenti, e le attese quantità di energia immesse nel sistema secondo le previsioni indicate nelle valutazioni precedenti, sono stati calcolati i possibili effetti sugli oneri generali di sistema della nuova produzione rinnovabile, secondo le due ipotesi.

Nel grafico seguente si evidenzia il differenziale fra l'andamento della componente A3 a policy esistenti (scenario BASE: linea grigia tratteggiata) e quello che si avrebbe nel caso si verificassero le condizioni sottostanti la prima ipotesi (scenario Policy SEN – Ipotesi 1: linea blu tratteggiata). L'effettivo andamento della componente A3 sarà funzione delle politiche adottate e rientrerà all'interno del *range* indicato in figura. L'andamento delle policy esistenti deve essere infatti inteso come il valore minimo della componente parafiscale allocata in bolletta, mentre l'andamento delle nuove policy nella prima ipotesi ne rappresenta il valore massimo. Il differenziale cumulato nel periodo 2018-2030 tra i due andamenti risulta pari a 13,4 Mld € (1,03 Mld€ medio annuo).

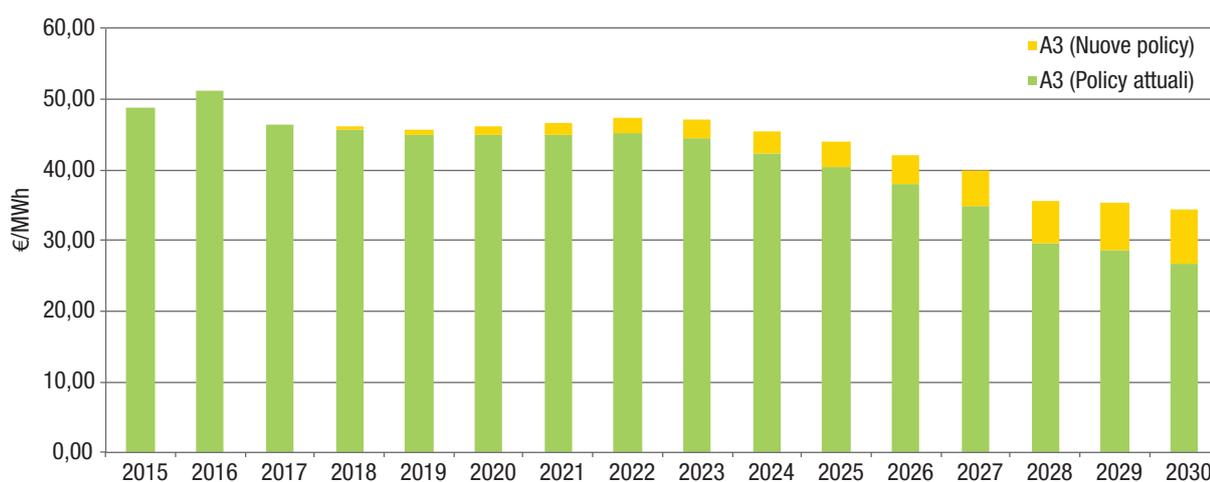
**Figura 84a - Andamento risorse raccolte tramite la componente A3 nella prima ipotesi (Mln€)**



Fonte: elaborazioni Confindustria

Secondo questa prima ipotesi al 2030 il valore della componente A3 risulterebbe di 9,5 Mld € (-4,9 Mld € rispetto al 2016) anziché 7,2 Mld € (-7,2 Mld € rispetto al 2016) in valore assoluto e 34,3 €/MWh (-17,0 €/MWh rispetto al 2016) anziché 26,7 €/MWh (-24,6 €/MWh rispetto al 2016) in termini unitari<sup>14</sup>. Non inserite nella valutazione della componente A3 ma rilevanti ai fini di un bilancio complessivo sono inoltre le positività derivanti dall'installazione di tali nuovi impianti FER oltre al prezzo dell'energia (gettito fiscale, royalty, etc...). Di seguito si può osservare lo stimato andamento della somma fra componente energia e la componente A3 nella prima ipotesi.

Figura 85a - Andamento componente A3 prima ipotesi (€/MWh)



Fonte: elaborazioni Confindustria

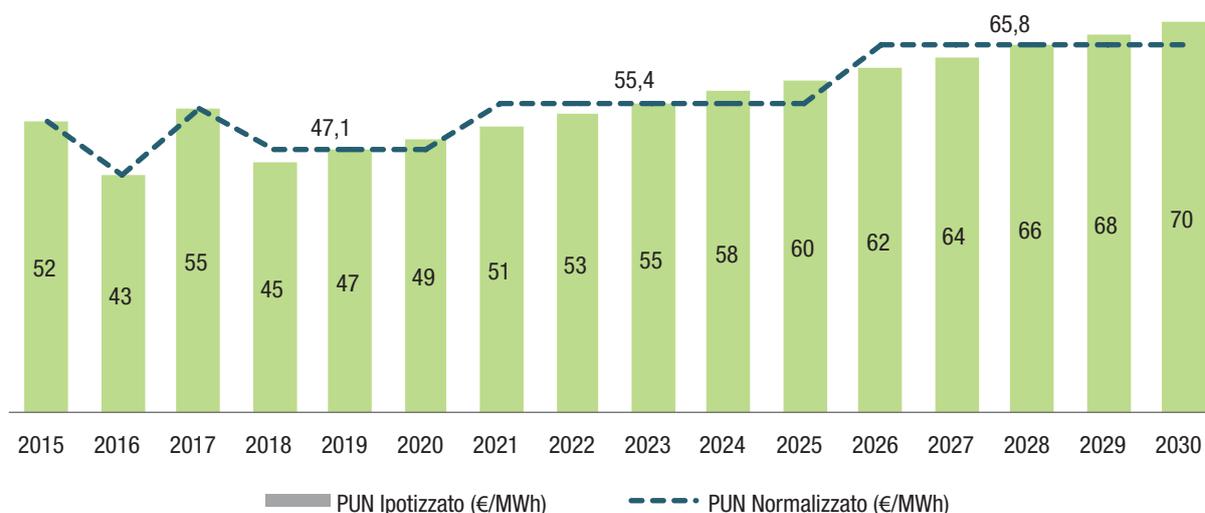
In conclusione, la **prima ipotesi dello scenario Policy SEN** porta gli oneri in bolletta correlati al sostegno delle energie rinnovabili a diminuire con un tasso minore rispetto a quanto previsto nello **scenario BASE** e arrivando al **2030** ad essere di **2,3 Mld €** superiori a quanto avverrebbe secondo le policy attuali (7,6 €/MWh).

L'analisi di sensitività relativa alla **seconda ipotesi** (scenario **Policy SEN – Ipotesi 2**) ha quindi preso in considerazione la convenienza economica insita nella stipula dei contratti di lungo termine, in funzione del prezzo dell'energia elettrica (ipotizzato crescente), delle suddette valutazioni relative alla divisione per taglia delle tecnologie rinnovabili e dei costi ad esse associati. Nei prossimi anni risulta possibile ipotizzare un incremento del PUN dai valori registrati nel 2016 fino a raggiungere i 70 €/MWh al 2030, per effetto:

- di incrementi del **prezzo del gas naturale** (da 16 a 33 €/MWh);
- di incrementi del **prezzo della CO2** (da 5,5 a 27,5 €/t);
- della **eliminazione** in numerose ore dell'**overgeneration** e conseguente riduzione delle ore con prezzi zionali nulli.

<sup>14</sup> Le valutazioni relative all'andamento della componente A3 (€/MWh) sono sviluppate considerando un soggetto tipo con consumi nei limiti di 8 GWh che non sia a forte consumo di energia.

Figura 86 - Andamento del prezzo dell'energia sul mercato (PUN) nella seconda ipotesi (€/MWh)



Fonte: elaborazioni Confindustria su dati RSE

Considerando i livelli di costo delle tecnologie rinnovabili, appare conveniente la stipula di **contratti di lungo termine** nella eventualità di una crescita del prezzo della *commodity* (IPOTESI 2), rispetto ai valori medi del 2016 (IPOTESI 1) e risulterà determinante la capacità degli istituti di credito di adattarsi ai nuovi sistemi e rendere bancabili i progetti legati a garanzie di acquisto dell'energia da parte dei consumatori industriali.

Comparando i valori dell'LCOE delle diverse tecnologie, stimati nei capitoli precedenti, e l'andamento del prezzo dell'energia nella seconda ipotesi sono stati enucleati i PPA potenzialmente attivabili. Nel periodo **2020-2025** gli impianti per i quali risulterebbe economicamente vantaggioso stipulare un contratto di lungo termine sono l'eolico on-shore di media e grande taglia, il fotovoltaico utility scale (almeno 1 MW) e l'idroelettrico di grande e piccola taglia (incluso il mini idro su acquedotto). Nel periodo **2025-2030**, in aggiunta ai precedenti, potrebbe risultare vantaggiosa la stipula di contratti di lungo termine anche per il fotovoltaico di taglia industriale (500 KW) e commerciale (100 KW) oltre che per il mini idroelettrico su canale.

Dall'analisi economica è apparso che potrebbe non essere economicamente conveniente per i consumatori privati (ad esempio industriali) stipulare PPA per il fotovoltaico residenziale (5 KW), il solare a concentrazione, il mini eolico, il mini idroelettrico ad acqua fluente e su diga, le biomasse e la geotermia. Tale valutazione è basata sul confronto fra gli LCOE delle tecnologie rinnovabili e il prezzo di mercato, non considerando utili PPA in caso il primo fattore fosse maggiore del secondo (Fig. 87).

In base alla effettiva stipula dei contratti di lungo termine secondo le suddette ipotesi si prevede una forte riduzione degli oneri parafiscali in bolletta legati allo sviluppo delle fonti rinnovabili.

Nella figura seguente (Fig. 84b) si evidenzia il differenziale fra l'andamento della **componente A3 a policy esistenti** (scenario **BASE**: linea grigia tratteggiata) e quello che si avrebbe nel caso si verificassero le condizioni sottostanti la seconda ipotesi (scenario **Policy SEN- Ipotesi 2**: linea blu tratteggiata).

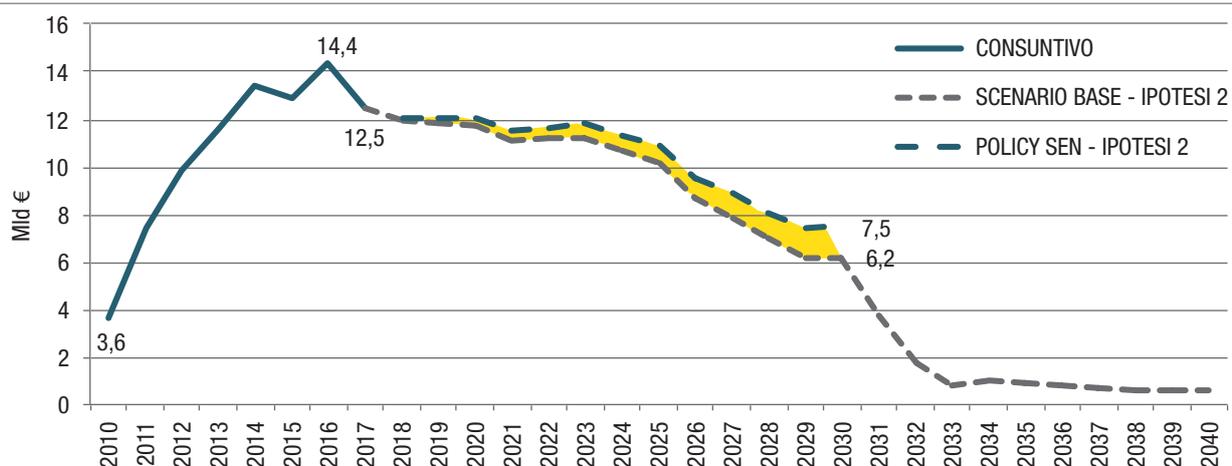
Figura 87 - Contratti di lungo termine attivabili nella seconda ipotesi nel periodo di riferimento



Fonte: elaborazioni Confindustria

L'effettivo andamento della componente A3 sarà funzione delle politiche adottate e rientrerà all'interno del range indicato in figura. L'andamento delle policy esistenti deve essere infatti inteso come il valore minimo della componente parafiscale allocata in bolletta, mentre l'andamento delle nuove policy nella seconda ipotesi ne rappresenta il valore massimo. Il differenziale cumulato nel periodo 2018-2030 tra i due andamenti risulta di 9,1 Mld € (0,7 Mld€ medio annuo).

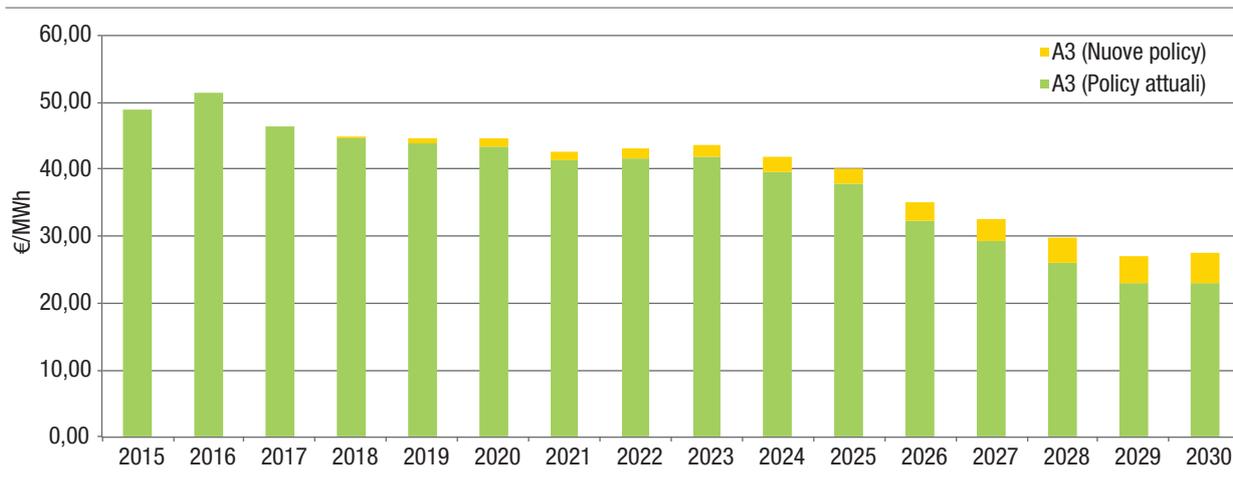
Figura 84b - Andamento risorse raccolte tramite la componente A3 nella seconda ipotesi (Mln€)



Fonte: elaborazioni Confindustria

Secondo questa seconda ipotesi al 2030 il valore della componente A3 risulterebbe di 7,6 Mld € (-6,8 Mld € rispetto al 2016) anziché 6,2 Mld € (-8,2 Mld € rispetto al 2016) in valore assoluto e 27,5 €/MWh (-21,4 €/MWh rispetto al 2016) anziché 23,0 €/MWh (-25,9 €/MWh rispetto al 2016) in termini unitari.

**Figura 85b - Andamento componente A3 seconda ipotesi (€/MWh)**



Fonte: elaborazioni Confindustria

In conclusione, la **seconda ipotesi dello scenario Policy SEN** porta gli oneri in bolletta correlati al sostegno delle energie rinnovabili a diminuire con un tasso minore rispetto a quanto previsto nello **scenario BASE** (ma superiore rispetto a quanto previsto nello scenario Policy SEN – ipotesi 1) e arrivando al **2030** ad essere di **1,4 Mld €** superiori a quanto avverrebbe secondo le policy attuali (4,5 €/MWh).

Nella figura seguente viene infine evidenziato un **confronto fra i risultati delle due ipotesi in termini di oneri cumulati** per la promozione delle energie rinnovabili. La **differenza fra le due ipotesi risulta pari a 4,3 Mld €**, con 13,4 Mld € nella prima ipotesi e 9,1 Mld € nella seconda ipotesi.

Anche se non oggetto della presente valutazione, appare opportuno segnalare che, in un’ottica di sistema, le fonti rinnovabili determineranno benefici economici per lo stato e la collettività, relative all’aumento del gettito fiscale, le royalties e la riduzione della bolletta energetica nazionale (legata alle importazioni delle commodities energetiche), con effetti positivi nel lungo termine anche sulle bollette dei consumatori civili e industriali.

**Figura 88 - Somma PUN e componente A3 nella prima e seconda ipotesi (€/MWh)**

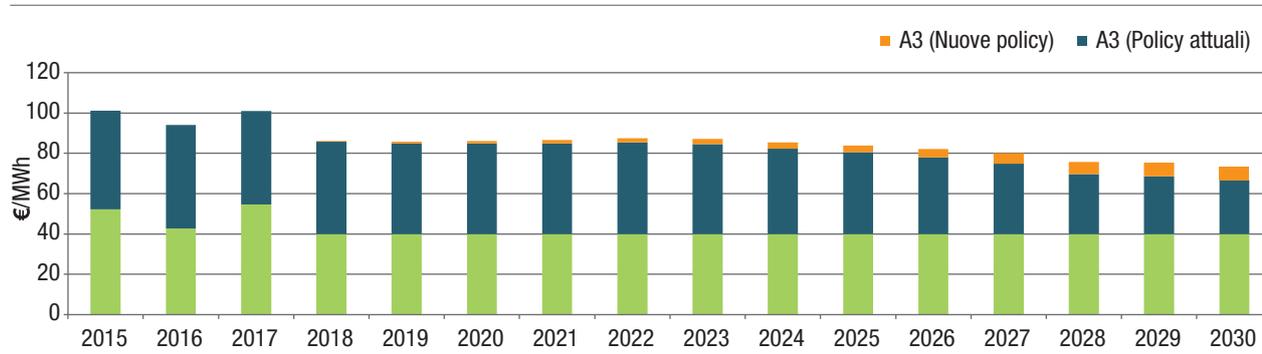


Fonte: elaborazioni Confindustria

Importante notare che nel periodo in cui si prevede l'installazione della maggioranza degli impianti (2026-2030) si riscontrano i minori costi associati in entrambe le ipotesi grazie alla **riduzione dei costi della tecnologia**, evoluzione ancora più evidente nell'ipotesi di sviluppo dei contratti privati di lungo termine. Al contrario risultano simili i valori nel periodo **2018-2020** in quanto entrambe le ipotesi considerano uno stesso sistema di sviluppo, basato sui **contratti per differenza a due vie con controparte pubblica**.

Nella figura seguente viene infine evidenziato un **confronto fra i risultati delle due ipotesi** in relazione alla somma fra PUN e A3, partendo dalla situazione del 2015. Nel caso in cui (scenario **Policy SEN – Ipotesi 1**) il prezzo dell'energia elettrica si mantenesse nell'intorno dei livelli del 2016, la **situazione al 2030 non sarebbe molto dissimile dall'attuale** e solo il 54% della somma fra PUN e A3 era formato dalla prima componente.

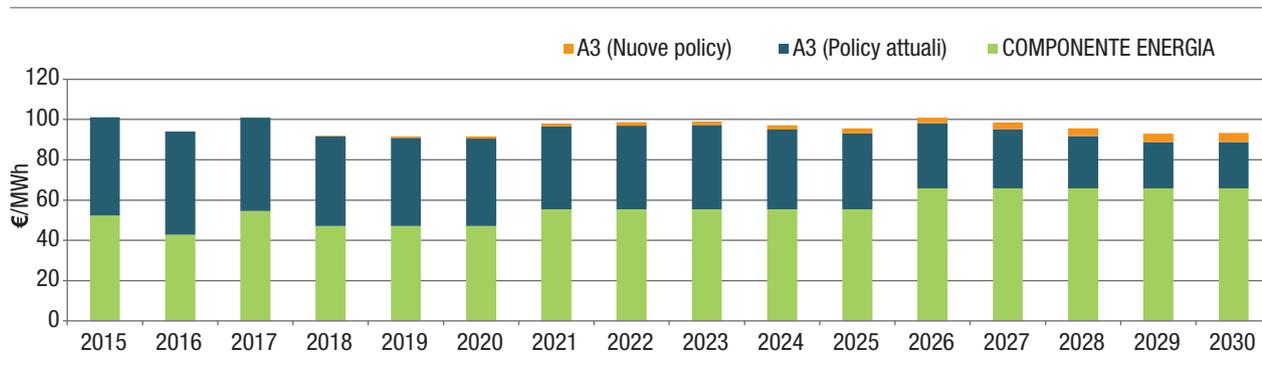
Figura 89a - Andamento somma PUN e componente A3 prima e seconda ipotesi (€/MWh)



Fonte: elaborazioni Confindustria

Nel caso si verificasse invece un aumento della componente *commodity* sul mercato all'ingrosso (scenario **Policy SEN – Ipotesi 2**), ancora legata alla produzione termoelettrica da gas naturale, siano eliminate le eventuali barriere amministrative alla stipula dei contratti B2B e si ottengano le adeguate coperture economico-finanziarie da parte degli istituti di credito, i **contratti di lungo termine porterebbero un notevole beneficio**, riducendo notevolmente gli oneri da socializzare in bolletta per la nuova generazione rinnovabile. In questa eventualità, infatti, al 2030 addirittura il 72% della somma fra PUN e A3 sarebbe formato dalla prima componente.

Figura 89b - Andamento somma PUN e componente A3 prima e seconda ipotesi (€/MWh)



Fonte: elaborazioni Confindustria

I benefici in relazione alla componente che remunera lo sviluppo delle energie rinnovabili non possono però essere disgiunti dalla valutazione complessiva del costo dell'energia in bolletta. La **somma della materia prima energia e della componente** che sostiene lo sviluppo delle **fonti rinnovabili** risulterebbe **inferiore ai valori registrati nel 2017** (101,0 €/MWh) **in entrambe le ipotesi** ma la diminuzione appare più marcata nella prima ipotesi. In termini assoluti si deve notare infatti come la somma PUN e A3 al 2030 nella prima ipotesi (scenario **Policy SEN – Ipotesi 1**) sarebbe pari a **74,3 €/MWh** mentre nella seconda (scenario **Policy SEN – Ipotesi 2**) raggiungerebbe i **93,4 €/MWh**. L'effetto positivo dei PPA è osservabile considerando che, nonostante nella seconda ipotesi vi sia un aumento della componente energia (PUN) del 75% rispetto alla prima ipotesi (70€/MWh anziché 40€/MWh), la somma di PUN e A3 aumenta solo del 25,7% (93,4 €/MWh anziché 74,3 €/MWh).

In conclusione, un ipotetico **aumento della materia prima energia**, modellizzato nella seconda ipotesi, potrebbe **influire sulle bollette** dell'energia elettrica in maniera **maggiore** rispetto allo sviluppo delle **nuove fonti rinnovabili**.

#### I. EFFETTI DELLA RIFORMA DELLA STRUTTURA TARIFFARIA DEGLI ONERI GENERALI DI SISTEMA E DELLE AGEVOLAZIONI PER I SOGGETTI ENERGIVORI SULL'ALLOCAZIONE DEGLI ONERI PER IL SOSTEGNO ALLE ENERGIE RINNOVABILI

Le valutazioni relative all'andamento della componente A3 devono confrontarsi con i cambiamenti dell'ordinamento in relazione alla composizione delle componenti tariffarie legate agli oneri generali di sistema. A seguito della decisione della Commissione europea C(2017) 3406 le componenti degli oneri generali di sistema **A2, A3, A4, A5, As, MCT, UC4 e UC7** sono raggruppate in due categorie:

- “Oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione” (**A<sub>SOS</sub>**);
- “Oneri generali rimanenti” (**A<sub>RIM</sub>**);

La componente **A<sub>SOS</sub>** rappresenterà il **99,47%** della attuale **componente A3**, e alle aliquote vigenti nel III trimestre 2017, pari al **91%** del totale degli **oneri generali**. Considerando tale dimensionamento della nuova componente, le valutazioni legate alla stima della **componente A3** negli scenari **BASE** e **SEN** (Ipotesi 1 e Ipotesi 2) possono essere **considerate valide** anche per la componente **A<sub>SOS</sub>**.

La riforma tariffaria relativa agli oneri generali di sistema ha modificato anche l'applicazione delle nuove componenti **A<sub>SOS</sub>** e **A<sub>RIM</sub>**, prevedendo un sistema differenziato fra gli utenti domestici e non domestici.

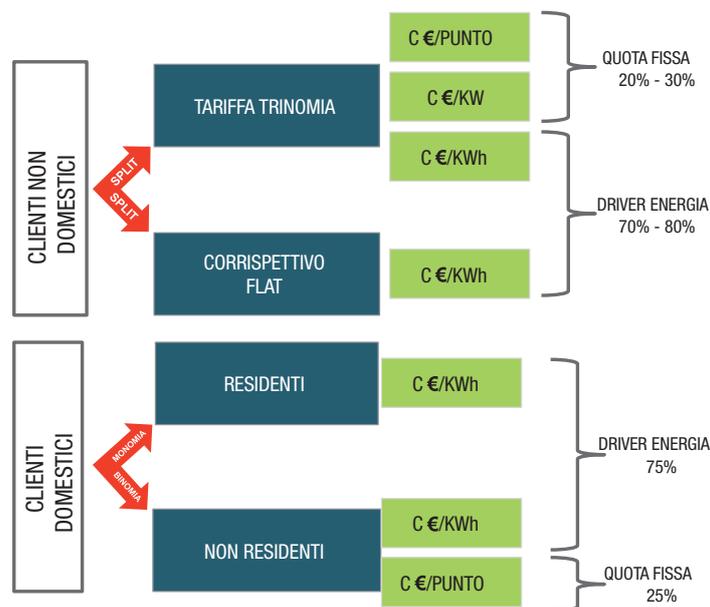
In particolare agli utenti domestici gli oneri sono applicati secondo un sistema “*split*”: mentre l'**A<sub>RIM</sub>** segue una struttura trinomia (un primo corrispettivo per punto di prelievo, un secondo funzione della potenza installata e un terzo applicato all'energia prelevata dalla rete) pienamente riflessiva della struttura tariffaria di rete, l'**A<sub>SOS</sub>** segue una struttura in parte riflessiva della struttura tariffaria di rete e in parte “*flat*” uniforme chiamata **IP. C 25-75 (25% parte trinomia e 75% aliquota “flat” uniforme)**<sup>27</sup>.

Per gli utenti domestici il regolatore ha scelto di non prevedere una tariffa degli oneri generali di sistema che fosse riflessiva della struttura trinomia come quella applicata ai servizi di rete. Per i clienti domestici residenti è stata prevista l'applicazione di un solo corrispettivo applicato ai volumi prelevati dalla rete, mentre non residenti viene applicato anche un corrispettivo fisso per punto di prelievo<sup>28</sup>.

<sup>15</sup> Delibera ARERA 28 dicembre 2017 922/2017/r/EEL “Completamento della riforma della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per le utenze non domestiche del settore elettrico e coordinamento con il nuovo sistema di riconoscimento delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica. modifiche e integrazioni del TIT anche con riferimento alle utenze domestiche”.

<sup>16</sup> Delibera ARERA 22 dicembre 2016 782/2016/R/EEL “Attuazione della riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica”.

Figura 90 - Schematizzazione degli effetti della riforma della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema



In sintesi, le nuove regole portano la porzione degli oneri applicati in funzione dell'energia prelevata a circa il 75% per i clienti domestici e il 79,3% per i clienti non domestici.

Le valutazioni relative all'andamento della componente A3 in valore unitario (€/MWh) sono state sviluppate considerando un soggetto tipo con consumi nei limiti di 8 GWh che non sia a forte consumo di energia. Per adeguare l'analisi al nuovo assetto regolatorio si riportano le tabelle fornite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) nel Documento per la Consultazione 552/2017/R/EEL.

Senza considerare le agevolazioni per i soggetti energivori, di cui si tratterà in seguito, la riforma porterà una leggera riallocazione degli oneri generali tra i clienti non domestici in funzione dell'allacciamento alla rete (bassa, media, alta e altissima tensione) come evidenziato nella tabella seguente.

**Tabella 72a - Confronto tra la distribuzione degli oneri generali per le diverse tipologie di utenti non domestici pre e post riforma (valori riferiti al III trimestre 2017)**

	PRE RIFORMA	POST RIFORMA
Clients per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	3,27%	3,17%
Clients non domestici di bassa tensione (escl. illuminazione pubblica) (*)	44,78%	41,03%
Clients di media tensione (*)(**) (escl. illuminazione pubblica)	43,15%	42,50%
Clients di alta e altissima tensione (**) (escluso trazione ferroviaria agevolata)	8,81%	13,30%
Peso della componente con driver energia sul totale complessivo degli oneri (tutte le tipologie non domestiche)	92,80%	79,30%

(\*) il contributo della tipologia è calcolato considerando gli sconti previsti dall'articolo 23 del decreto legge 91/14

(\*\*) il contributo della tipologia è calcolato senza considerare né le agevolazioni energivori né l'onere a carico dei non energivori

Fonte: ARERA

Applicando in linea teorica la riforma alle condizioni del 2017 (in termini di consumi, oneri e agevolazioni energivori), la spesa annua per gli oneri generali di sistema subisce un aumento per gli utenti non domestici non energivori allacciati in bassa tensione con potenza impiegata fino a 1,5 KW; in media tensione con potenza fino a 50 KW e fra 50 KW e 100 KW; e in altissima tensione (in caso non rientrassero fra gli energivori).

**Tabella 72b - Valutazione delle variazioni di spesa sulla bolletta delle diverse tipologie di clienti non domestici non energivori**

Tensione	Potenza	Energia	BOLLETTA ANTE RIFORMA	BOLLETTA POST RIFORMA	VARIAZIONE
			IV TRIMESTRE 2017	I TRIMESTRE 2018	
	[kW]	[kWh/anno]	[euro]	[euro]	[%]
Bassa tensione	1,5	450	307	390	27%
Bassa tensione	3	2.400	929	854	-7,99%
Bassa tensione	6	6.000	1.794	1.783	-0,60%
Bassa tensione	10	12.000	3.179	3.219	1,25%
Bassa tensione	15	18.000	4.602	4.729	2,76%
Bassa tensione	25	60.000	13.186	12.973	-1,61%
Media tensione	50	120.000	22.660	24.724	9,11%
Media tensione	150	450.000	79.821	83.637	4,78%
Media tensione	750	3.000.000	510.267	520.522	2,01%
Alta tensione	10.000	40.000.000	5.918.010	5.658.872	-4,38%
Altissima tensione	30.000	120.000.000	15.211.418	16.674.530	9,62%

Fonte: relazione illustrativa schema di decreto attuativo art. 19, comma 2, legge europea 2017

Dal 2018, con l'Articolo 19 della **Legge Europea 2017**, è stato modificato il regime di agevolazione per i soggetti **energivori** riguardo il pagamento degli oneri relativi al supporto delle fonti rinnovabili (ex. Art. 39 del Decreto Legge 22 giugno 2012 n. 83 noto come "Decreto Sviluppo") per adeguare l'ordinamento nazionale alla **Decisione della Commissione Europea C(2017) 3406**, del 23 maggio 2017.

In Italia, al momento dell'emanazione delle Linee Guida UE sugli aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020 (COM 200/01 2014), erano già state assunte le misure di riduzione degli oneri di sistema, contenute nell'articolo 39 del DL 83/2012 e in vigore dal 1 luglio 2013.

Queste misure, pur importantissime, non hanno tuttavia consentito un effettivo allineamento dei costi dell'energia a quelli pagati dalle analoghe aziende in Europa, in particolare sul segmento dei consumi medio-alti (che non usufruiscono della formula degressiva della tariffa A3). Bisogna comunque tener ben presente che in Germania oltre alle esenzioni per gli oneri generali di sistema le imprese energivore hanno usufruito di esenzioni per gli oneri di rete su cui recentemente è intervenuta la Commissione UE alla Concorrenza<sup>29</sup> che ha ritenuto l'esenzione non in linea con i principi delle Linee guida sugli aiuti di stato e ne ha richiesto la restituzione.

La nuova regolazione prevede che:

- possono essere riconosciute agevolazioni - sotto forma di sconti - a favore delle imprese energivore sugli oneri

<sup>17</sup> [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-18-3966\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-3966_en.htm)

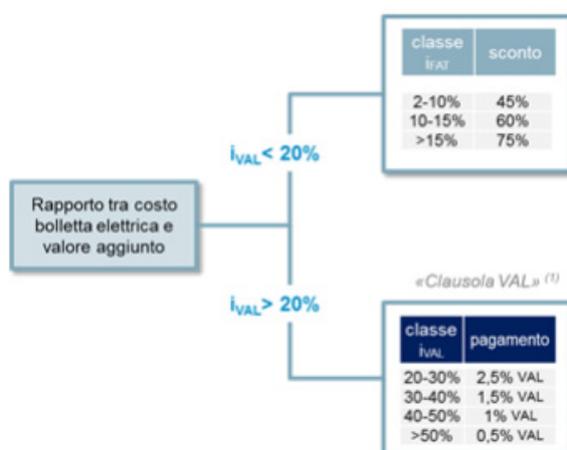
destinati al supporto alle fonti rinnovabili nonché al supporto agli impianti di cogenerazione previsto dal meccanismo CIP6/92, con esclusione delle voci di costo riferite alla produzione ascrivibile a rifiuti non biodegradabili, attualmente coperti dalla componente A3 della tariffa degli oneri di sistema elettrico (cd. "perimetro degli oneri scontabili");

- sono eleggibili alle agevolazioni le imprese che operano nei settori dell'allegato 3 alle Linee guida e nei settori dell'allegato 5 (si tratta di settori manifatturieri e minerari) e che hanno un'intensità elettrica calcolata rispetto al VAL, determinato come indicato nell'Allegato 4 delle citate Linee guida, non inferiore al 20%;
- la contribuzione minima delle imprese eleggibili deve essere non inferiore al 15% della spesa sostenuta da un'impresa simile non agevolata e, nei casi in cui l'indice di intensità elettrica (*electro intensity index*) dell'impresa calcolato rispetto al VAL è pari o superiore al 20%, la contribuzione può essere determinata in ragione del VAL, fino ad un valore minimo pari allo 0,5% del VAL.
- in applicazione della cd. "grandfathering clause" contenuta nel paragrafo 3.7.3 delle Linee guida europee, possono beneficiare delle agevolazioni le imprese ricomprese negli elenchi energivori per gli anni 2013 e 2014 anche se non rispettano i requisiti di cui alle "Linee guida" purché assicurino una contribuzione minima a sostegno delle fonti rinnovabili pari almeno al 20% della spesa sostenuta da una impresa simile non agevolata;
- il limite minimo di consumo di energia elettrica annuale per l'accesso all'agevolazione a favore delle imprese a forte consumo di energia è pari a 1 GWh.

I nuovi schemi di agevolazione definiti dal Governo prevedono diverse classi di sconto in funzione del livello di intensità energetica sul fatturato e sul valore aggiunto come segue:

- FAT1: Costo elettricità nell'intervallo del 2%-10% del fatturato;
- FAT2: Costo elettricità nell'intervallo del 10%-15% del fatturato;
- FAT3: Costo elettricità superiore al 15% del fatturato;
- VAL1: Costo elettricità nell'intervallo del 20%-30% del valore aggiunto;
- VAL2: Costo elettricità nell'intervallo del 30%-40% del valore aggiunto;
- VAL3: Costo elettricità nell'intervallo del 40%-50% del valore aggiunto;
- VAL4: Costo elettricità superiore al 50% del valore aggiunto;

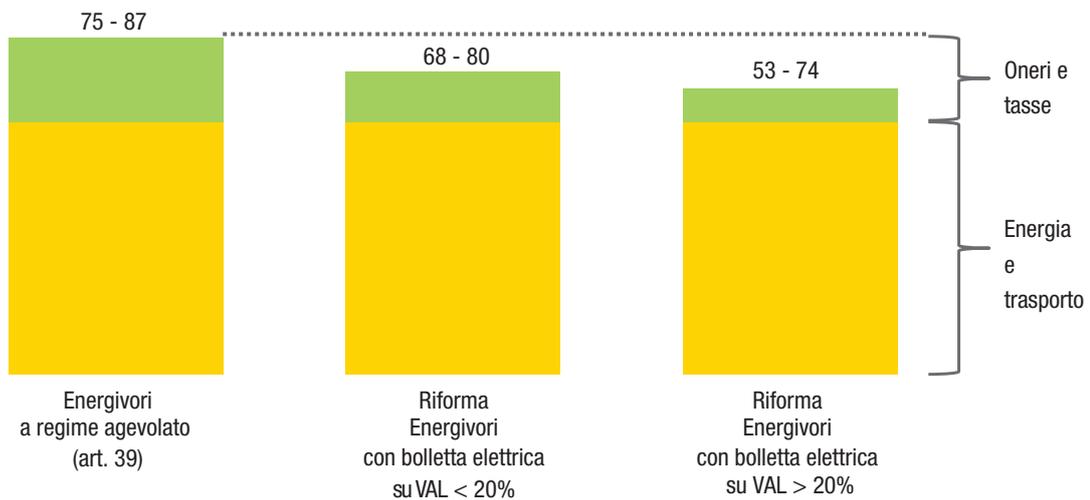
Figura 91 - Classi di agevolazione della riforma energivori



Fonte: MISE

In ragione della riforma si prevede che gli oneri per il sostegno delle energie rinnovabili applicati ai soggetti energivori diminuiranno notevolmente e porteranno ad una nuova allocazione degli stessi oneri su gli altri soggetti (domestici e non domestici se non energivori) attraverso la componente  $A_E$ .

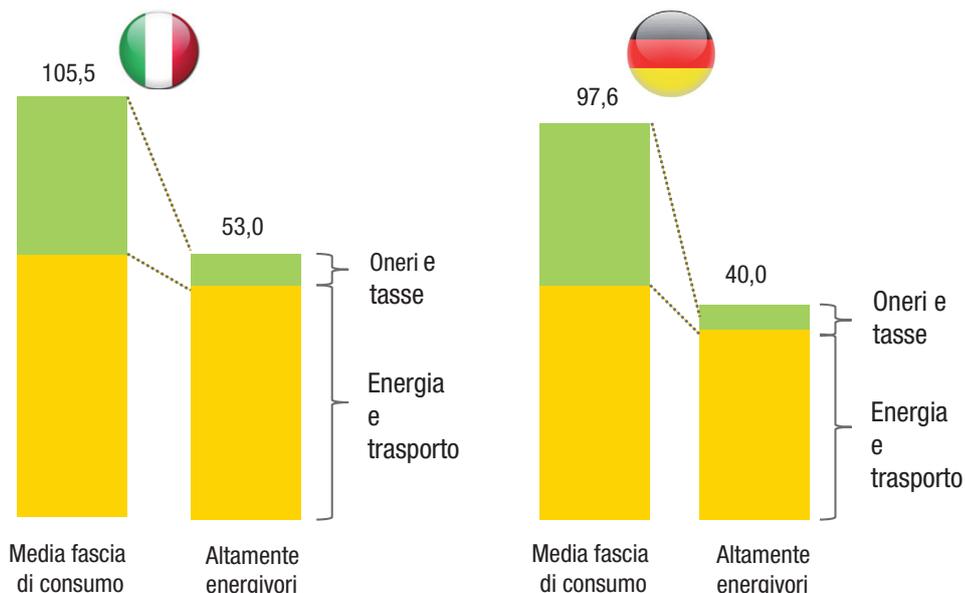
**Figura 92a - Impatto atteso dal Governo della riforma energivori per imprese con consumi 70-150GWh (€/MWh)**



Fonte: MISE

Secondo le previsioni del Governo la riforma determinerà importanti benefici sulla competitività delle imprese italiane come evidenziato nella figura seguente, fino ad un valore massimo pari a 1,5 Mld €.

**Figura 92b - Impatto atteso dal Governo della riforma energivori sulla competitività italiana (€/MWh)**



Fonte: MISE

### 3.4 - Evoluzione dei costi infrastrutturali nella rete elettrica

#### A. Investimenti per lo sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)

Come accennato al paragrafo 3.1, la piena integrazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili all'interno del Sistema Elettrico richiede, tra le altre azioni, investimenti sulla Rete di Trasmissione Nazionale, mirati a rafforzare la magliatura della rete, ridurre le congestioni e rimuovere i vincoli di rete. Tali interventi sono spesso sinergici rispetto alle esigenze di adeguatezza del sistema, garantendo benefici anche in termini di riduzione delle congestioni intra-zonali e di vincoli alla capacità produttiva.

La gestione in sicurezza del sistema elettrico impone che sia programmato anche un sufficiente margine di potenza reattiva disponibile, sia in immissione che in assorbimento. Infatti, in determinate situazioni, la copertura del fabbisogno di reattivo potrebbe non essere sufficientemente garantita dai soli generatori in servizio, in particolare in un contesto di progressivo aumento di rinnovabili (il fotovoltaico in particolare non è utilizzabile ai fini della regolazione della tensione) e contestuale riduzione delle macchine termiche in servizio. Inoltre, per sfruttare al meglio la capacità di trasmissione della rete esistente e per ottenere minori perdite di trasporto, è opportuno che la potenza reattiva sia prodotta il più possibile vicino ai centri di consumo. Ciò comporta l'esigenza di investimenti non solo funzionali a rinforzare la magliatura della RTN, ma anche tesi ad aumentare la disponibilità di risorse per la regolazione della tensione (reattanze e compensatori sincroni).

Il piano di sviluppo 2017 di Terna – che prevede investimenti pari a circa 7,8 miliardi di euro nei prossimi 10 anni - è stato elaborato in un'ottica prospettica sia di miglioramento della gestione delle rinnovabili non programmabili esistenti, sia di crescita delle stesse fino a 38 GW di solare e 19 GW di eolico (come da outlook previsionali di ENTSOE). Lo scenario SEN elettrico preso in considerazione nell'analisi si sviluppa nel periodo 2016-2030. Per la valutazione degli investimenti necessari per il potenziamento della RTN sono state prese in considerazione le seguenti voci:

- Investimenti previsti dal PdS2017: 7,8 miliardi di euro (dati TERNA)
- Interventi conclusi nel 2016: 1,1 miliardi di euro (dati TERNA)
- Piano di difesa del sistema elettrico 2017: 0,5-1 miliardi di euro (stima ENEL)
- Investimenti aggiuntivi rispetto al PdS2017: 2 miliardi di euro (stima RSE)

Gli investimenti aggiuntivi ulteriori al PdS di TERNA, identificati nello scenario SEN, rispondono alla necessità di potenziare la capacità di transito interzonale di circa 1000 MW su entrambe le sezioni interzonali:

- Centro Nord ↔ Centro Sud
- Nord ↔ Centro Nord

La stima degli investimenti aggiuntivi è stata calcolata da RSE a partire dai costi indicati nel documento TERNA: «Soluzioni tecniche convenzionali per la connessione alla RTN - rapporto sui costi medi degli impianti di rete» e applicati ai circa 1.000 MW di potenziamenti stimati. Il risultato dell'analisi è un investimento aggiuntivo di circa 2 miliardi di euro.

La sintesi degli investimenti richiesti nello scenario SEN è riportata in Tabella. Lo scenario SEN è posto a confronto con lo scenario BASE<sup>30</sup> che rappresenta lo scenario di riferimento del sistema energetico italiano.

<sup>18</sup> Lo scenario BASE è descritto nei dettagli nella pubblicazione RSE della serie Colloquia "Decarbonizzazione dell'economia italiana, scenari di sviluppo del sistema energetico nazionale", Ottobre 2017

**Tabella 73 - Investimenti cumulati nel periodo 2016-2030 richiesti per il potenziamento della RTN nello scenario SEN e BASE (valori in miliardi di euro)**

	<b>PRE RIFORMA</b>	<b>POST RIFORMA</b>
	<b>Scenario BASE (2016-2030)</b>	<b>Scenario SEN (2016-2030)</b>
TERNA: PdS2017	7,8	7,8
Interventi conclusi nel 2016	1,1	1,1
Piano di difesa 2017	0,5-1	0,5-1
Ulteriori rinforzi nello scenario SEN	-	2
<b>TOTALE</b>	<b>9,5-10</b>	<b>11,5-12</b>

Fonte: RSE

### **B. Investimenti per lo sviluppo della rete di distribuzione**

La presente sezione illustra le ipotesi adottate al fine di pervenire alla stima degli interventi connessi al raggiungimento degli obiettivi definiti nello scenario SEN, e la loro valorizzazione economica. Per alcune componenti, per le quali vi è una incertezza maggiore, viene fornito un intervallo di possibili valori.

Gli investimenti sulla rete di distribuzione, possono essere sia di natura “hardware” che “software” e sono stati suddivisi in:

- costruzione di nuove cabine primarie e secondarie con potenziamento delle cabine esistenti;
- realizzazione e rifacimento di linee in media tensione;
- realizzazione e potenziamento di linee di bassa tensione;
- ampliamento e miglioramento del sistema di telecontrollo, con progressiva integrazione delle risorse distribuite, e potenziamento dell’interfaccia con il sistema di gestione della rete di trasmissione. In questa voce rientrano anche gli interventi sui *sistemi di protezione* (selezione e isolamento del tronco guasto), destinati a migliorare la qualità della fornitura poiché riducono la durata delle disalimentazioni e il numero degli utenti coinvolti.

Per la stima degli investimenti negli scenari BASE e SEN si parte dall’analisi degli attuali investimenti (anno 2015). Parte degli interventi stimati per lo scenario SEN sono necessari già nello scenario BASE, che prevede comunque un incremento sia del carico elettrico sia della generazione distribuita rispetto ai valori del 2015.

I livelli attuali di investimento sono stati stimati sulla base di documenti e bilanci pubblici dei DSO. Poiché non sono disponibili informazioni di dettaglio per tutti i distributori, si è provveduto a estrapolare i dati a disposizione, considerando come base il numero di clienti serviti da ciascun operatore. La Tabella seguente dettaglia le voci con riferimento all’anno 2015.

**Tabella 74 - Stima degli investimenti complessivi al 2015 per le reti di distribuzione**

<b>Investimenti (milioni di euro)</b>	<b>2015 (stima)</b>
Cabine Primarie	115
Cabine Secondarie	270
Linee (Media + Bassa Tensione)	600
Misura	160
Telecontrollo	35
Altro (allacciamento utenti ecc.)	430
<b>TOTALE</b>	<b>1.395</b>

Fonte: RSE

Ipotizzando di mantenere costante nel tempo il livello di investimenti del 2015, il cumulato sull'orizzonte dei 15 anni (periodo 2016-2030) sarebbe pari a circa 21 miliardi di euro. A questa cifra va aggiunta la quota destinata alle manutenzioni, attorno ai 390 milioni di €/anno.

Al fine di stimare il delta di costo degli investimenti necessari negli scenari SEN e BASE rispetto alla proiezione tendenziale, si è pervenuti a una valorizzazione degli apparati/ sistemi *aggiuntivi*.

Per quanto riguarda i costi unitari, si sono considerati i seguenti valori (desunti da gare d'appalto pubbliche e rendicontazioni, quali i progetti della delibera 39/10 ):

- nuova cabina primaria: 2,5÷3 milioni di € ciascuna; potenziamento (cambio trasformatore, aggiunta stallo): 0.5÷1 milioni di €
- linea MT: 30-120 k€/km, in funzione della tecnologia (conduttore nudo in posa aerea, cavo interrato in zona ad elevata urbanizzazione)
- cabina secondaria: 40 k€ ciascuna.

Per quantificare il numero di questi interventi, nel periodo 2016-2030, è necessario analizzare negli scenari SEN e BASE la crescita della domanda e della generazione elettrica.

La domanda elettrica complessiva al 2030 negli scenari SEN (325 TWh) e BASE (335 TWh) è simile (differenza di 10 TWh pari al 3%). Ai fini dell'impatto sulla rete di distribuzione occorre considerare gli incrementi del picco di carico visto dalla rete di distribuzione. Questi incrementi possono essere considerati marginali rispetto al carico totale, ma non si esclude che localmente, ad esempio nelle aree urbane, essi possano determinare degli interventi di ristrutturazione della rete, che sono però difficilmente quantificabili.

Per quanto riguarda il lato generazione, sono state innanzi tutto assunte delle ipotesi di allocazione sui vari livelli di tensione della generazione aggiuntiva.

Si è ipotizzato per gli impianti basati sulla tecnologia del *solare a concentrazione* (CSP), taglie di decine di MW e, quindi, che siano connessi alla rete di Alta Tensione. Nello scenario SEN non si attendono, pertanto, costi aggiuntivi significativi rispetto allo scenario BASE.

Analogamente, date le caratteristiche di ventosità del territorio italiano, per l'*eolico* si suppone che il raddoppio della capacità installata avvenga tramite impianti allacciati prevalentemente alla rete di trasmissione e, in misura minore, alla rete di distribuzione come utenze attive pure; si suppone che la connessione in utenze *prosumer* BT sia presente ma residuale. Pertanto, nello scenario SEN si attendono impatti sostanzialmente limitati alla rete MT e assimilati a quelli considerati per il fotovoltaico, con differenziale di costi contenuto rispetto allo scenario BASE.

Si prevede invece che la produzione *solare* fotovoltaica (FV) avrà i maggiori impatti sulla rete di distribuzione, a causa delle minori dimensioni dei singoli impianti, del totale di potenza installata (di gran lunga superiore alle altre fonti e al carico) e della curva di produzione, il cui picco solitamente non corrisponde al picco di carico.

In base alla dimensione degli impianti, essi saranno collegati a diversi livelli di tensione (AT-MT-BT), con diversi impatti nella gestione del sistema elettrico; si sono pertanto stimati gli investimenti ai singoli livelli di tensione.

Nello scenario Policy SEN, la capacità installata di impianti FV in MT e AT è stata considerata pari a circa 27.6 GW (ossia +15,3 GW rispetto al cumulato all'anno 2015 e +13,7 GW rispetto allo scenario BASE). Tali impianti sono considerati sia come utenza attiva pura (impianti in AT e parte di quelli in MT), sia in autoconsumo (pari al 50%, dato più ot-

timistico rispetto alla quota media attuale). Per quanto visto ai precedenti paragrafi, per connettere tale FV aggiuntivo si ipotizza che i vincoli di tensione siano risolti tramite la regolazione avanzata e pertanto vadano considerate come vincolanti unicamente le taglie dei trasformatori in cabina primaria. Per installare la nuova potenza si è stimata una differenza pari a circa 170 *Cabine Primarie* aggiuntive o potenziate *SEN vs Base* (ossia 340 M€ in totale su tutto l'orizzonte).

Come impatto sulle *Cabine Secondarie*, oltre a un adeguamento più esteso delle CS esistenti (trasformatore, telecontrollo) si considera un incremento nel numero di nuove cabine, con rapporto 1:100 rispetto al numero di nuove CP (il rapporto medio è normalmente 1:250 ma si stanno considerando in prevalenza utenze MT attive). Per la voce CS, l'impatto del FV non BT si può pertanto stimare in circa +46 M€/anno rispetto al caso BASE (1.100 nuove CS/anno a 40k€/cad) e +110M€/anno per linee afferenti alle cabine primarie e secondarie.

Per i 24,3 GW totale ipotizzati a fine orizzonte di FV in BT (+17,6 GW rispetto a 2015 e +10,6 GW rispetto a scenario BASE), si osserva come l'installato sia pari a circa +700 MW/anno rispetto allo scenario BASE. Si ipotizza uno scenario 'ottimistico' in cui il nuovo fotovoltaico in BT sia quasi tutto composto da utenze 'prosumer' e vi sia buona coerenza spaziale-temporale tra FV e carichi (autoconsumo 50%, come discusso in precedenza). L'elettrificazione degli usi finali, soprattutto per il condizionamento, potrebbe consentire di incrementare la quota di energia autoconsumata ma non si può escludere che il profilo netto di assorbimento visto dalla rete non mantenga un picco serale particolarmente accentuato. La permanenza dello schema di scambio sul posto (SSP) potrebbe limitare la necessità di sistemi di accumulo lato utenza, considerati residuali.

La penetrazione di FV in BT richiede di rinforzare la rete (cabine secondarie, linee) ed ampliare il telecontrollo rispetto allo scenario BASE. Si perviene alla stima di +24M€/anno per le CS e +55M€/anno per linee; tale stima potrebbe aumentare in modo molto consistente qualora la percentuale effettiva di autoconsumo fosse minore, con un profilo 'netto' visto da rete con picchi elevati in entrambe le direzioni.

Per gli investimenti in *linee MT e BT*, si è considerata anche la realizzazione di trasversali per consentire contro-alimentazioni, e l'adeguamento di sezione delle linee esistenti - soprattutto in ambito urbano anche per far fronte all'incremento di carico. Rispetto allo scenario BASE, si ipotizza una differenza di +100 M€/anno per le CS aggiuntive nel caso ottimistico sopra descritto.

La sintesi degli investimenti cumulati richiesti, nel periodo 2016-2030, per le reti di distribuzione negli scenari BASE e SEN è riportata in Tabella. Per l'impatto degli investimenti sulla bolletta elettrica si rimanda al successivo paragrafo C.

**Tabella 75 - Investimenti cumulati nel periodo 2016-2030 richiesti per il potenziamento della RTN nello scenario SEN e BASE (valori in miliardi di euro)**

<b>Investimenti M€</b>	<b>BASE (2016-2030)</b>	<b>SEN (2016-2030)</b>
Cabine Primarie	2,55	3
Cabine Secondarie	4,2	5,25
Linee (MT + BT)	9,4	11,8
Telecontrollo	0,6	0,7
Altro (incluso metering)	8,	8,6
<b>TOTALE</b>	<b>8,25</b>	<b>29,4</b>

Fonte: RSE

### C. Impatto dei servizi di rete sulla bolletta elettrica

Il soggetto che regola i servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura) è l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA). Fra i suoi compiti c'è quello di definire un'equa remunerazione ai soggetti interessati per i servizi di rete offerti.

Ciò avviene mediante il criterio del costo riconosciuto, ovvero per ogni periodo regolatorio ARERA fissa il ricavo massimo concesso ai soggetti regolati, in modo da consentire la copertura dei costi, la remunerazione del capitale investito e un equo margine di guadagno.

In generale, il costo riconosciuto per i servizi di rete può essere scomposto in tre fattori: uno legato ai costi operativi, uno alla remunerazione del capitale investito e il terzo agli ammortamenti.

1. **Costi operativi:** la remunerazione riconosciuta per far fronte a tali costi tiene conto del costo del lavoro e degli approvvigionamenti di beni e servizi diversi dagli investimenti.
2. **Remunerazione del capitale investito:** con questa voce viene remunerato il costo del denaro investito per nuove infrastrutture di rete. Il capitale netto è remunerato ad un tasso di rendimento (WACC<sup>19</sup>) in linea con il mercato finanziario; in aggiunta al normale tasso di remunerazione, alcuni investimenti particolarmente strategici o innovativi possono godere di un rendimento maggiorato per un numero limitato di anni.
3. **Remunerazione degli ammortamenti:** Attraverso questa voce si remunera il costo effettivo delle nuove infrastrutture di rete. Attraverso l'ammortamento il costo dell'infrastruttura viene ripagato a rate spalmate su tutta la vita utile. Il costo di ammortamento riconosciuto è rivisto annualmente per effetto dei nuovi investimenti realizzati, delle dismissioni, della fine della vita utile degli asset, considerando l'aumento dei prezzi (dato Istat sul deflatore degli investimenti fissi lordi).

La remunerazione del costo riconosciuto a ciascun soggetto che fornisce il servizio di trasmissione, distribuzione e misura avviene mediante tariffe che dipendono da fattori specifici come quantità di energia trasportata, potenza impegnata, numero di punti di prelievo; l'ARERA fissa annualmente i valori di riferimento in base a previsioni e determina il valore complessivo di remunerazione per il responsabile della trasmissione e per ciascun ente della distribuzione. Tale remunerazione viene ribaltata sui costi sostenuti dagli utenti finali per mezzo di tariffe uniche a livello nazionale, determinate annualmente dall'Autorità e differenziate per trasmissione e distribuzione.

Con la delibera 654/2015/R/eel, l'Autorità ha definito la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023, con efficacia dall'1 gennaio 2016. La durata del periodo regolatorio è stata articolata in due sotto periodi, ciascuno di durata quadriennale (NPR1: 2016-2019 e NPR2: 2020-2023). Con riferimento all'NPR1, è prevista la definizione di schemi di regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi operativi e di schemi di regolazione del tipo *rate-of-return* per i costi di capitale (vedi box di approfondimento), in sostanziale continuità metodologica con i criteri adottati nel precedente periodo di regolazione. Relativamente all'NPR2, è prevista invece l'adozione, in via evolutiva, di un approccio in chiave di controllo complessivo della spesa (approccio c.d. totex).

Per la stima dell'evoluzione dei costi riconosciuti ai servizi di rete al 2030 negli scenari BASE e SEN è stata mantenuta la metodologia attuale (rate of return), senza passare al nuovo approccio totex. La prima metodologia, infatti, meglio si presta ad una stima semplificata, inoltre, non sarebbe plausibile che un differente approccio del controllo dei costi, possa portare ad uno stravolgimento sostanziale degli investimenti ritenuti necessari.

<sup>19</sup> WACC: Weighted Average Cost of Capital

Per avere un'idea dell'ammontare totale dei costi per il sistema, si riportano i costi riconosciuti per l'anno 2016<sup>20</sup>.

Il costo complessivo riconosciuto a TERNA per il servizio di trasmissione nel 2016 è pari a 1,6 miliardi di euro a cui si sommano 96 milioni di euro riconosciuti per il piano di difesa del sistema elettrico.

Sul lato distribuzione e misura i costi complessivi riconosciuti nel 2016 agli enti distributori sono circa 5,3 miliardi di euro. Di questi circa il 12% è a copertura del servizio di misura.

**Tabella 76 - Costi riconosciuti per il servizio di trasmissione nel 2016 [milioni di euro]**

	Anno 2016	
	Costo	Incidenza
Remunerazione del capitale	711	41%
Ammortamento	507	29%
Maggiore remunerazione del capitale	118	7%
Costo operativo riconosciuto	298	17%
Costi riconosciuti per il servizio di trasmissione	1.634	94%
Costi riconosciuti relativi al piano di difesa	96	6%
Costi totali riconosciuti	1731	100%

Fonte: ARERA

**Tabella 77 - Costi riconosciuti per il servizio di distribuzione nel 2016 [milioni di euro]**

	Anno 2016			
	Distribuzione		Misura	
	Costo	Incidenza	Costo	Incidenza
Remunerazione del capitale	1.229	26%	130	20%
Ammortamento	1.574	34%	361	56%
Costo operativo riconosciuto	1.877	40%	156	24%
Costi riconosciuti per il servizio di distribuzione e misura	4.681	100%	647	100%

Fonte: ARERA

Le tabelle seguenti sintetizzano le informazioni e i dati di partenza utilizzati per la stima del costo riconosciuto del servizio di trasmissione e distribuzione al 2030 negli scenari BASE e SEN.

<sup>20</sup> Relazione tecnica ARERA: Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016 - 2023 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (deliberazione 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL e deliberazione 4 febbraio 2016, 39/2016/R/EEL)

**Tabella 78 - Nuovo sistema tariffario 2016-2023 per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica**

<b>Nuovo sistema tariffario 2016-2023 per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica</b>	
Tasso di remunerazione base del capitale investito riconosciuto (WACC)	5,3% (valido per il periodo 2016-2018)
Incentivo extra RAB FS	1,5%
Capitale Investito Netto riconosciuto a fini regolatori (RAB 2016)	13800 milioni di euro, esclusi gli asset acquisiti da FS
Vita utile investimenti	45 anni
RAB FS	674 milioni di euro
Di cui extra incentivata per 12 anni (extra RAB FS)	149 milioni di euro

Fonte: RSE

**Tabella 79 - Nuovo sistema tariffario 2016-2023 per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica**

<b>Nuovo sistema tariffario 2016-2023 per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica</b>	
Tasso di remunerazione base del capitale investito riconosciuto (WACC)	5,6% (valido per il periodo 2016-2018)
Capitale Investito Netto riconosciuto a fini regolatori (RAB 2016)	24268 milioni di euro
Vita utile investimenti	35 anni

Fonte: RSE

Per la stima del costo riconosciuto del servizio di trasmissione e distribuzione al 2030 negli scenari BASE e SEN, inoltre, è stato necessario introdurre un'ipotesi per il valore futuro dei tassi di rendimento:

i tassi di rendimento (WACC) per la remunerazione del capitale dei servizi di trasmissione e distribuzione nel periodo 2018-2030 sono stati mantenuti uguali a quelli definiti per il periodo 2016-2018 ( $WACC_{TRAS} = 5,3\%$  e  $WACC_{DIST} = 5,6\%$ )

La sintesi dei costi riconosciuti per i servizi di rete, al 2030, negli scenari BASE e SEN richiesti e il loro impatto sul costo al consumatore finale è riportato nella Tabella seguente. Per confronto con la situazione attuale sono riportati anche i valori del 2016.

**Tabella 80 – Costo riconosciuto ai servizi di rete al 2030 e impatto sul kWh consumato**

	<b>COSTI DI RETE (T&amp;D) media su kWh consumato</b>		
	2016	2030 BASE	2030 SEN
Costi Trasmissione (Mld €)	1,7	2,0	2,1
Costi Distribuzione e misura (Mld €)	5,3	5,7	6,0
Consumi finali elettrici (TWh)	295,5	313,5	305
Oneri Trasmissione (c€/kWh)	0,59	0,64	0,69
Oneri Distribuzione (c€/kWh)	1,79	1,82	1,97

Fonte: RSE

### 3.5 - Evoluzione dei costi di gestione del sistema elettrico

I costi di gestione sono finalizzati al mantenimento della rete in condizioni di sicurezza, alla garanzia dell'adeguatezza in rapporto al fabbisogno e al dispacciamento dell'energia elettrica. Ad oggi le voci che compongono sono l'*uplift*, la mancata produzione eolica, il funzionamento di TERNA, le unità essenziali, il *capacity payment* e gli interrompibili.

Con particolare riferimento al tema dell'adeguatezza ed all'esigenza di rinnovare il parco di generazione coerentemente con le esigenze di progressiva decarbonizzazione si considera nelle valutazioni al 2030 il prossimo avvio del *capacity market*, un mercato a termine che potrebbe permettere la riduzione dei costi del mercato dell'energia, i costi del dispacciamento nonché i rischi di inadeguatezza. Il *capacity market* rappresenta uno strumento fondamentale per accompagnare la transizione energetica e rispondere alle problematiche di adeguatezza del sistema elettrico. Tale mercato, infatti, consente di fornire i corretti segnali di prezzo agli operatori per il mantenimento dei soli impianti esistenti più efficienti (favorendo gli impianti a minori emissioni di CO<sub>2</sub> ed escludendo progressivamente il carbone come previsto dalla SEN 2017) e per la realizzazione di capacità di generazione in grado di contribuire all'adeguatezza ed alla sicurezza del sistema, incluso il servizio di bilanciamento delle fonti rinnovabili non programmabili. Il *capacity market* permette di valorizzare il contributo di tutte le risorse che possono contribuire all'adeguatezza (incluse rinnovabili, storage, generazione distribuita e demand response), con priorità per la capacità caratterizzata da maggiore flessibilità e minore impatto ambientale (minore contributo alle emissioni di CO<sub>2</sub>)

#### A. Uplift

Il TSO TERNA, che sovrintende al controllo dell'intera rete di trasmissione in alta e altissima tensione, deve assicurare che l'esecuzione fisica degli scambi di energia fra produttori e consumatori avvenga nel rispetto di un funzionamento sicuro e stabile del sistema elettrico (in primis garantendo l'equilibrio istantaneo di generazione e consumo).

Al tal fine, in fase di programmazione dell'esercizio (cioè il giorno prima), TERNA si approvvigiona sul mercato dei servizi di dispacciamento, delle risorse da impiegarsi in tempo reale per garantire la sicurezza del sistema. Esse sono rese disponibili per lo più dagli impianti di produzione e sono utilizzate per servizi necessari per la risoluzione delle congestioni, la riserva di potenza generata e il mantenimento di un adeguato livello della tensione in ogni punto della rete.

In caso di particolare criticità, il gestore di rete può intervenire anche inviando un ordine di distacco a unità di consumo dichiarate interrompibili oppure a unità di generazione eolica. A copertura degli oneri di approvvigionamento delle risorse, TERNA calcola un corrispettivo unitario (*uplift*) da applicare sulla tariffa elettrica dei clienti finali. È stata inoltre istituita una procedura di distacco, analoga a quella dell'eolico, anche per il fotovoltaico, RIGEDI, che però non prevede alcun corrispettivo unitario.

Nella seguente analisi son si è tenuto conto della riforma per l'avvicinamento della gate closure del Mercato del Giorno Prima al quarto d'ora, della riforma del Dispacciamento elettrico prevista dalla delibera 393/2015, tra cui la riforma del mercato dei servizi di dispacciamento prevista dalla Delibera 300/2017, e della riforma della disciplina definitiva sugli sbilanciamenti prevista dalla Delibera 419/2017.

Per la stima al 2030 dell'*uplift* sono state considerate le seguenti quattro voci:

#### 1. RISOLUZIONE DEI VINCOLI DI TENSIONE

Nello scenario SEN 2030 la ridotta disponibilità di impianti termoelettrici in funzione richiede di affrontare la regolazione delle tensioni mediante dispositivi specifici (compensatori sincroni e FACTS), ossia operando direttamente sul reattivo. Nel contesto della valutazione si è ipotizzato che tali risorse continueranno ad essere gestite direttamente dal TSO.

Non si prevedono pertanto particolari aggravii sulla componente uplift, essendo tali installazioni già previste nei piani di Terna e già in corso.

## 2. RISOLUZIONE DELLE CONGESTIONI INTRAZONALI

La maggiore penetrazione delle FER potrebbe comportare una maggiore frequenza di necessità di intervento per le congestioni. Tale incremento sarà attenuato dagli interventi sulla rete già previsti da TERNA.

## 3. COSTO MOVIMENTAZIONI PER BILANCIAMENTO IN TEMPO REALE

Le fonti rinnovabili non programmabili determineranno un incremento del fabbisogno di tale servizio con un incremento atteso dei costi di bilanciamento. Insieme alle fonti rinnovabili programmabili, ai sistemi di storage, alla demand side response e alle altre risorse non tradizionali, queste porteranno il TSO ad utilizzare per il bilanciamento risorse geograficamente più distribuite ed in alcuni casi più costose rispetto a quelle attualmente impiegate (ad esempio prezzi negativi a scendere) dato che le FERNP sono caratterizzate da costi variabili molto contenuti rispetto alla generazione programmabile. Ciò potrebbe comportare un aumento del valore economico movimentato nel mercato di bilanciamento. L'impatto sull'uplift sarebbe, tuttavia, non rilevante in quanto tali oneri sono indicativamente coperti dai prezzi di sbilanciamento pagati dagli operatori responsabili degli stessi sbilanci.

## 4. MOVIMENTAZIONI PER LA PREDISPOSIZIONE DELLE DISPONIBILITÀ DI RISERVA

La stima delle movimentazioni al 2030 è stata effettuata con una simulazione in cascata dei mercati MGP e MSD ex-ante (limitatamente al reperimento delle risorse per la capacità di riserva) per l'anno 2030 valutando con un'apposita procedura i fabbisogni orari e zonal di riserva (secondaria e terziaria). Considerando la partecipazione delle FRNP ai servizi a scendere (vedi approfondimento nel paragrafo seguente) e la disponibilità di nuovi impianti di accumulo (5 GW al sud e nelle isole solo per lo scenario SEN), la simulazione mostra una ridotta necessità di incrementare la disponibilità di riserva attraverso modifiche dei programmi di produzione, sia nello scenario BASE, sia nello scenario SEN. È importante inoltre osservare come anche la partecipazione attiva della domanda (*demand response*), intesa come riserva pronta, possa contribuire ad un forte contenimento delle modifiche dei programmi di produzione. In altri termini gli interventi previsti per la mitigazione delle criticità si sono mostrati particolarmente efficaci. D'altro canto si deve considerare che la futura partecipazione delle FER-NP al mercato del dispacciamento potrebbe generare dei costi rispetto alla situazione attuale, dove la generazione convenzionale paga per ricomparsi la propria energia. Un mix con una più alta penetrazione delle FER, considerata la non programmabilità di tali fonti, potrebbe generare la necessità per Terna di avere a disposizione riserva rotante da fonte convenzionale con un aumento, ad esempio, di richieste per servizio di accensione. Tali effetti potranno essere temperati attraverso lo sviluppo di tutti gli interventi infrastrutturali previsti nella Strategia Energetica Nazionale e nel Piano di Sviluppo di Terna.

In Sintesi: considerando lo sviluppo di tutti gli investimenti previsti nel paragrafo precedente, si ipotizza al 2030 un ammontare della voce uplift in linea con i valori attuali, sia per lo scenario BASE sia per lo scenario SEN e, cautelativamente, si è considerato un valore pari al massimo storico (2,3 miliardi di € del 2016).

## **B. La partecipazione delle FRNP al mercato dei servizi di dispacciamento**

Il coinvolgimento di nuove risorse per la fornitura dei servizi di riserva, tradizionalmente forniti dai gruppi termoelettrici e dagli impianti idroelettrici a bacino/serbatoio e di pompaggio dispacciabili, è da tempo previsto o auspicato<sup>21</sup> e ha cominciato a vedere le prime sperimentazioni<sup>22</sup>. È ancora lungo e complesso, invece il percorso che potrà portare ad una diffusa partecipazione, anche in forma aggregata, delle FER, degli SdA e delle unità di consumo per la presenza di barriere tecnologiche, economiche e legate agli attuali meccanismi del mercato. Tra le barriere si possono considerare gli investimenti per i dispositivi o controlli sugli impianti più piccoli che possono incidere in misura sproporzionata rispetto al valore dell'effettivo servizio che potrebbero offrire. Per quanto riguarda il mercato è auspicata l'innovazione delle caratteristiche dei servizi e dei prodotti offerti tenendo conto anche delle peculiarità dei nuovi partecipanti ad MSD (ad esempio gradienti e durate diverse da quelli oggi presenti nel codice di rete del TSO e successivamente introduzione di nuovi servizi/prodotti) così come è auspicato un mercato del dispacciamento organizzato per tipologia di servizio che fornisca i segnali di prezzo per ciascuno di essi. Per quanto riguarda le FRNP, più in particolare, la partecipazione ai servizi di riserva a salire non è facilmente erogabile (a causa della dipendenza da fonte energetica non programmabile) se non attraverso l'accoppiamento di sistemi di accumulo o l'aggregazione combinata di Domanda e FRNP, creando modelli di dispacciamento VPP. Per la partecipazione alla riserva a scendere, invece, la principale barriera è economica ed è determinata sia dai costi variabili estremamente contenuti, tipica di queste produzioni, sia dall'eventuale presenza di tariffe incentivanti: entrambe, infatti, determinano scarsa convenienza a ridurre la produzione in quanto genererebbe una perdita dell'incentivo a fronte di risparmi trascurabili sui costi variabili, salvo che non si introducano prezzi negativi. Nell'attuale contesto di funzionamento dei mercati di dispacciamento, in mancanza di una remunerazione esplicita per i servizi a scendere, queste produzioni difficilmente troverebbero quindi un vantaggio economico nella partecipazione ai servizi di riserva e, di conseguenza, una convenienza ad investire sui propri impianti per renderli tecnologicamente adatti a fornire i servizi. Nel caso di impianti FER più piccoli (anche di tipo prosumer) e delle unità di consumo si considerano quali barriere l'accesso istantaneo (1 secondo su chain 2 dello smart meter 2G) all'informazione e gli investimenti per i dispositivi o sistemi di controllo che in assenza di segnali di prezzo in MSD possono incidere in misura rilevante rispetto al valore dell'effettivo servizio che potrebbero offrire.

È però evidente che, nello scenario SEN, la partecipazione degli impianti termoelettrici tradizionali alla produzione di energia elettrica al 2030 si riduce pesantemente mettendo definitivamente in crisi il "vecchio" paradigma che prevedeva in carico a questi la fornitura dei servizi. Diventa quindi necessario trovare le condizioni che possano stimolare la partecipazione ai mercati dei servizi da parte dei nuovi soggetti. Per le FRNP significa trovare regole di funzionamento che superino le barriere tecnologiche, economiche e di mercato descritte.

A tal proposito Terna ha avviato una prima fase di attuazione di progetti pilota, nell'ambito della delibera 300/2017/R/eel, finalizzati alla graduale apertura del MSD a nuove risorse (domanda, generazione distribuita e fonti rinnovabili non programmabili) - che rappresenta una ulteriore misura per accompagnare la piena integrazione delle FER - in un'ottica di neutralità tecnologica e al fine di ampliare le risorse su cui approvvigionare servizi di dispacciamento, garantendo al contempo la sicurezza del sistema elettrico. Come noto, infatti, un rapido aumento della produzione da fonte rinnovabile non programmabile, in concomitanza con una diminuzione della richiesta di energia elettrica, incide sulla sicurezza del sistema, nella misura in cui contribuisce a modificare il profilo di carico "residuo", ovvero del carico che deve essere soddisfatto dalle risorse programmabili. Ciò implica non solo la riduzione della stabilità del sistema, ma anche la riduzione di capacità regolanti di frequenza e di tensione, dal momento che entrambe tali caratteristiche risultano connesse alla presenza in servizio di unità di produzione tradizionali abilitate alla fornitura dei servizi di rete.

<sup>21</sup> Documenti di consultazione ARERA: DCO 354/2013, DCO 557/2013, DCO 298/2016

<sup>22</sup> Delibera ARERA: 300/2017/R/eel

Nel presente studio è stata scelta la soluzione più semplice e maggiormente legata alle dinamiche di mercato: consentire offerte di energia a scendere anche a prezzi negativi (ossia chiedendo di essere pagati per rinunciare a produrre l'energia venduta in MGP e MI) nella misura necessaria a recuperare eventuale incentivazione persa (dalla rinuncia alla produzione). In questo scenario, quindi si possono determinare i prezzi massimi delle offerte a scendere, ossia quelli meno onerosi per il sistema, a partire dagli eventuali costi variabili evitati a cui si sottrae la minima incentivazione necessaria per ciascuna fonte e tecnologia (calcolata come differenza tra il costo medio di produzione LCOE e il prezzo medio zonale percepito valutato grazie alla simulazione del mercato).

In tabella sono riportati gli intervalli dei valori per singola tecnologia, fonte e zona di mercato, I dati tecnico – economici delle tecnologie future sono tratti dalle valutazioni effettuate da Gruppo di Lavoro “Dati tecnologici” del Tavolo decarbonizzazione della Presidenza del Consiglio<sup>23</sup>.

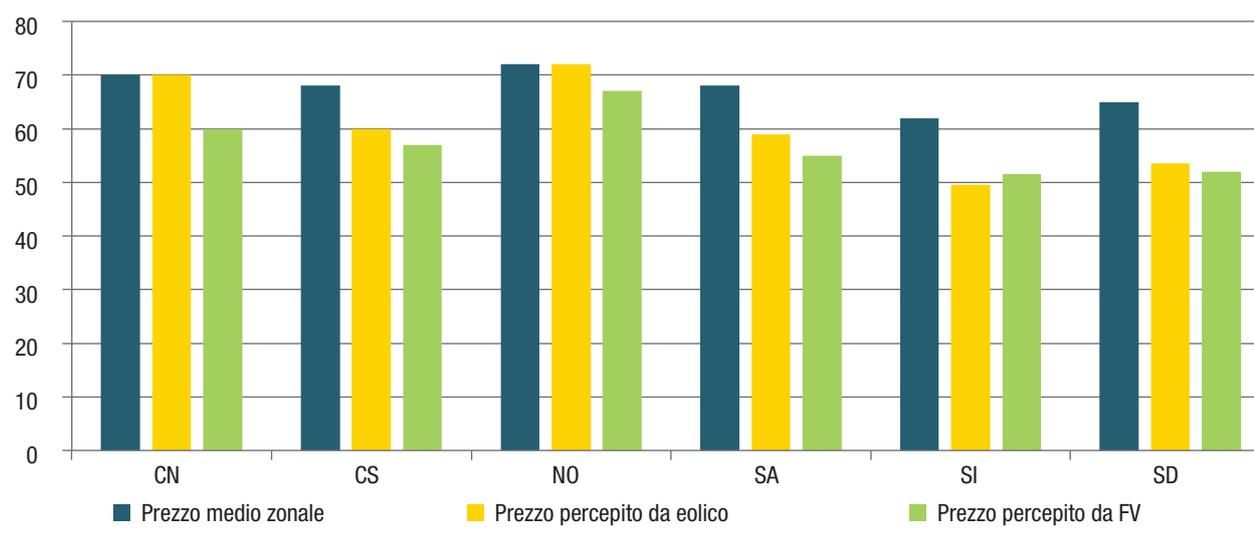
Nella Figura seguente si mostrano i prezzi medi zonal estratti dalla simulazione dello scenario SEN al 2030 a confronto con i prezzi medi pesati che invece vedrebbero le produzioni fotovoltaiche ed eoliche.

**Tabella 81 - Valori minimi e massimi dei prezzi di offerta a scendere per le diverse tipologie di impianti FER**

Valori in €/MWh	FV tetti	FV terra	Eolico onshore	Eolico offshore	Bioenergie	Geotermico*
LCOE 2030	61/84	44/53	57/78	81/106	60/180	115/173
Prezzo percepito 2030	60	60	56	64	68	68
Incentivo minimo necessario	1/24	0	1/22	17/42	0/112	18/25
Costi variabili	0	0	0	0	5/55	0
Prezzo massimo offerta a scendere	-1/-24	0	-1/-22	-17/-42	0/-57	-18/-25

\* Per il geotermico non sono stati utilizzati i dati del «Catalogo delle Tecnologie» ma stime degli operatori (Fonte Confindustria)  
Fonte: RSE

**Figura 93 - Prezzo medio zonale e prezzi visti da FV e eolico nello scenario SEN (€/MWh)**



Fonte: RSE

<sup>23</sup> Monografia ENEA, “Decarbonizzazione dell'economia italiana: Il Catalogo delle tecnologie energetiche”, 2017

Una volta definiti il contesto normativo di mercato e la metodologia per il *pricing* delle offerte occorre circoscrivere le potenzialità di partecipazione ai servizi delle FRNP alle riserve a scendere. Si evidenzia anche come attraverso la aggregazione di domanda e FERNP si possano fornire Servizi di regolazioni simmetrici (a salire e scendere) magari potenziati attraverso l'utilizzo dello storage.

Ai fini di questo studio, la partecipazione di risorse distribuite ai servizi di flessibilità si traduce nella possibilità da parte di una quota della generazione normalmente considerata "imposta" e non dispacciabile a variare il profilo della produzione a scendere per fornire servizi di riserva secondaria, terziaria pronta e terziaria di sostituzione. Le fonti di generazione considerate nello studio che potenzialmente potrebbero partecipare alla regolazione in MSD sono:

- Eolico;
- Fotovoltaico;
- Solare termodinamico;
- Idroelettrico fluente;
- Bioenergie;
- Geotermico.

La quota di produzione oraria disponibile al servizio a scendere è stata individuata a partire dai profili orari di produzione imposti, identificando per ciascuna fonte attraverso opportuni coefficienti di riduzione, un livello che può essere ragionevolmente soggetto a dispacciabilità, in grado di offrire una certa sicurezza del servizio in caso di attivazione da parte del gestore di rete<sup>24</sup>. Di seguito si riporta la metodologia seguita per individuare la quota di produzione da risorse distribuite in grado di partecipare ai servizi di regolazione. I coefficienti tengono conto di:

- **fattibilità** (non tutti gli impianti sono in grado di fornire il servizio),
- **incertezza** (incertezza di previsione, il servizio erogabile può essere minore di quello offerto),
- **affidabilità** (sconta una % delle risorse potrebbe non attuare l'ordine di dispacciamento).

Per il **coefficiente di fattibilità** è stato individuato un limite ideale sulla taglia degli impianti, anche in forma aggregata, sotto la quale si ritiene la risorsa difficilmente integrabile nel mercato dei servizi considerati (potrebbe invece partecipare al servizio di riserva primaria di frequenza). Per ciascuna fonte si è quindi ridotta la produzione oraria:

- **Eolico**: Riduzione modesta (coefficiente fattibilità pari all'80%). Si assume che gli impianti modellizzati al 2030 nello scenario SEN siano di taglia superiore ai 200 kW.
- **Fotovoltaico**: si considera un coefficiente riduttivo molto elevato (coefficiente fattibilità pari al 10%) per escludere il contributo degli impianti di taglia minore e per tenere conto degli elevati livelli di incentivazione delle produzioni esistenti rispetto ai costi variabili.
- **Solare termodinamico**: nessuna riduzione è applicata.
- **Idro fluente**: si considera un coefficiente riduttivo del 76% per escludere una quota di mini idro inferiore ai 200 kW. La percentuale è calcolata sui dati Terna relativi all'installato attuale e si assume che il rapporto fra mini idro e totale installato rimanga costante.

<sup>24</sup> Una maggior capacità di dispacciabilità e una maggiore sicurezza del servizio potrebbero essere garantite abbinando sistemi di accumulo alle FERNP sia ai piccoli che ai grandi impianti.

- **Bioenergie:** si considera un coefficiente riduttivo del 30%. La percentuale è determinata dalla stima che i piccoli impianti rappresentino circa il 20% del totale e dall'elevato livello di incentivazione della produzione.
- **Geotermico:** nessuna riduzione è stata applicata ma l'effettiva partecipazione di un impianto geotermico ad attività del MSD dovrà essere analizzata in funzione della disponibilità della risorsa, evitando di depauperare la vita del pozzo sottostante.

Il **coefficiente di incertezza** è legato all'errore di previsione di ciascuna fonte. Nell'ottica del TSO che necessita di una fornitura sicura di servizi, si ipotizza di decurtare al valore orario della produzione il massimo errore statistico di previsione, corrispondente ai 3. In questo modo si ha la probabilità del 99.7% che il valore individuato sia realmente disponibile per un servizio a scendere.

Per ciascuna fonte si adottano i valori caratteristici della letteratura o derivanti da elaborazioni RSE:

- **Eolico:** sia per on-shore che per off-shore si considera un errore medio corrispondente ai 3 pari al 27% della produzione; di conseguenza il coefficiente riduttivo risulta pari a 0.73.
- **Fotovoltaico:** si considera un errore medio corrispondente ai 3 pari al 30% della produzione; di conseguenza il coefficiente riduttivo risulta pari a 0.7.
- **Solare termodinamico:** si considera un errore medio corrispondente ai 3 pari al 30% della produzione; di conseguenza il coefficiente riduttivo risulta pari a 0.7.
- **Idro fluente:** si considera un errore medio corrispondente ai 3 pari al 10% della produzione; di conseguenza il coefficiente riduttivo risulta pari a 0.9.

Il **coefficiente di affidabilità** è legato alla fiducia che si ripone nella effettiva attuazione dell'ordine di dispacciamento. Includendo risorse diffuse sul territorio e il ruolo dei soggetti aggregatori, si può perdere in affidabilità del servizio, rispetto alla fornitura dagli impianti tradizionali, soprattutto in assenza di coordinamento tra DSO e TSO ai fini del dispacciamento. Pertanto questo coefficiente è stato cautelativamente impostato a 0.7 (ossia 30% di riduzione).

Il potenziale residuo da FRNP che si ottiene applicando la metodologia indicata allo scenario SEN 2017, arriva a coprire quasi tutta la relativa domanda di riserva scendere, anche applicando tutti i coefficienti riduttivi e non considerando la partecipazione della domanda o di altre generazioni distribuite non rinnovabili. In via prudenziale, tuttavia, si inserisce una ulteriore limitazione che mantiene il contributo delle FRNP entro il **50%** della domanda di riserva a scendere (per ciascuna ora e ciascuna zona e ciascuna tipologia).

### **C. Altre voci del dispacciamento**

Per le altre voci del dispacciamento (mancata produzione eolica, unità essenziali, funzionamento Terna e interrompibili) si assume come ipotesi conservativa che questi rimangano pressoché costanti al 2030 rispetto ai valori attuali, seppure siano attese evoluzioni normative su tali voci.

### **D. Capacity market**

Il Capacity Market porterà benefici sistemici nell'evitare potenziali extra oneri associati ad ulteriori chiusure di centrali con aumenti del PUN, riduzione della sicurezza del sistema e insufficiente capacità di back-up necessaria a coprire l'aleatorietà della produzione da FER. Secondo i valori di cap ad oggi indicati è ipotizzabile una spesa complessiva per

le prime aste fra 0,9 e 1,4 Mld €, indicati nella Decisione della Commissione Europea C(2018) 617 “*Aiuto di Stato SA.42011 (2017/N) — Italia — Meccanismo di regolazione della capacità*”. Per le valutazioni dello scenario SEN al 2030, al fianco di suddette ipotesi, si è proposta una stima cautelativa che porta il nuovo schema di capacity market a comportare al 2030 un costo di massimo 2 miliardi di € (rispetto ai 200 milioni di € dello schema esistente per l’anno 2016), per la necessità di nuovi gruppi a sostituzione anche di impianti che escono dal servizio. Tale cifra si ottiene, nello scenario SEN, tenendo conto anche degli accumuli aggiuntivi e del rimpiazzo delle centrali a carbone entro il 2025 e ipotizzando un premio massimo di 75 k€/MW per gli impianti (flessibili) nuovi e di 20 k€/MW per tutta la restante capacità necessaria fino alla copertura del picco. Allo stesso modo, nello scenario BASE, scontando la necessità di nuovi impianti a seguito del phase-out del carbone e i nuovi accumuli, si è proposta una stima pari al valore di circa 1,5 miliardi di euro. Da rilevare come tale misura permetterà una contrazione dei prezzi sui mercati spot dell’energia e sul mercato dei servizi di dispacciamento, nonché una riduzione dei costi attesi in termini di interruzioni del servizio per situazioni di inadeguatezza, con benefici e risparmi sul mercato largamente superiori al costo (lordo) della misura stessa, sopra quantificato.

### **E. Sintesi dei costi di gestione del sistema elettrico**

La sintesi dei costi riconosciuti per il corretto funzionamento, al 2030, negli scenari BASE e SEN richiesti e il loro impatto sul costo al consumatore finale è riportato in Tabella. Si ritiene importante sottolineare che i costi del mercato dell’energia e del dispacciamento potranno essere molto più elevati negli scenari ipotizzati in caso di mancata - o parziale - realizzazione degli interventi/misure previsti da Terna nel piano di sviluppo (e indicate nei paragrafi precedenti) per far fronte alla penetrazione delle FER e alla esigenza di adeguatezza, sicurezza ed efficienza del mercato.

**Tabella 82 – Costo riconosciuto al dispacciamento al 2030 e impatto sul kWh consumato**

<b>COSTI DI GESTIONE SISTEMA ELETTRICO</b>	<b>BASE</b>		<b>SEN</b>
	<b>2016</b>	<b>2030</b>	
Costi di dispacciamento (Mld €)			
di cui uplift (Mld €)	2,3		
di cui interrompibili (Mld €)	0,3		
di cui unità essenziali (Mld €)	0,7	2,3 - 3,3	2,3 - 3,3
di cui capacity payent (Mld €)	0,2		
di cui mancata produzione eolico (Mld €)	<0,1		
di cui funzionamento Terna (Mld €)	0,1	0,1	0,1
Capacity market(Mld €)*		0,9 - 1,5	1,4 - 2,0
Costi Totali di gestione (Mld €)	3,7	3,3 - 4,9	3,8 - 5,4
Consumi finali elettrici (TWh)	295,5	313,5	305
Oneri di gestione (c€/KWh)	1,25	1,05 - 1,56	1,25 - 1,77

\* Il minimo valore della stima del Capacity Market prende in considerazione le valutazioni inserite nella Decisione C(2018) 617 della Commissione Europea che ha approvato il meccanismo italiano di regolazione della capacità.

Fonte: RSE

### 3.6 - Sintesi degli impatti sulla bolletta media dei consumatori finali

Come descritto nei paragrafi precedenti l'aumento previsto nella Strategia Energetica Nazionale della generazione elettrica rinnovabile, per lo più non programmabile, se accompagnata da una sempre maggiore integrazione all'interno del sistema energetico tramite le azioni chiave precedentemente citate non produrrà eccessivi aumenti né degli oneri in bolletta.

Gli **incrementi del costo medio dell'energia elettrica al 2030** imputabili alle fonti rinnovabili risultano maggiormente pronunciati nell'ipotesi ove il prezzo dell'energia risulti moderato (circa 40€/MWh al 2030) e paragonabile ai valori del 2016 (differenziale scenario **Policy SEN** e **BASE nell'ipotesi 1** pari a **1,3 c€/kWh**), visto il minore ricorso ai contratti di lungo termine privati. Gli incrementi (differenziale scenario **Policy SEN – e BASE nell'ipotesi 2**) risulterebbero invece di **0,9 c€/kWh** in caso si avesse un'evoluzione crescente del prezzo dell'energia (circa 70 €/MWh al 2030).

**Tabella 83 - Stima della bolletta dell'energia elettrica al 2030 nello scenario BASE e SEN in funzione del PUN**

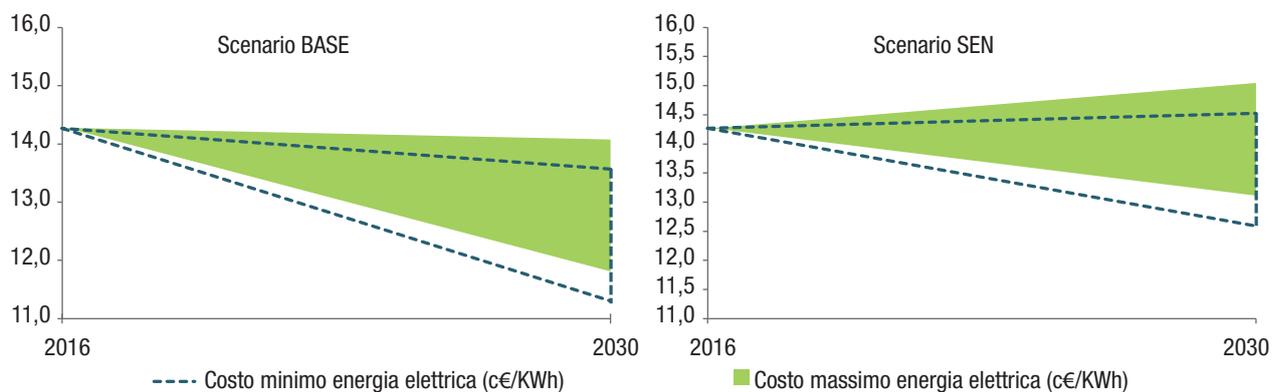
STIMA BOLLETTA ELETTRICA 2030	2016	2030			
		IPOTESI 1		IPOTESI 2	
		BASE	SEN	BASE	SEN
Costo energia (Mld €)	12,6	12,5	12,2	20,6	20
Costi di gestione (Mld €)	3,7	3,3- 4,9	3,8 – 5,4	3,3- 4,9	3,8 – 5,4
di cui costo di dispacciamento (Mld €)	3,7	2,4 – 3,4	2,4 – 3,4	2,4 – 3,4	2,4 – 3,4
di cui capacity Market (Mld €)		0,9 - 1,5	1,4 - 2,0	0,9 - 1,5	1,4 - 2,0
Commercializzazione e vendita (Mld €)	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Costi di rete T&D (Mld €)	7	7,7	8,1	7,7	8,1
Oneri di sistema (Mld €)	15	7,6	10	6,6	8,1
di cui componente A3 (Mld €)	14,4	7	9,4	6,2	7,6
Accise (Mld €)	2,4	2,9	2,9	2,9	2,9
Totale (Mld €)	42,2	36,5	39,5	43,6	45,4
Energia (TWh)	295,5	313,5	305	313,5	305
Costo medio energia elettrica (c€/kWh)	14,3	11,3 – 11,8	12,6 -13,1	13,6 – 14,1	14,5 – 15,0

Fonte: elaborazioni Confindustria

Confrontando i due scenari basati sulla SEN si nota come, in termini complessivi, la seconda ipotesi determinerebbe un montante superiore rispetto a quello derivante dalla prima ipotesi: **14,5-15,0 c€/kWh** anziché **12,6-13,1 c€/kWh** (full cost al netto dell'IVA). Il valore reale del costo dell'energia al 2030 risulterà pertanto all'interno del suddetto *range* di variabilità e si attesterà nell'intorno del **limite inferiore** in caso di **invariabilità** delle **condizioni al contorno** (prezzo gas naturale, prezzo CO<sub>2</sub>, ecc..) (Fig. 94).

In termini assoluti, la stima del costo dell'elettricità per il sistema paese al 2030 rimane nell'intorno del valore registrato nel 2016 (42,2 Mld €) sia negli scenari **BASE** (Ipotesi 1: **35,4 - 37,0 Mld €** - Ipotesi 2: **42,5 – 44,1 Mld €**) che negli scenari **Policy SEN** (Ipotesi 1: **38,4 – 40,0 Mld €** - Ipotesi 2: **44,3 – 45,9 Mld €**).

In particolare la **prima ipotesi** porta ad ottenere **valori inferiori** rispetto a quanto registrato nel **2016** (sia BASE che Policy SEN), mentre la **seconda ipotesi** ne determina valori **superiori** (sia BASE che Policy SEN). Allo stesso tempo la **differenza** tra scenario **BASE** e **Policy SEN** è ampiamente **superiore nella prima ipotesi** (3,0 Mld €) rispetto alla seconda (1,8 Mld €).

**Figura 94: Full cost of electricity in funzione del PUN, comparazione 2016-2030 (c€/kWh)**


Fonte: elaborazioni Confindustria

**Figura 95 - Full cost of electricity in funzione del PUN, comparazione 2016-2030 (Mld €)**


Fonte: elaborazioni Confindustria

Dal suddetto risultato si possono ottenere tre informazioni di sintesi:

1. Concentrando l'attenzione sulla prima ipotesi e considerando il fatto che è stata sviluppata modellizzando un PUN simile a quello registrato del 2016, si può affermare che **l'incremento delle fonti rinnovabili, a parità di spesa per la materia energia, non comporterà al 2030 un aumento del costo dell'elettricità in Italia.**
2. Concentrando l'attenzione sulla seconda ipotesi e considerando il fatto che è stata sviluppata modellizzando una discreta diffusione dei PPA, si può affermare che **i contratti di lungo termine potranno favorire l'incremento della quota rinnovabile garantendo un minore onere A3 sulle bollette elettriche al 2030.**

3. In caso di  **aumenti consistenti del prezzo gas e della CO2**, l'aumento della  **quota rinnovabile** porterà le **bollette medie italiane a non subire rialzi** rilevanti.

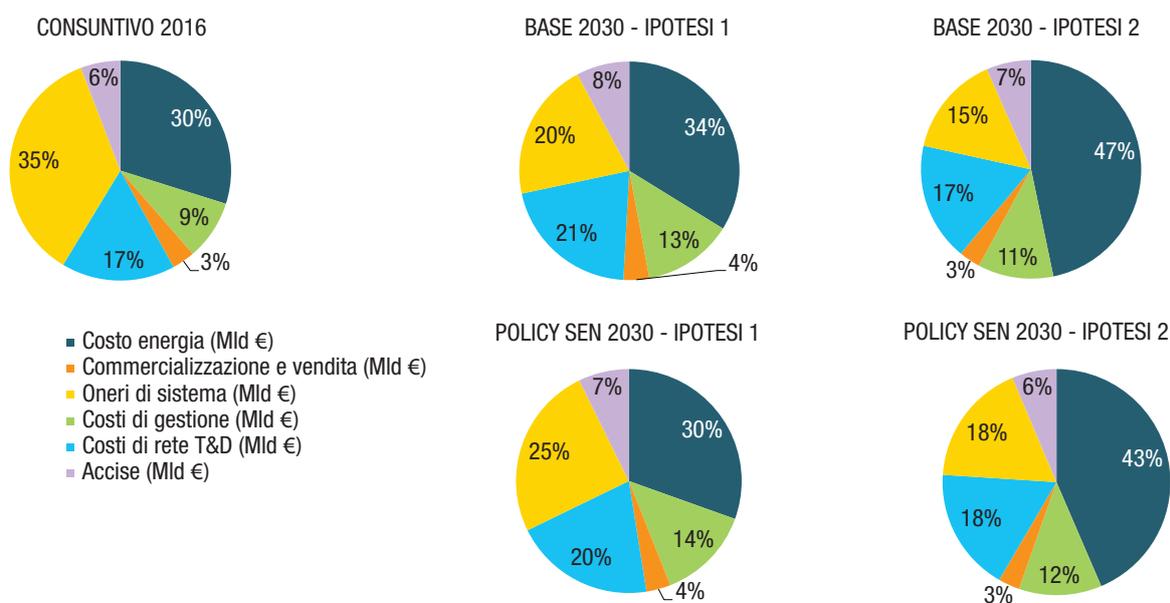
Risulta inoltre opportuno evidenziare come variano le  **composizioni percentuali della bolletta elettrica media al 2030** negli scenari BASE e SEN rispetto al 2016.

I  **costi di gestione** (9% nel 2016, 9-14% nella prima ipotesi o 8-12% nella seconda ipotesi al 2030) e ai  **costi di rete** (17% del 2016, 20-22% nella prima ipotesi al 2030 o 17-18% nella seconda ipotesi al 2030) si potrebbero mantenere ad un livello simile a quello attuale.

Allo stesso tempo si ha una  **diminuzione della percentuale destinata agli oneri di sistema** (35% nel 2016, 20-26% nella prima ipotesi o 15-18% nella seconda ipotesi al 2030).

Il  **costo della materia prima energia** potrebbe invece mantenersi ad un livello simile all'attuale (30% nel 2016, 30-35% al 2030 nella prima ipotesi) o arrivare a rappresentare quasi la metà della bolletta elettrica (43-45% scenario SEN-Ipotesi 2 o 47-48% nello scenario BASE-Ipotesi 2).

Figura 96 - Composizione della bolletta elettrica media negli scenari considerati in funzione del PUN (%)



Fonte: elaborazioni Confindustria

### 3.7 - Potenziali effetti sul tessuto manifatturiero

Come evidenziato nei capitoli precedenti, le scelte di decarbonizzazione assunte dall'Europa durante l'accordo internazionale di Parigi (COP 21) si tradurranno in un aumento dell'energia ottenuta da fonti rinnovabili. Rispetto a quanto previsto nel 2014 dal Consiglio Europeo (+27% a livello europeo), la recente negoziazione relativa alla modifica della Direttiva per lo Sviluppo delle Fonti Rinnovabili ha determinato un nuovo target al 2030 (+32% a livello europeo). Rendere l'Europa leader nel campo delle Fonti Rinnovabili è infatti una delle 10 priorità del Presidente della Commissione J.C. Juncker e in Italia si apriranno importanti opportunità, visto l'ingente quantitativo di impianti che arriveranno al termine della vita utile e i nuovi investimenti da sviluppare per superare le prossime ambiziose sfide ambientali.

È importante ricordare la necessità di una visione integrata nel contesto delle politiche climatiche e energetiche europee, basate sul trilemma sicurezza, competitività e compatibilità ambientale. Nell'ultimo decennio hanno avuto una forte spinta le azioni sulle fonti rinnovabili e efficienza energetica per i target 20-20-20. Ciò da un lato ha contribuito a decarbonizzare la nostra economia e dall'altro a renderla più indipendente dagli approvvigionamenti esteri aumentandone il livello di sicurezza. Come dimostrato da studi di settore<sup>25</sup>, negli ultimi anni la competitività è però stata spesso trascurata rispetto alla dimensione della sostenibilità ambientale, allontanando ulteriormente l'Europa dall'obiettivo di produrre il 20% del PIL attraverso il settore manifatturiero. Appare quindi fondamentale andare oltre l'attuale impostazione, collegando in maniera sistematica prospettive energetiche ed ambientali al fine di ridurre le emissioni climalteranti secondo un percorso di sviluppo industriale sostenibile.

L'obiettivo dell'analisi di impatto sul tessuto manifatturiero è teso a comprendere gli effetti delle nuove policy sulle bollette delle imprese italiane e verificare quindi la **compatibilità** fra le diverse Policy europee. In particolare sono considerate le interrelazioni fra gli **obiettivi di crescita industriale del Paese** (raggiungimento del 20% del PIL dalla manifattura ex *Industrial Compact*) e gli **obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili** nel sistema energetico, in base ai costi di integrazione risultanti dai capitoli precedenti. Tale valutazione è stata sviluppata confrontando il valore attuale della bolletta dell'energia elettrica sostenuto dai consumatori industriali, con le sue possibili evoluzioni future in relazione allo sviluppo e all'integrazione delle fonti rinnovabili.

Per l'allocazione degli oneri incrementali legati allo sviluppo delle fonti rinnovabili e la valutazione comparativa del posizionamento industriale nel periodo 2018-2030, sono state prese a riferimento le fasce di consumo utilizzate in sede Eurostat per la comparazione delle bollette elettriche fra i soggetti domestici e non domestici.

Le suddette fasce di consumatori sono state quindi assimilate alle usuali classificazioni di utenza, basate nel caso industriale sul numero di addetti, per semplificare la lettura del documento e renderle coerenti con la nomenclatura ufficiale.

Nel presente documento, per la **differenziazione** delle **utenze civili** è stata presa a riferimento la classificazione utilizzata dall'**ARERA** nell'Analisi di impatto regolatorio della riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica del 2016:

- I soggetti con consumi elettrici annui minori di 1.000 KWh sono denominati "**CASA VACANZE**";
- I soggetti con consumi elettrici annui compresi fra 1.000 KWh e 2.500 KWh sono denominati "**NUCLEO BICOMPONENTE RESIDENTE**";
- I soggetti con consumi elettrici annui compresi fra 2.500 KWh e 5.000 KWh sono denominati "**NUCLEO FAMILIARE RESIDENTE**";
- I soggetti con consumi elettrici annui compresi fra 5.000 KWh e 15.000 KWh sono denominati "**ABITAZIONE DI RESIDENZA AD ALTA EFFICIENZA**";
- I soggetti con consumi elettrici annui superiori a 15.000 KWh sono denominati "**FAMIGLIA ENERGIVORA**".

Per la **differenziazione** delle **utenze industriali** non domestiche è stata presa a riferimento l'assimilazione proposta dal **Ministero dello Sviluppo Economico** nella consultazione per la Strategia Energetica Nazionale del 2017:

- I soggetti con consumi elettrici annui minori di 20 MWh sono denominati "**MICRO IMPRESA**" e assimilati alle aziende aventi fino a 9 addetti;

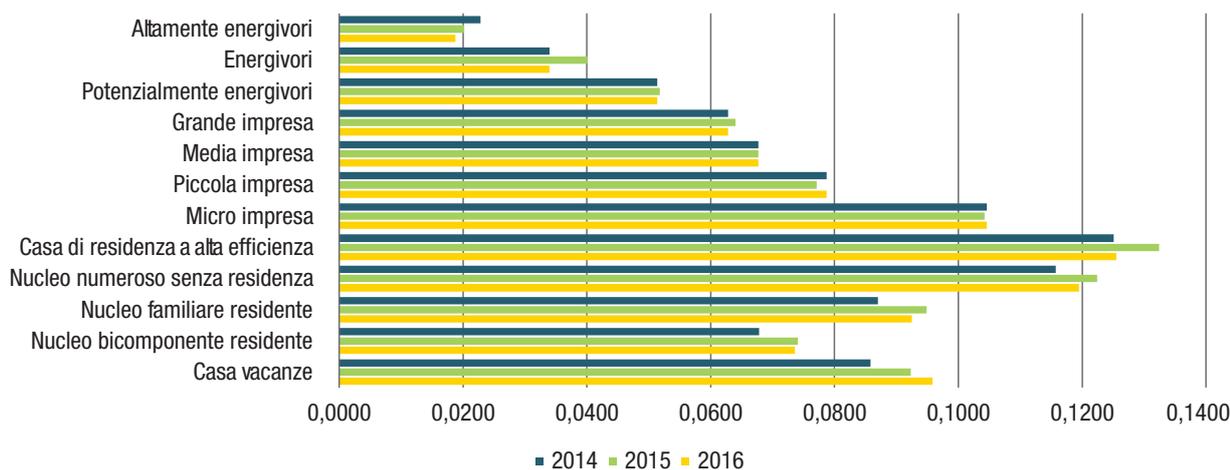
<sup>25</sup> Frontier Economics – *Lessons learnt from the current energy and climate framework 2013*

- I soggetti con consumi elettrici annui compresi fra 20 MWh e 500 MWh sono denominati “**PICCOLA IMRESA**” e assimilati alle aziende aventi da 9 a 50 addetti;
- I soggetti con consumi elettrici annui compresi fra 500 MWh e 2.000 MWh sono denominati “**MEDIA IMRESA**” e assimilati alle aziende aventi da 50 a 250 addetti;
- I soggetti con consumi elettrici annui compresi fra 2.000 MWh e 20.000 MWh sono denominati “**GRANDE IMRESA**” e assimilati alle aziende aventi più di 250 addetti;
- I soggetti con consumi elettrici annui compresi fra 20.000 MWh e 70.000 MWh sono chiamati “**POTENZIALMENTE ENERGIVORI**”;
- I soggetti con consumi elettrici annui compresi fra 70.000 MWh e 150.000 MWh sono chiamati “**ENERGIVORI**”;
- I soggetti con consumi elettrici annui superiori a 150.000 MWh sono chiamati “**ALTAMENTE ENERGIVORI**”.

La nomenclatura dei cluster individuati per i consumatori domestici e non domestici hanno carattere puramente esemplificativo e sono finalizzati a facilitare la comprensione dell'analisi. Ai termini di legge la definizione di energivori potrebbe riferirsi a tutte imprese con consumi superiori a 1 GWh/anno, nel caso rispettino gli indici definiti dal Ministero dello Sviluppo Economico, e non solo all'intervallo considerato. Per un maggiore dettaglio riguardo gli andamenti delle bollette dell'energia elettrica al 2030 si rimanda alla suddivisione per fasce di consumo.

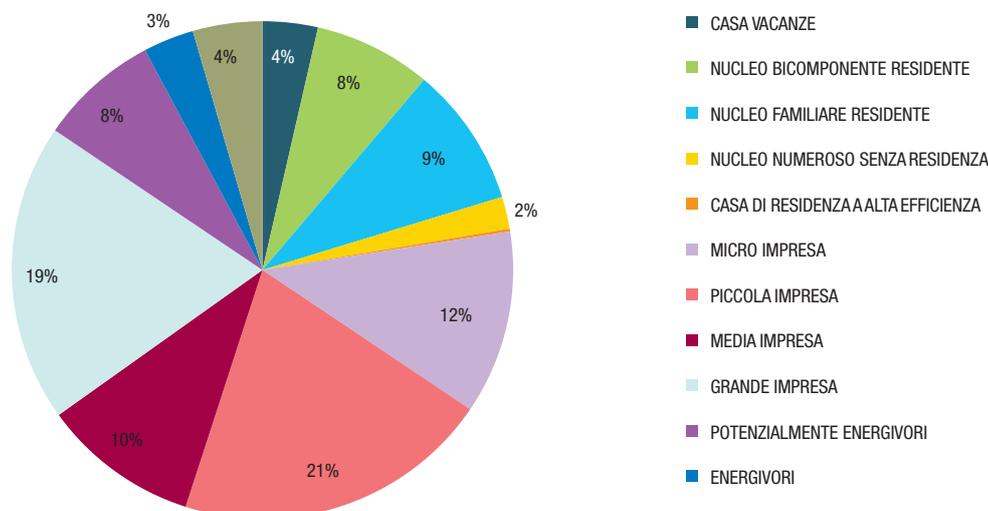
Sono state prese a riferimento l'informazioni relative all'ultimo triennio disponibile, ovvero gli anni 2014, 2015, 2016. L'allocatione degli oneri e tasse in valore unitario (€/KWh) segue una distribuzione per classe d'utenza che richiede il maggior contributo a famiglie con elevati consumi, nuclei familiari allargati e micro imprese.

Figura 97 - Distribuzione oneri e tasse in Italia 2014 - 2015 - 2016 (€/KWh)



Fonte: EUROSTAT

Per comprendere quanto effettivamente le diverse tipologie di consumatori contribuiscono a sostenere le policy sulla sostenibilità si devono considerare i consumi per classi di utenza. Come si nota nel grafico seguente la maggioranza dei consumi elettrici è sviluppata dalle imprese (77%).

**Figura 98 - Distribuzione consumi per classi di utenza (%)**


Fonte: EUROSTAT

In funzione dell'allocatione degli oneri parafiscali e dei consumi per classe di utenza del periodo 2014-2016 è stato possibile allocare i nuovi oneri derivanti dagli obiettivi climatici (calcolati nei paragrafi precedenti) per il periodo 2018-2030 e comprendere i possibili andamenti delle future bollette dei consumatori civili e industriali in funzione delle policy adottate.

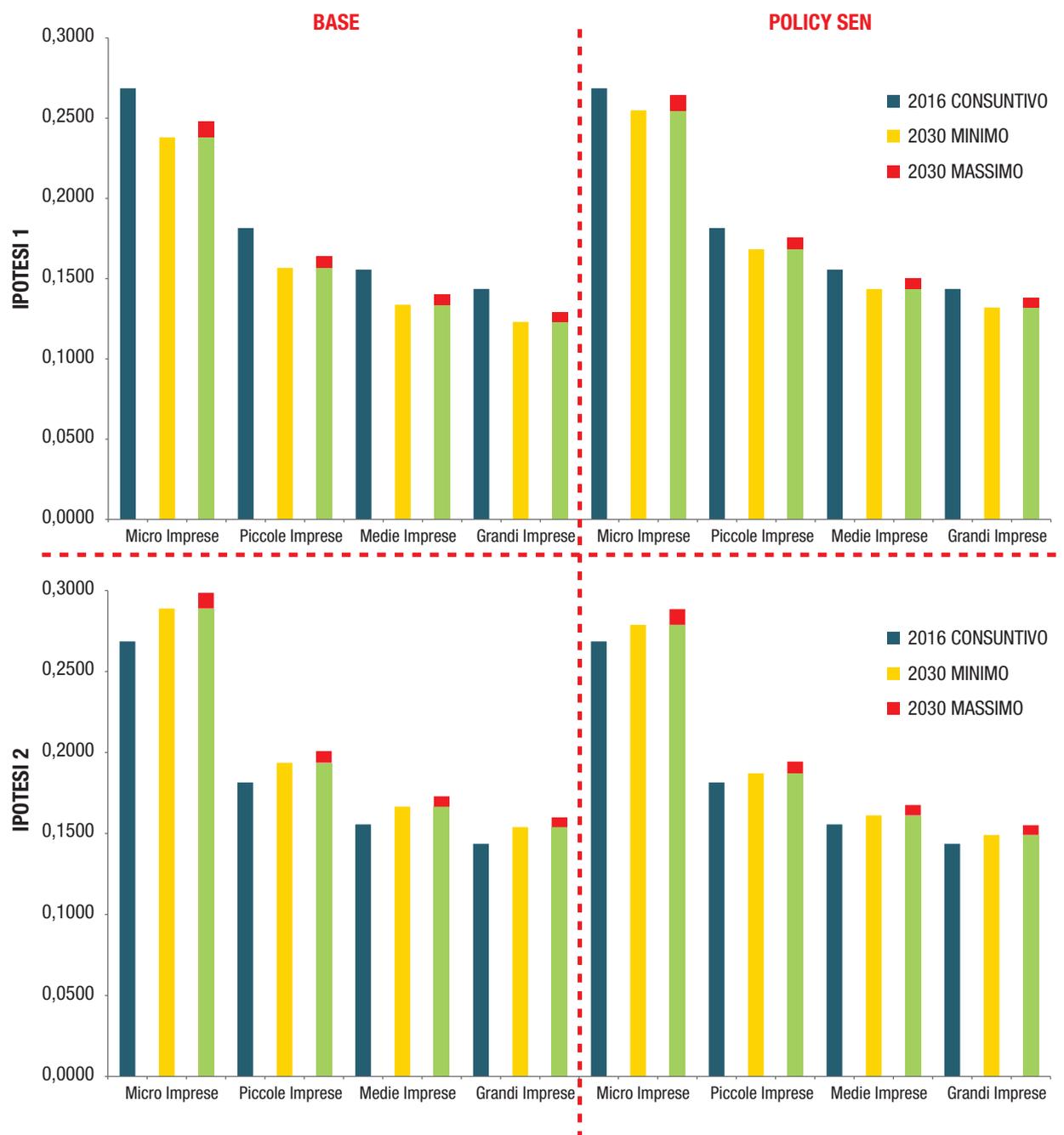
Seguendo l'impostazione modellistica dei capitoli precedenti, lo scenario SEN è stato valutato secondo due possibili ipotesi di base, in funzione dell'andamento della materia prima energia: lo Scenario Policy SEN nell'ipotesi 1 considera un mercato dell'energia dal prezzo costante nel periodo di riferimento (PUN 2030 pari a 40 €/MWh), mentre lo Scenario Policy SEN nell'ipotesi 2 considera un mercato dell'energia dal prezzo crescente nel periodo di riferimento (PUN 2030 pari a 70 €/MWh).

Partendo dalle bollette 2016 e applicando da un lato le nuove forme di agevolazione previste in Italia per i soggetti energivori (in vigore dal 2018), con la conseguente riallocazione degli oneri attraverso la componente  $A_E$ , e dall'altro gli oneri derivanti dallo sviluppo delle fonti rinnovabili nei due scenari Policy SEN (Ipotesi 1 e Ipotesi 2) e i costi di sistema di cui al paragrafo precedente, sono state esplicitate le bollette dell'energia elettrica per le imprese al 2030, rispetto alla naturale prosecuzione delle policy attuali (Scenario BASE).

L'analisi è stata sviluppata evidenziando la differenza fra i valori di minimo e massimo stimati per le bollette in relazione all'evoluzione dei costi di gestione del sistema, come avvenuto nel paragrafo precedente.

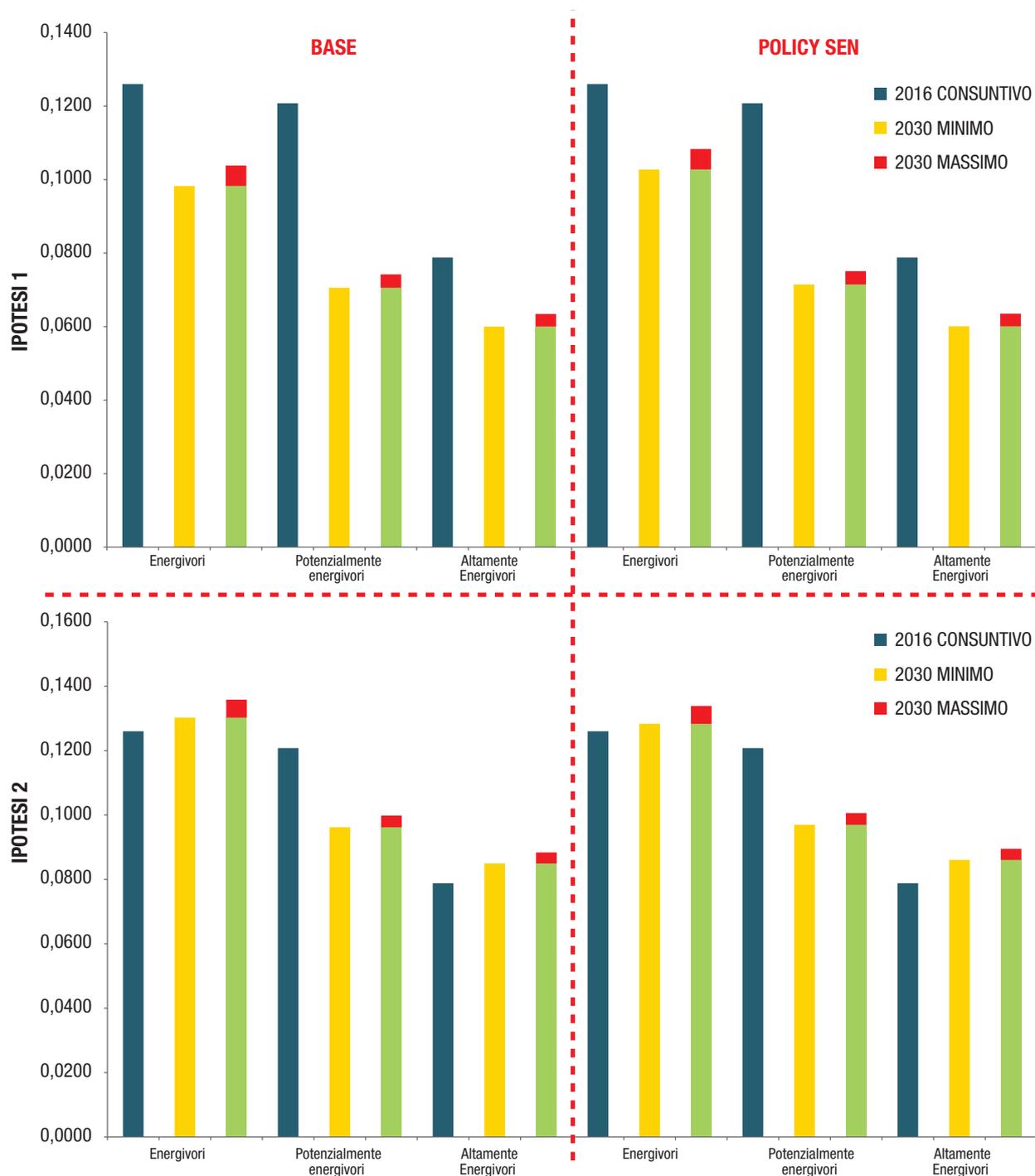
L'andamento delle bollette nella prima ipotesi risulta discendente per tutte le classi di consumo, mentre nella seconda ipotesi alcune classi di consumo presentano un aumento, seguendo l'andamento ipotizzato del prezzo della materia prima energia. In particolare per le imprese non energivore il suddetto aumento è maggiore nello scenario Base rispetto allo scenario Policy SEN, ciò evidenzia il fatto che nel periodo 2018-2030 le politiche relative allo sviluppo delle fonti rinnovabili influiranno in maniera minore sulle bollette dei consumatori industriali rispetto a quanto potrà fare il prezzo della *commodity*.

Figura 99a - Evoluzione bollette energia elettrica clienti non energivori ex Policy SEN e BASE nelle due ipotesi secondo le classi di consumo (€/KWh)



Fonte: elaborazioni Confindustria

**Figura 99b - Evoluzione bollette energia elettrica clienti energivori ex Policy SEN e BASE nelle due ipotesi secondo le classi di consumo (€/KWh)**

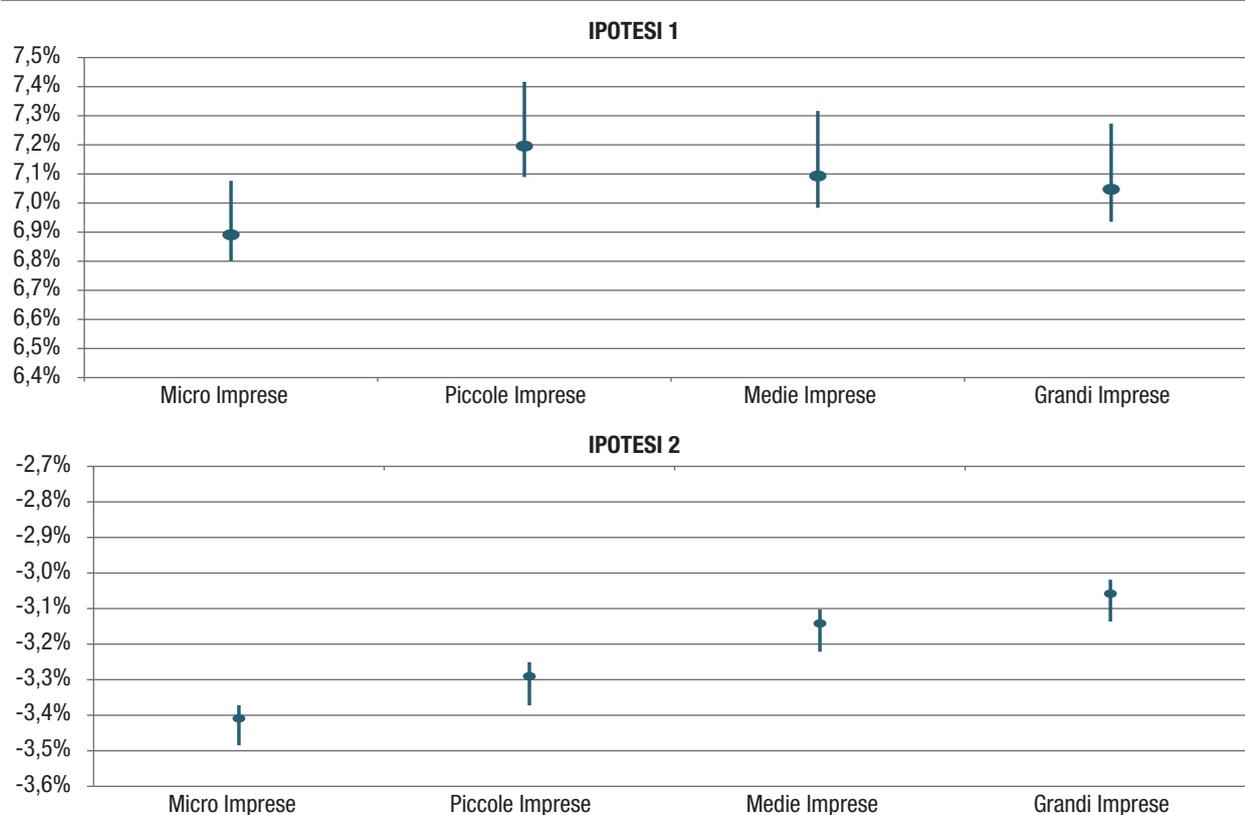


Fonte: elaborazioni Confindustria

Nella prima ipotesi la diminuzione delle bollette negli scenari BASE risulta leggermente più marcata per tutte le classi di consumo rispetto a quanto avviene nello scenario di Policy SEN. Come evidenziato in precedenza, le **bollette** dei soggetti industriali nella **seconda ipotesi**, potrebbero superare al 2030 i livelli riscontrati nel 2016. **Ciò non è legato allo sviluppo delle nuove fonti rinnovabili, bensì alla crescita ipotizzata del costo della materia prima energia** (ipotesi di aumento del PUN fino a 70 €/MWh al 2030).

Prendendo a riferimento le bollette dei **consumatori non domestici e non energivori** e **confrontando lo scenario SEN con lo scenario BASE**, si possono osservare gli incrementi imputabili allo sviluppo delle rinnovabili nella figura seguente, in un range minimo-massimo.

Figura 100a - Variazione bollette imprese non energivore tra Policy SEN e BASE al 2030 nelle due ipotesi (%)

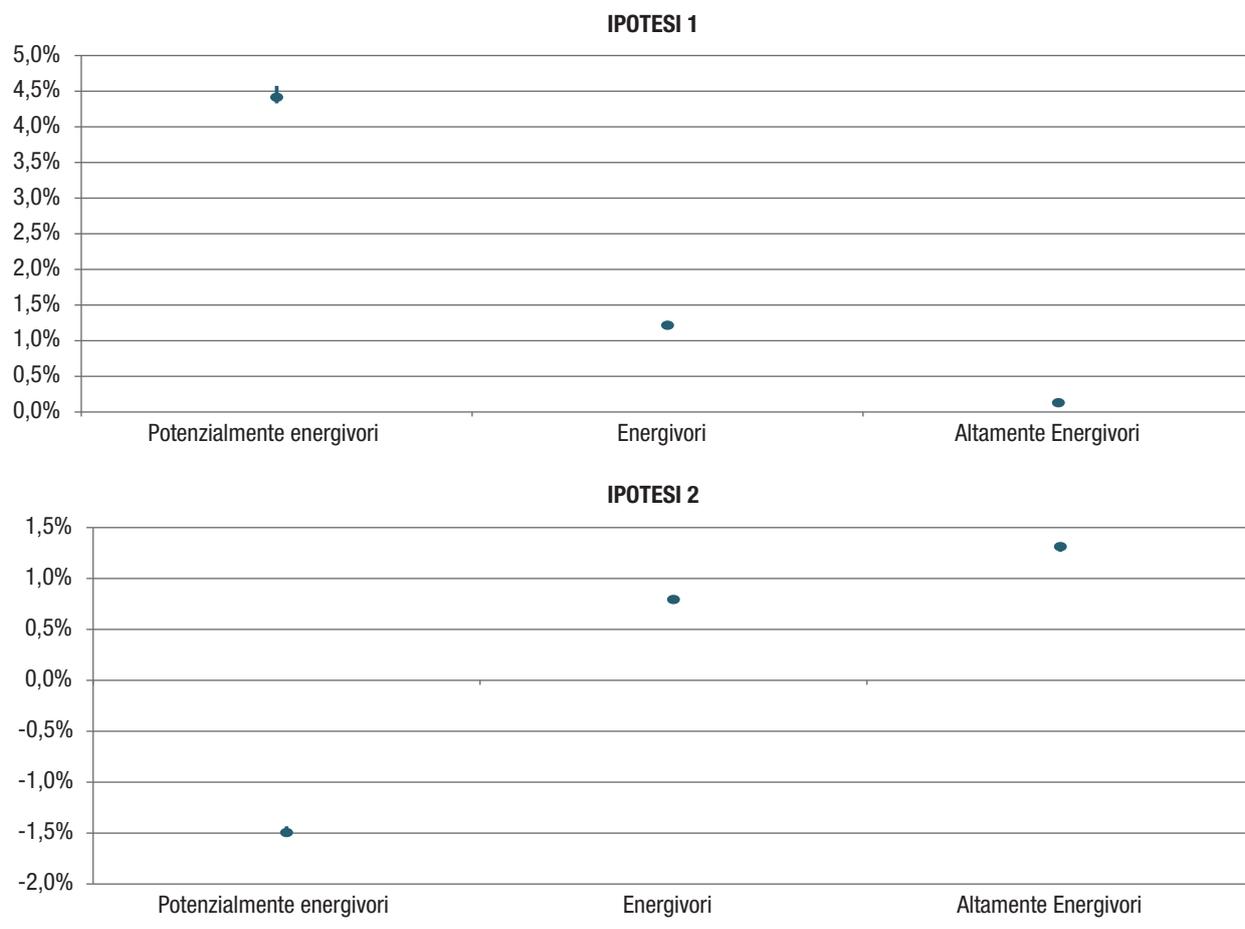


Fonte: elaborazioni Confindustria

Al 2030 il differenziale fra lo scenario SEN e BASE, imputabile direttamente allo sviluppo delle rinnovabili, delle bollette dei consumatori non energivori risulta pari a circa il 7 % nella prima ipotesi (prezzo costante dell'energia) e può raggiungere il -3,5% nella seconda ipotesi (prezzo crescente dell'energia). Ciò denota il fatto che le politiche di aumento delle energie rinnovabili al 2030, previste dalla Strategia Energetica Nazionale, potrebbero attenuare gli aumenti delle bollette dei consumatori industriali in caso di crescita del prezzo del gas naturale e delle quotazioni della CO<sub>2</sub>.

I soggetti energivori, grazie alle agevolazioni previste a partire dal 2018, risultano in parte sterilizzati dalle policy riguardo un nuovo sviluppo delle fonti rinnovabili e, pertanto, il differenziale fra lo scenario SEN e BASE risulta estremamente limitato in entrambe le ipotesi.

Figura 100b - Variazione bollette imprese energivore tra Policy SEN e BASE al 2030 nelle due ipotesi (%)



Fonte: elaborazioni Confindustria

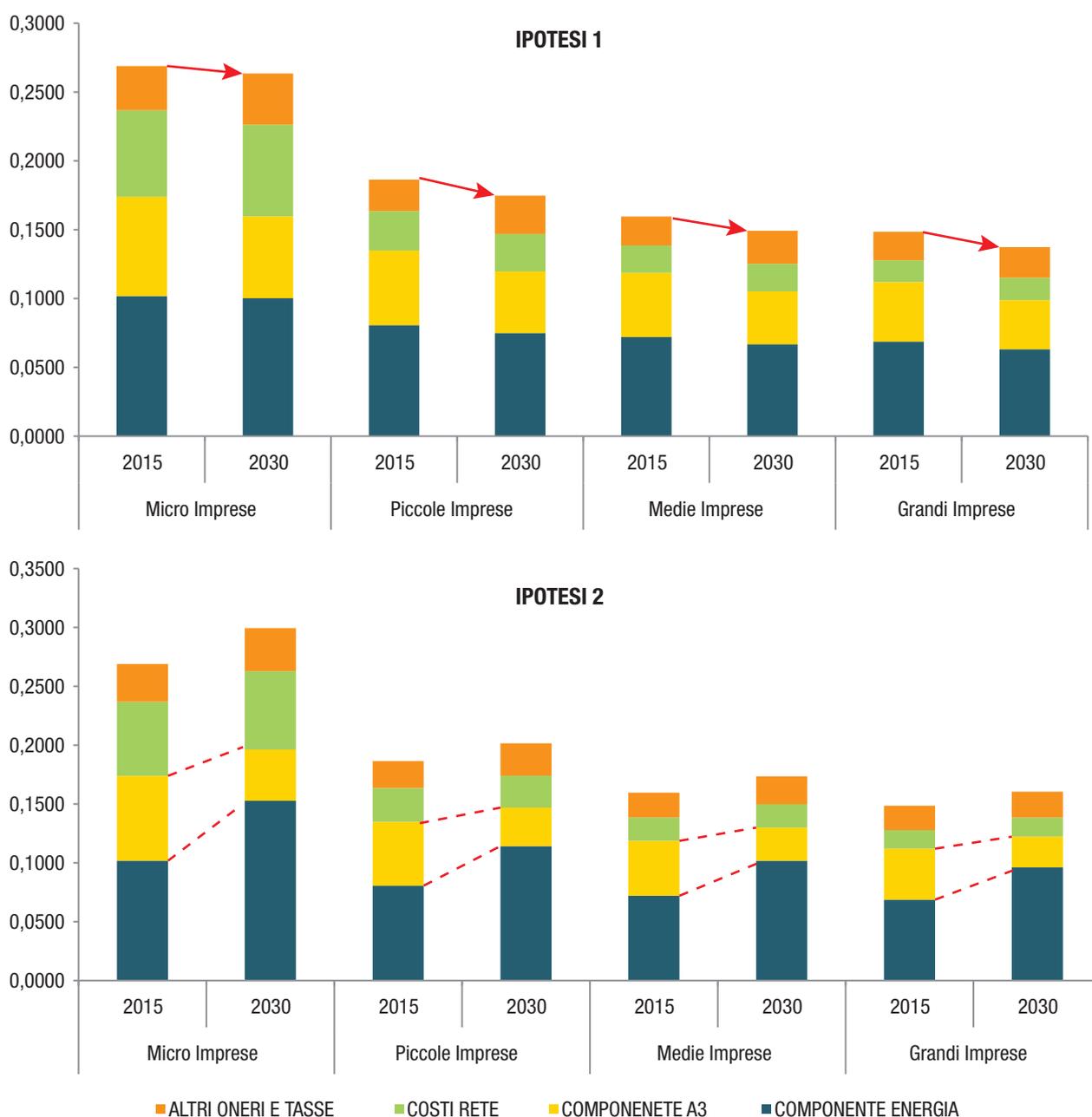
Osservando nel dettaglio lo **scenario Policy SEN**, si possono analizzare gli andamenti delle singole **componenti delle bollette elettriche** nelle due ipotesi considerate, al fine di comprendere gli effetti delle policy sulle rinnovabili. Seguendo la disaggregazione Eurostat, con la sola esplicitazione della componente legata al sostegno delle rinnovabili elettriche, la bolletta è stata semplificata come segue:

- **Componente Energia:** rappresenta la spesa per la materia energia in cui confluiscono il prezzo dell'energia, il costo del dispacciamento, la perequazione PPE e la commercializzazione e vendita.
- **Costi rete:** rappresenta la spesa per il trasporto, la distribuzione e la gestione del contatore.
- **Componente A3:** rappresenta la componente per il sostegno dell'energia elettrica  $A_{SOS}$ , rientrante all'interno degli oneri generali di sistema.
- **Altri oneri e tasse:** rappresenta le imposte, i rimanenti oneri di sistema (componente  $A_{RIM}$ ) e la spesa derivante dal *capacity market*.

Prendendo a riferimento un valore intermedio nel range minimo-massimo considerato, si nota chiaramente come la diminuzione degli oneri legati allo sviluppo delle fonti rinnovabili potrebbe avere un effetto positivo che riduce le bollette

dei soggetti industriali sia energivori che non energivori. Tale effetto sarebbe amplificato nel caso in cui il valore della componente materia prima energia al 2030 risultasse nell'intorno del livello raggiunto nel 2016 (prima ipotesi).

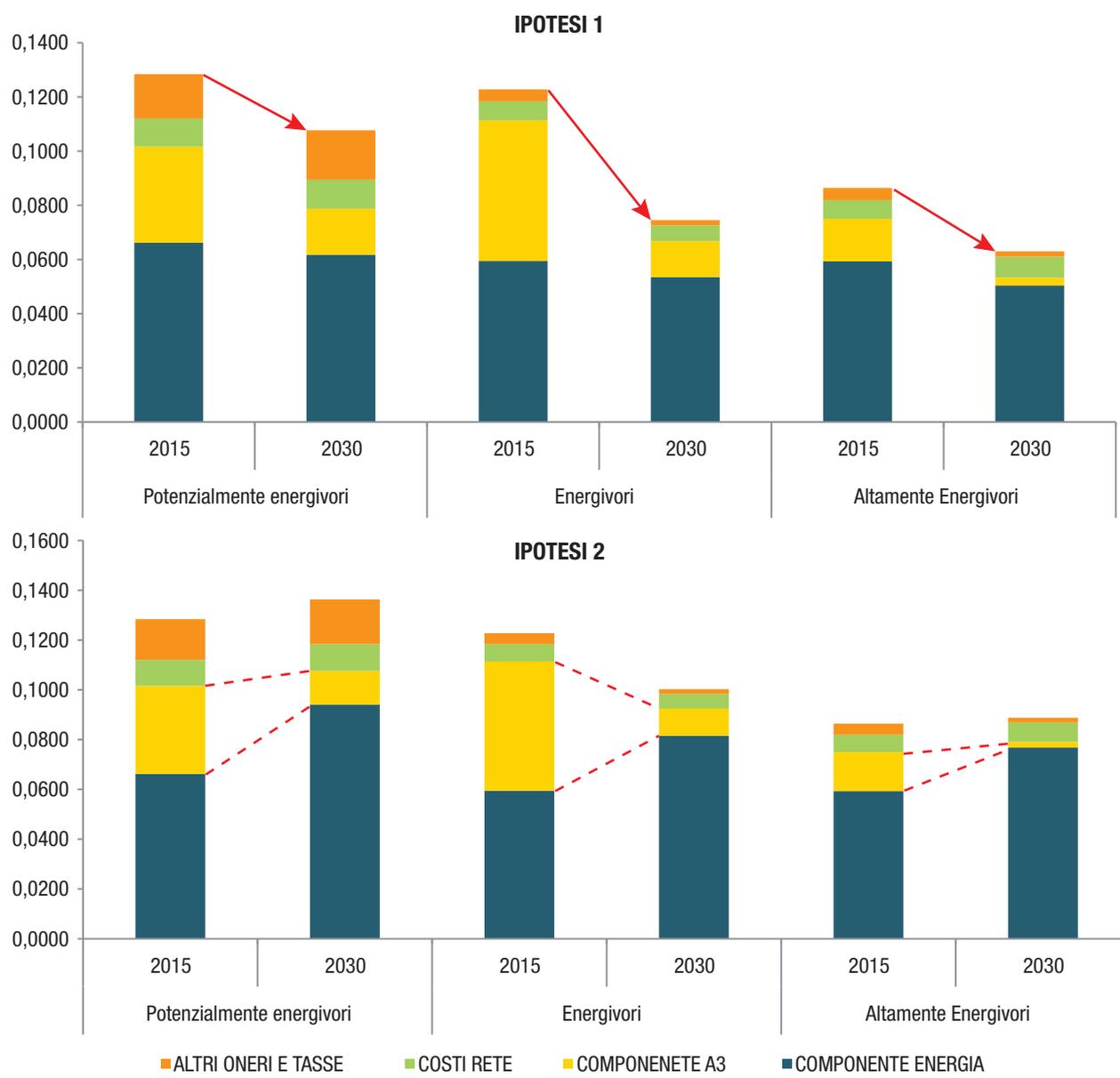
Figura 101a - Componenti bollette imprese non energivore scenario Policy SEN nelle due ipotesi (€/KWh)



Fonte: elaborazioni Confindustria

Nel caso si verificasse al contrario un aumento del prezzo sul mercato dell'energia (seconda ipotesi), la diminuzione degli oneri parafiscali legati allo sviluppo delle rinnovabili permetterà di evitare eccessivi aumenti delle bollette rispetto al valore di riferimento 2015.

Figura 101b: Componenti bollette imprese energivore scenario Policy SEN nelle due ipotesi (€/KWh)

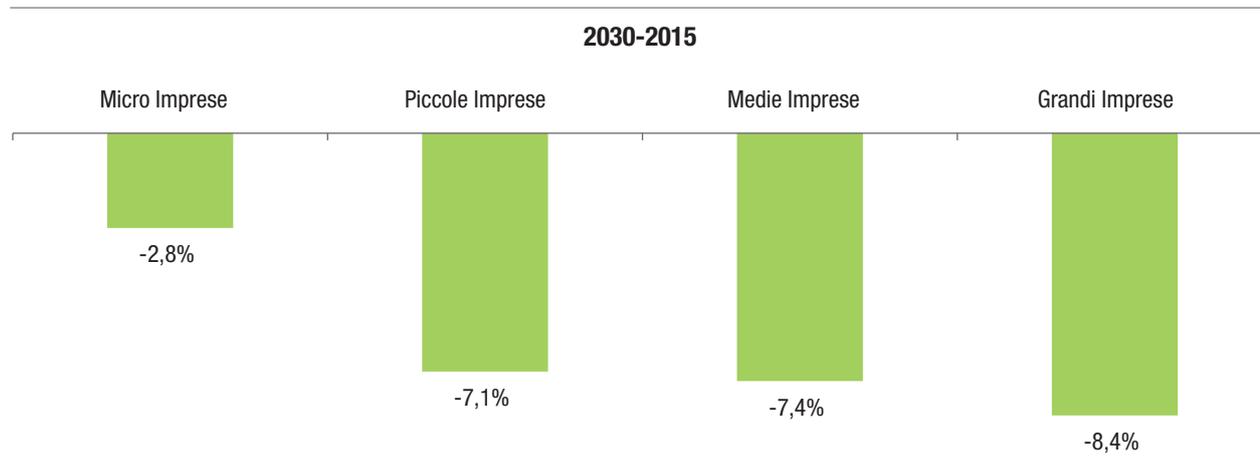


Fonte: elaborazioni Confindustria

In conclusione si può quindi affermare che uno sviluppo delle **nuove fonti rinnovabili** nel rispetto degli obiettivi climatici al **2030**, **non comporterà di per se stesso aumenti delle bollette elettriche dei soggetti industriali rispetto ai valori attuali.**

Per osservare gli effetti delle nuove policy sul tessuto manifatturiero, a parità di condizioni, si può prendere a riferimento la **prima ipotesi** dello **scenario SEN**, ove si prevede una riduzione della bolletta energetica dei soggetti **non energivori** al 2030 rispetto al 2015 fra il 2,8% e l'8,4%.

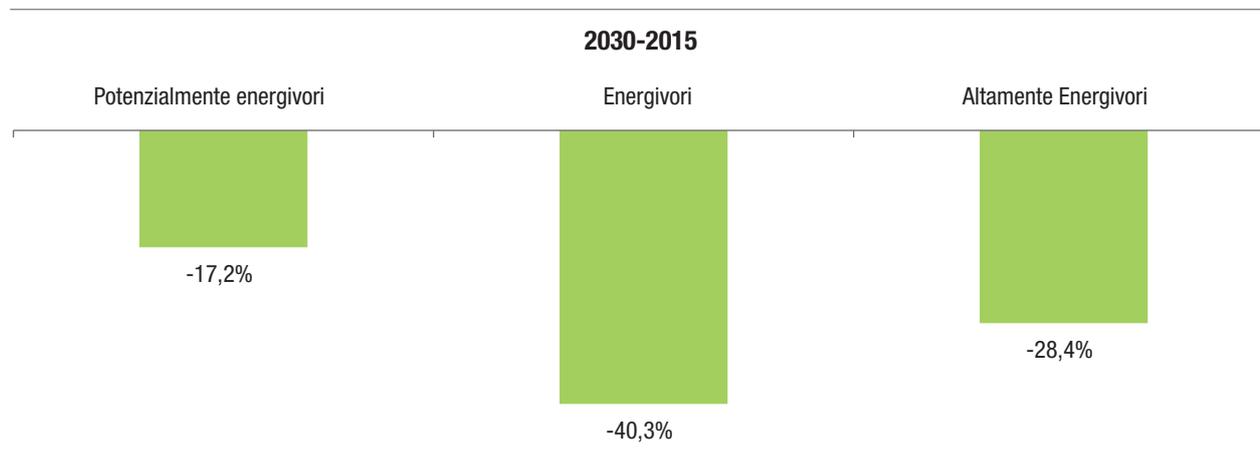
Figura 102a - Variazione al 2030 rispetto al 2015 bollette imprese non energivore - Policy SEN Ipotesi 1 (€/KWh)



Fonte: elaborazioni Confindustria

Nella stessa ipotesi, i **soggetti energivori**, grazie alla misura di cui sopra, potrebbero essere interessati da una **diminuzione delle bollette elettriche** lungo tutto il periodo di riferimento, fino ad un massimo oltre il **40% al 2030**.

Figura 102b: Variazione al 2030 rispetto al 2015 bollette imprese energivore - Policy SEN Ipotesi 1 (€/KWh)



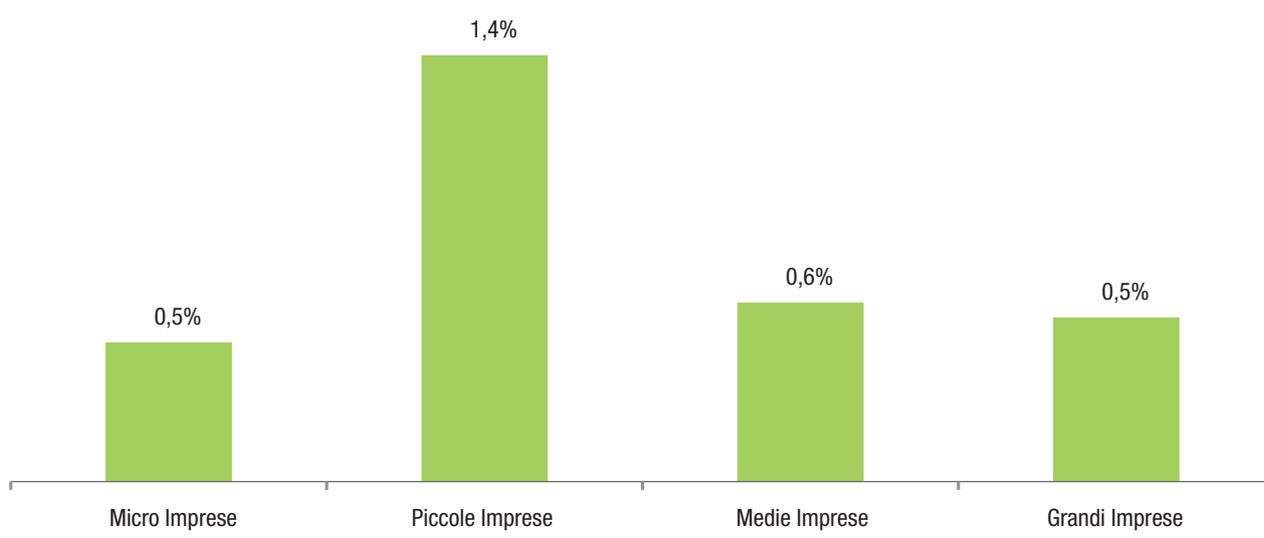
Fonte: elaborazioni Confindustria

I risparmi in bolletta potranno comportare vantaggi competitivi per le imprese, liberando risorse destinabili a nuovi investimenti, aumenti dimensionali e riduzione del prezzo del prodotto finito. Il fattore moltiplicativo dei benefici complessivi a fronte dei risparmi in bolletta risulta però differenziato a seconda che l'impresa sia energivora o non energivora.

Le imprese non energivore risultano infatti limitatamente interessate dalla dinamica di prezzo dell'energia elettrica, poiché tale voce di costo incide in maniera limitata sul valore della produzione. A titolo di esempio:

- la prevista riduzione del 2,8% al 2030 (rispetto al 2015) della bolletta elettrica di una micro impresa non energivora (consumo 20 MWh/anno) porterebbe, a parità di condizioni, un aumento dei margini operativi lordi solo del 0,5% nello stesso periodo.
- La prevista riduzione del 7,1% al 2030 (rispetto al 2015) della bolletta elettrica di una piccola impresa non energivora (consumo 300 MWh/anno) porterebbe, a parità di condizioni, un aumento dei margini operativi lordi solo del 1,4% nello stesso periodo.
- La prevista riduzione del 7,4% al 2030 (rispetto al 2015) della bolletta elettrica di una media impresa non energivora (consumo 1 GWh/anno) porterebbe, a parità di condizioni, un aumento dei margini operativi lordi solo dell'0,6% nello stesso periodo.
- La prevista riduzione dell'8,4% al 2030 (rispetto al 2015) della bolletta elettrica di una grande impresa non energivora (consumo 10 GWh/anno) porterebbe, a parità di condizioni, un aumento dei margini operativi lordi solo dell'0,5% nello stesso periodo.

**Figura 103a - Aumento margini 2030 rispetto al 2015 imprese non energivore - Policy SEN Ipotesi 1 (%)**



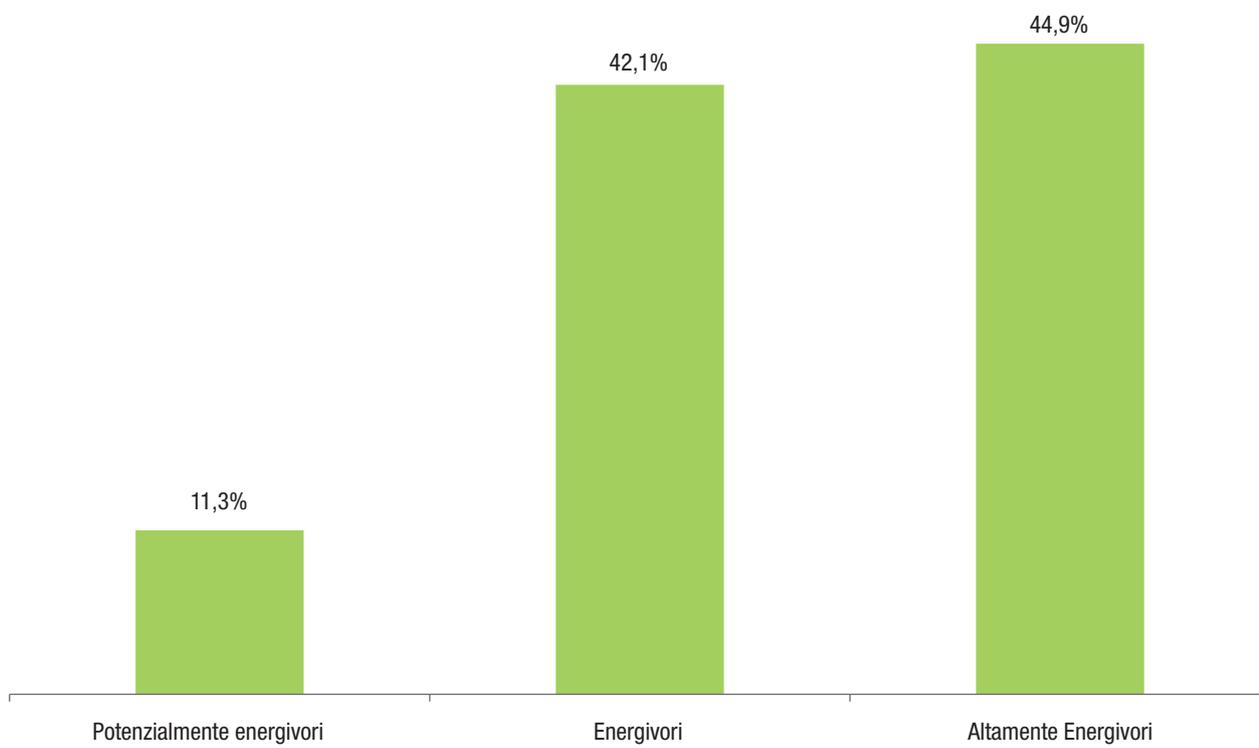
Fonte: elaborazioni Confindustria

L'aumento dei margini grazie alla riduzione delle bollette risulterà al contrario particolarmente evidente per le imprese a forte consumo elettrico, dove il costo dell'energia rappresenta una importante quota del fatturato e, di conseguenza, del valore aggiunto aziendale. A titolo di esempio:

- La prevista riduzione del 17,2% al 2030 (rispetto al 2015) della bolletta elettrica di una impresa potenzialmente energivora (consumo 50 GWh/anno e incidenza costo energia su FATT-VAL del 20%) porterebbe, a parità di condizioni, un aumento dei margini operativi lordi del 11,37% nello stesso periodo.
- La prevista riduzione del 40,3% al 2030 (rispetto al 2015) della bolletta elettrica di una impresa energivora (consumo 100 GWh/anno e incidenza costo energia su FATT-VAL del 35%) porterebbe, a parità di condizioni, un aumento dei margini operativi lordi del 42,1% nello stesso periodo.

- La prevista riduzione del 28,4% al 2030 (rispetto al 2015) della bolletta elettrica di una impresa altamente energivora (consumo 200 GWh/anno e incidenza costo energia su FATT-VAL del 50%) porterebbe, a parità di condizioni, un aumento dei margini operativi lordi del 44,9% nello stesso periodo.

**Figura 103b - Aumento margini 2030 rispetto al 2015 imprese energivore - Policy SEN Ipotesi 1 (%)**

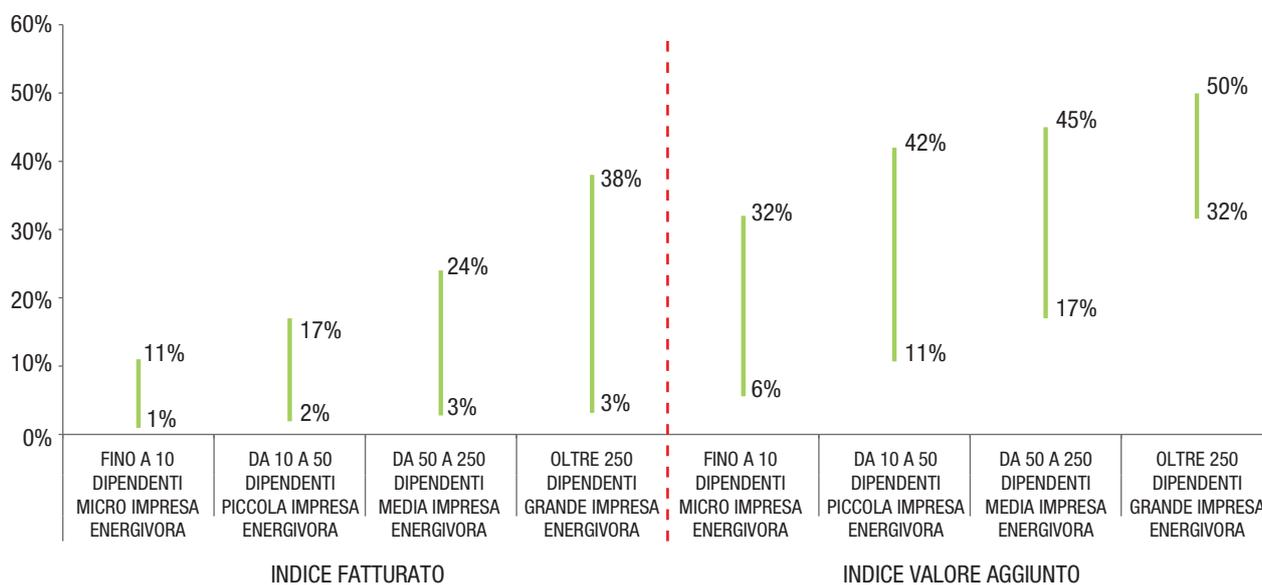


Fonte: elaborazioni Confindustria

Da ultimo, i benefici ottenibili per le imprese energivore nella prima ipotesi sono stati analizzati in funzione della classe dimensionale delle stesse e della tipologia di agevolazione (indice fatturato e indice valore aggiunto). Dalla figura seguente si nota che, anche fra gli energivori, le aziende con un maggior numero di dipendenti risultano ottenere la liberazione dei maggiori margini operativi grazie alla riduzione delle bollette elettriche. I valori massimi del grafico rappresentano l'aumento medio dei margini operativi delle aziende classificate FAT3 o VAL3 e VAL4, mentre i valori minimi si riferiscono alle aziende classificate FAT1 e VAL1<sup>26</sup>.

<sup>26</sup> Per approfondimenti riguardo la classificazione delle imprese energivore si rimanda al capitolo 3.2.

**Figura 103c - Aumento margini 2030 rispetto al 2015 imprese energivore per classe dimensionale Policy SEN Ipotesi 1 (%)**



Fonte: elaborazioni Confindustria

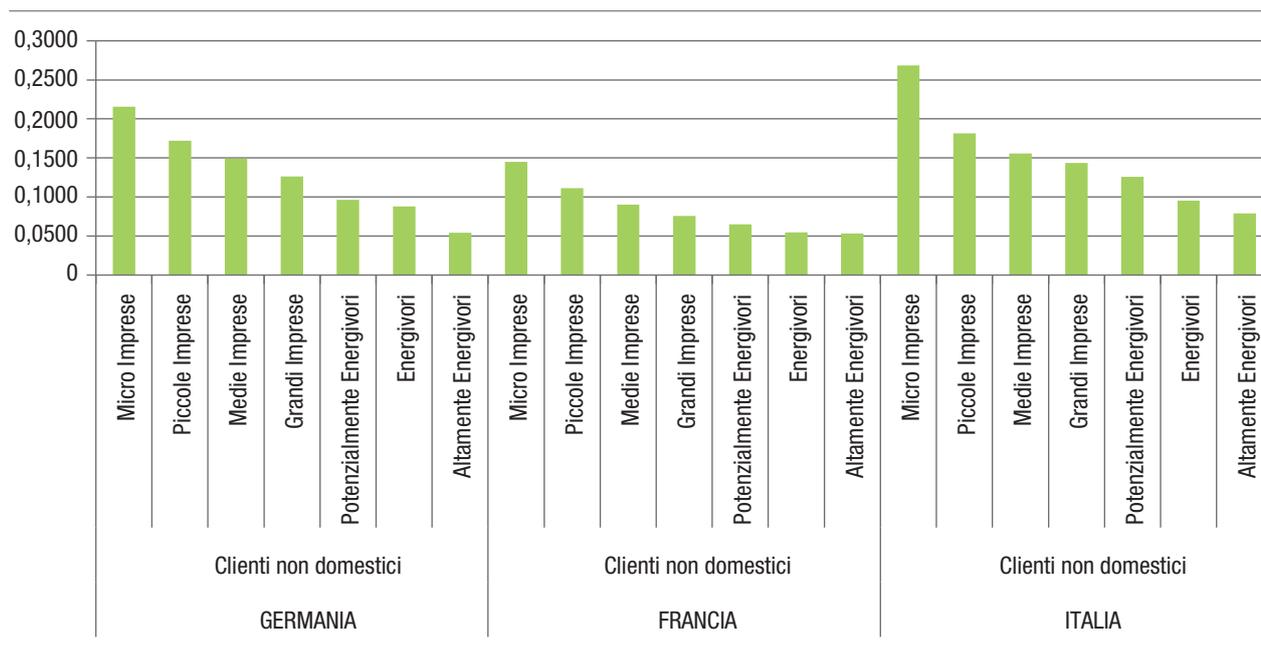
### 3.8 - Potenziali effetti sulla competitività internazionale

L'analisi d'impatto competitivo pone a confronto gli impatti delle politiche ambientali sul sistema elettrico, secondo quanto previsto dagli scenari EUCO 27 e EUCO 30 della Commissione Europea nei tre Stati membri dal maggior valore aggiunto manifatturiero: Francia, Germania e Italia.

La competitività relativa viene quindi misurata in base alle evoluzioni delle bollette energetiche delle imprese in funzione delle policy per lo sviluppo delle fonti rinnovabili e per la decarbonizzazione del mix di generazione. Il modello utilizzato prende come anno base il 2015, essendo il riferimento degli scenari EUCO, e ad esso applica le principali policy ambientali (ETS, fonti rinnovabili e efficienza energetica) senza modificare le condizioni al contorno (prezzo *commodities*, ecc.).

L'energia è fattore di competitività trasversale per le imprese dei diversi settori, tanto da venire considerata in molti casi allo stesso livello delle materie prime di produzione. I prezzi italiani dell'energia elettrica applicati alle imprese risultano più elevati rispetto alla media europea per via di un diverso mix di generazione e della diversa allocazione degli oneri parafiscali.

Figura 104 - Bollette energia elettrica imprese 2016 (€/KWh)



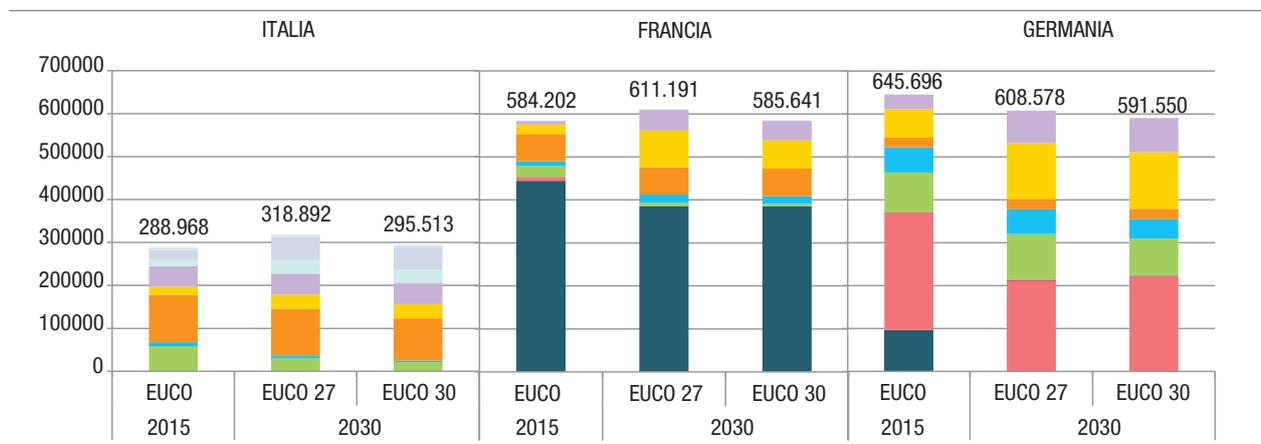
Fonte: EUROSTAT

Come detto la composizione tecnologica della generazione energetica influisce sui livelli di costo raggiunti dalle bollette. In Germania è stato preferito l'uso del carbone e della lignite, in Francia del nucleare, mentre in Italia del gas naturale.

Gli scenari EUCO prevedono un notevole aumento della generazione da fonti rinnovabili ma, al contempo, il mantenimento al 2030 di un mix di generazione non totalmente dissimile dall'attuale. Per tale ragione, nell'analizzare i potenziali effetti sulla competitività relativa transnazionale, si è ipotizzato un mercato dell'energia che ottenga il prezzo di riferimento dalle medesime tecnologie marginali (gas naturale per l'Italia, carbone per la Germania e nucleare per la Francia).

In termini assoluti si deve inoltre tenere presente che sia Francia che Germania producono circa il doppio dell'energia elettrica dell'Italia.

Figura 105 - Produzione lorda di energia elettrica per fonte (GWh) negli scenari EUCO (GWh)



Fonte: EU Commission

Gli impianti termoelettrici in Europa sono soggetti alla normativa ETS, secondo la quale sono obbligati a ridurre le proprie emissioni o ad acquisire le quote di emissione presso piattaforme integrate (sistema *cap and trade*).

Il sistema EU ETS opera infatti secondo il principio della limitazione e dello scambio delle emissioni secondo cui viene fissato un *cap* alla quantità totale di alcuni gas a effetto serra che possono essere emessi dagli impianti di alcuni settori. Il *cap* si riduce progressivamente nel tempo, portando a diminuire le emissioni totali. Allo stato attuale, le imprese industriali ricevono gratuitamente alcune quote di emissione entro il suddetto limite, mentre gli impianti termoelettrici già dal 2013, devono provvedere all'acquisto di quote sul mercato o ottenere crediti internazionali da progetti di riduzione delle emissioni in altre parti del mondo. Ogni anno le società devono annullare un numero di quote sufficiente a coprire il proprio livello emissivo o essere soggette a sanzioni amministrative. Secondo il sistema di scambio (*trade*), le imprese che riducono le emissioni oltre il limite fissato, possono mantenere le quote inutilizzate per coprire il fabbisogno futuro, oppure venderle sul mercato.

Per tenere in debita considerazione gli effetti dei mercati ambientali sui mercati energetici, si è ipotizzato, in primo luogo, il futuro andamento del prezzo della CO<sub>2</sub> nelle aste ETS a cui i produttori termoelettrici dovranno partecipare. Seguendo le proiezioni della Commissione Europea ed il trend di crescita riscontrato nell'ultimo periodo, si è ipotizzato un valore delle emissioni di 30 €/Ton CO<sub>2</sub> al 2030.

Partendo dalla stima degli oneri sostenuti nel 2015 in Italia e Germania dagli impianti termoelettrici, in funzione dei differenti fattori di emissione e di un prezzo della CO<sub>2</sub> pari a 7 €/Ton CO<sub>2</sub>, e ipotizzandone il completo trasferimento sul mercato elettrico, è stato possibile ipotizzare il costo teorico per la produzione termoelettrica dell'energia al netto del sistema ETS.

Proiettando tali valori teorici di costo, senza prevedere variazioni sostanziali nel prezzo delle *commodities* (prezzo del gas in Italia pari a 24,07 €/MWh e prezzo del carbone in Germania pari a 43,9 €/Ton), e calcolando le emissioni al 2030 in base allo scenario EUCO 27, è stato possibile stimare un prezzo futuro dell'energia nei due Paesi, a valori 2015.

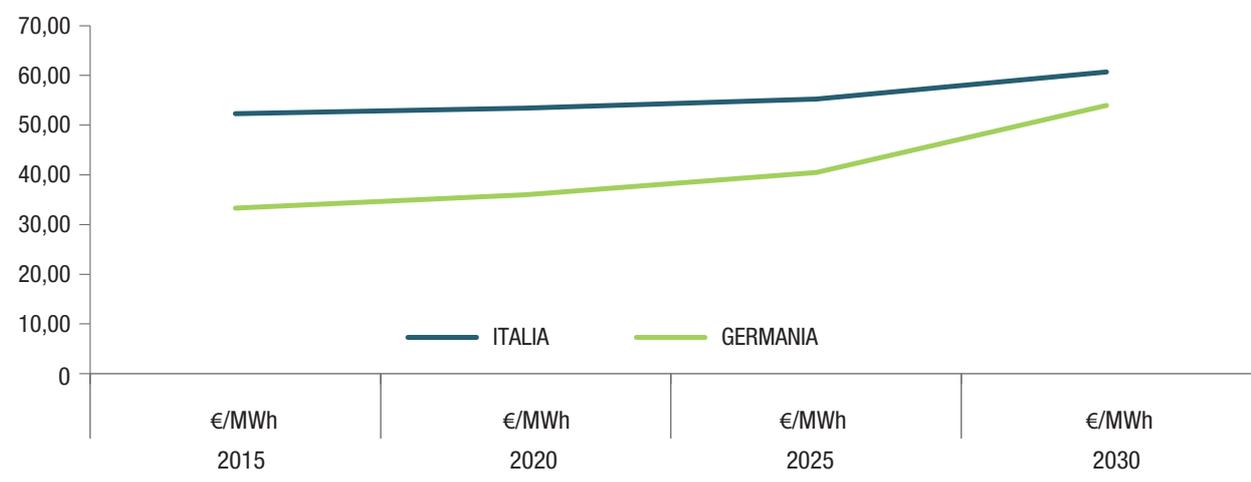
**Tabella 84 - Stime del prezzo all'ingrosso dell'energia in Italia e Germania in funzione delle aste ETS (€/MWh)**

			<b>Produzione</b>	<b>Emissioni</b>	<b>Costo CO<sub>2</sub></b>	<b>ONERI EX ASTE CO<sub>2</sub></b>	<b>PREZZO MERCATO</b>	<b>PREZZO NETTO</b>			
			2015	2015	2015	2015	2015	2015			
		gCO <sub>2</sub> /KWh	GWh	Ton CO <sub>2</sub>	€/Ton CO <sub>2</sub>	€/MWh	€/MWh	€/MWh			
ITALIA	GAS NATURALE	365	110.293	40.261.481	7	2,555	52,31	49,8			
GERMANIA	CARBONE - LIGNITE	898,5	272.894	245.187.334		6,289	33,31	27			
		<b>Produzione</b>			<b>Emissioni</b>			<b>Costo CO<sub>2</sub></b>			
		2020	2025	2030	2020	2025	2030	2020	2025	2030	
		GWh	GWh	GWh	Ton CO <sub>2</sub>	Ton CO <sub>2</sub>	Ton CO <sub>2</sub>	€/Ton CO <sub>2</sub>	€/Ton CO <sub>2</sub>	€/Ton CO <sub>2</sub>	
ITALIA		127.551	111.433	108.522	46.561.361	40.677.628	39.614.994	10	15	30	
GERMANIA		273.970	269.618	211.413	246.154.088	242.243.943	189.948.441				
		<b>PREZZO NETTO</b>		<b>ONERI AGGIUNTIVI EX ASTE CO<sub>2</sub></b>				<b>PREZZO COMPLESSIVO ELETRICITÀ</b>			
		2015	2020	2025	2030	2020	2025	2030	2020	2025	2030
		€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
ITALIA		49,8	3,65	5,476	10,951	53,41	55,23	60,71			
GERMANIA		27	8,985	13,477	26,954	36	40,5	53,98			

Fonte: elaborazioni Confindustria

Dalla stima appare evidente un progressivo avvicinamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia e Germania per effetto del prezzo della CO<sub>2</sub>.

**Figura 106 - Evoluzione stimata del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia e Germania (€/MWh)**

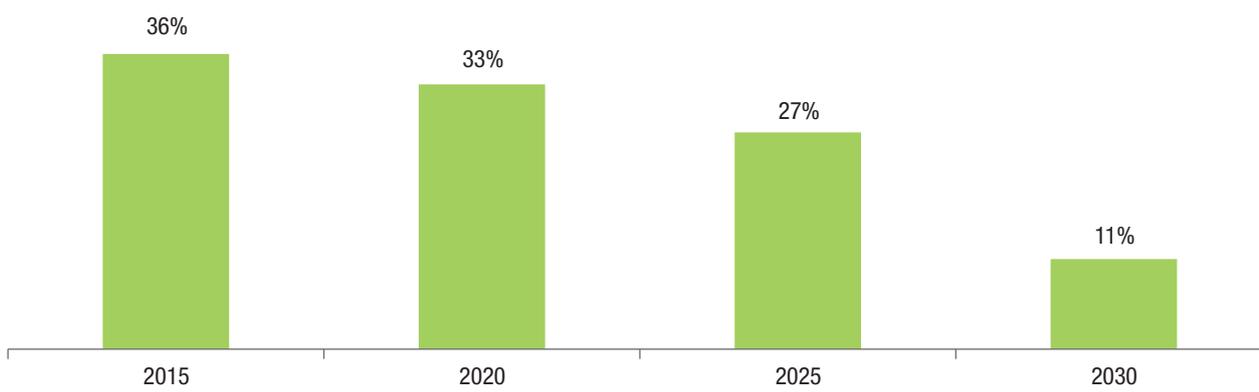


Fonte: elaborazioni Confindustria

Si nota pertanto che a parità di condizioni 2015 in merito al prezzo delle commodities, si potrebbe ottenere un potenziale vantaggio competitivo, sul prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica per effetto delle politiche climatiche legate al contenimento delle emissioni di carbonio.

Tale andamento potrebbe portare il differenziale di prezzo fra i due mercati ad un valore del 12% (60,71 €/MWh Italia – 53,97 €/MWh Germania), rispetto al 57% riscontrato nel 2015 (52,31 €/MWh Italia – 33,31 €/MWh Germania).

**Figura 107 - Differenziale di prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica tra Italia e Germania (%)**

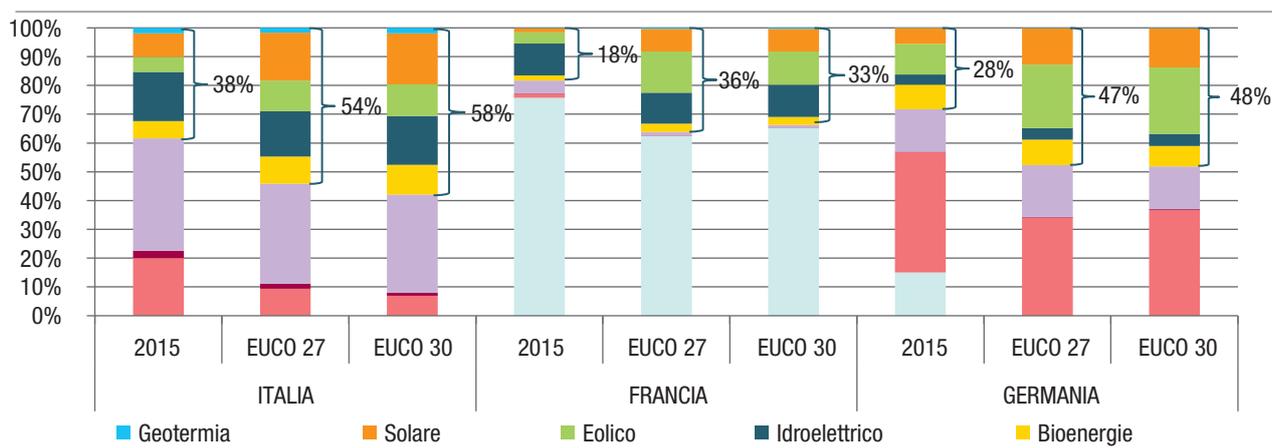


Fonte: elaborazioni Confindustria

Secondo elemento di valutazione considerato per analizzare gli effetti sul sistema energetico europeo delle policy ambientali è l'impatto delle nuove fonti rinnovabili nei mix di generazione elettrica, in termini di potenziali nuovi oneri in bolletta.

Le fonti rinnovabili negli ultimi decenni sono notevolmente cresciute in tutta Europa, ma si possono notare delle evidenti differenze in termini percentuali tra i tre Paesi considerati. Nel 2015, in Italia si è ottenuta il 38% dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, in Francia il 4% e in Germania il 28%. Visti gli evidenti sforzi messi in campo negli ultimi anni, l'Italia risulta quindi fra i tre lo Stato con la più elevata penetrazione di rinnovabili nel mix elettrico allo stato attuale.

**Figura 108 - Percentuale rinnovabile nel mix di generazione elettrica scenari EUCO (%)**

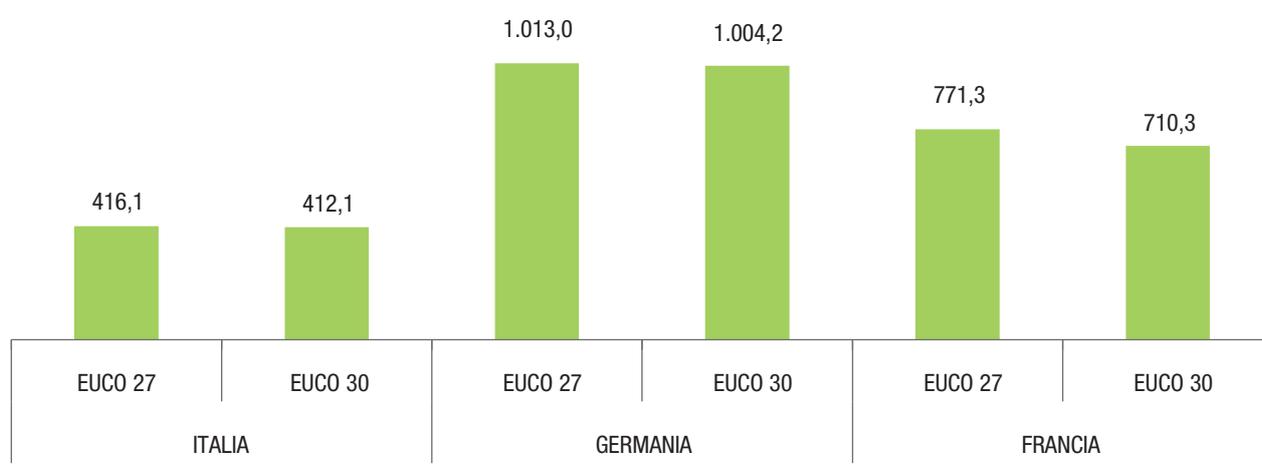


Fonte: EU Commission

Tale percentuale è destinata a crescere notevolmente per rispettare gli ambiziosi obiettivi europei sui cambiamenti climatici, raggiungendo nel caso di maggiore penetrazione all'interno dei consumi finali al 2030 il 58% in Italia, il 36% in Francia e il 48% in Germania.

Secondo tali premesse, la nuova energia da fonti rinnovabili che dovrà essere generata in Germania e Francia al 2030 risulta essere notevolmente superiore al caso italiano. In valori cumulati nel periodo 2016-2030 gli scenari EUCO prevedono una nuova generazione elettrica rinnovabile pari ad un massimo di 416 TWh in Italia, 1.013 TWh in Germania e 771 TWh in Francia.

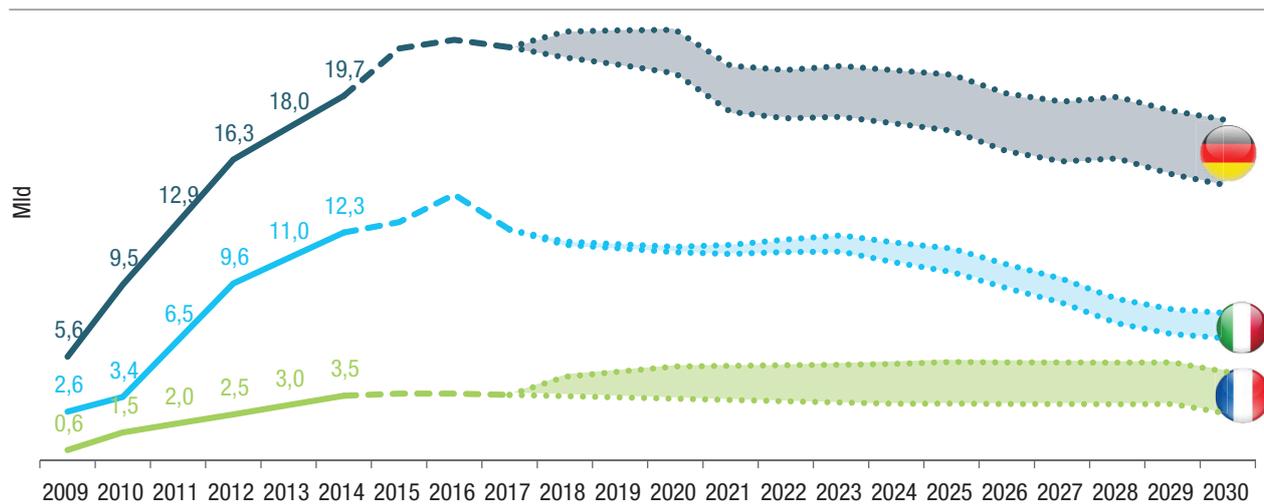
**Figura 109 - Nuova energia elettrica rinnovabile cumulata nel periodo 2016 - 2030 negli scenari EUCO (TWh)**



Fonte: EU Commission

Tale aumento dell'energia prodotta da fonte rinnovabile potrebbe portare, a seconda delle politiche che verranno attivate, ad un possibile incremento delle componenti parafiscali che ne supportano lo sviluppo. Vista la notevole differenza fra la condizione di partenza dei Paesi, l'incremento di tali oneri in Germania e Francia, potrebbe essere notevolmente superiore a quello dell'Italia. Come si osserva nella seguente figura, infatti, la variabilità (area evidenziata) stimata degli oneri legati al sostegno delle fonti rinnovabili al 2030 risulta notevolmente differente fra i tre Stati membri.

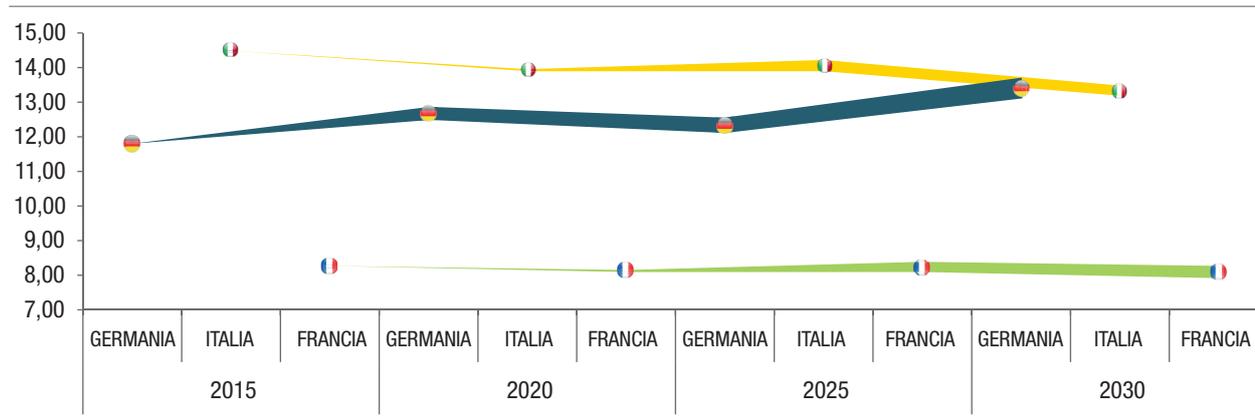
Figura 110 - Andamento oneri aggiuntivi bolletta elettrica (Mld €)



Fonte: elaborazioni Confindustria

Coniugando le considerazioni legate al prezzo sul mercato dell'energia elettrica in funzione delle aste ETS con i potenziali effetti dello sviluppo delle fonti rinnovabili, è stato quindi possibile stimare un teorico andamento futuro del costo medio complessivo dell'energia in bolletta nei tre Paesi di riferimento (l'ampiezza della banda è funzione della variabilità della bolletta per effetto delle policy sullo sviluppo delle fonti rinnovabili).

Figura 111: Andamento stimato bolletta media energia elettrica 2015-2030 (c€/KWh)

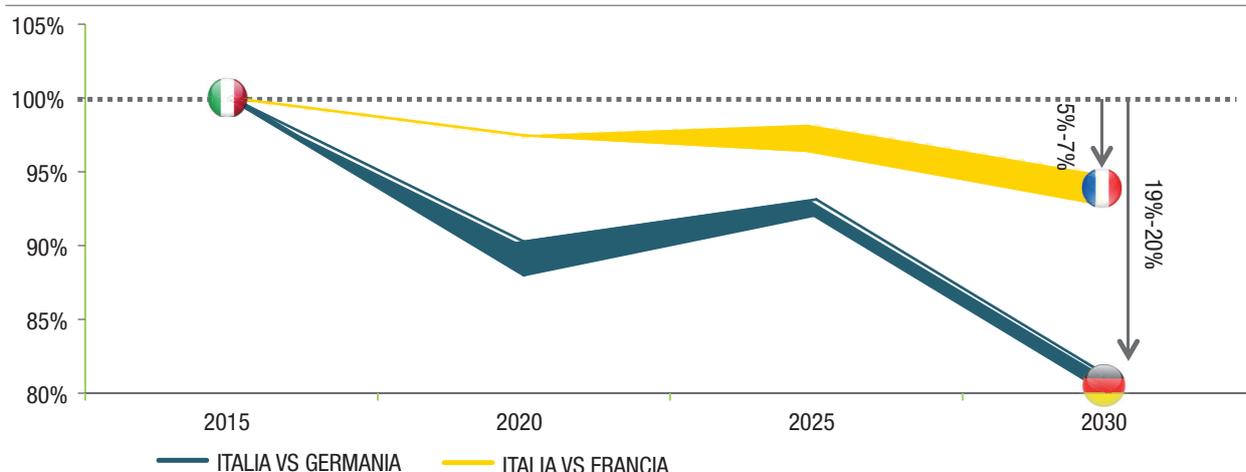


Fonte: elaborazioni Confindustria

Il risultato finale dell'analisi mostra un avvicinamento progressivo del costo dell'energia elettrica in Germania e Italia in funzione delle politiche per la lotta ai cambiamenti climatici. In Francia, ove si prevede un consistente apporto della tecnologia nucleare almeno fino al 2030, si continuerà a riscontrare un prezzo dell'energia notevolmente inferiore agli altri due Paesi.

L'impatto competitivo delle politiche climatiche sul prezzo dell'energia può essere considerato positivo per l'Italia, la quale, stanti le suddette ipotesi, potrebbe guadagnare circa 5-7 punti percentuali nei confronti della Francia e circa 19-20 nei confronti della Germania.

**Figura 112 - Impatto competitivo stimato sulla bolletta media energia elettrica 2015-2030 (c€/KWh)**

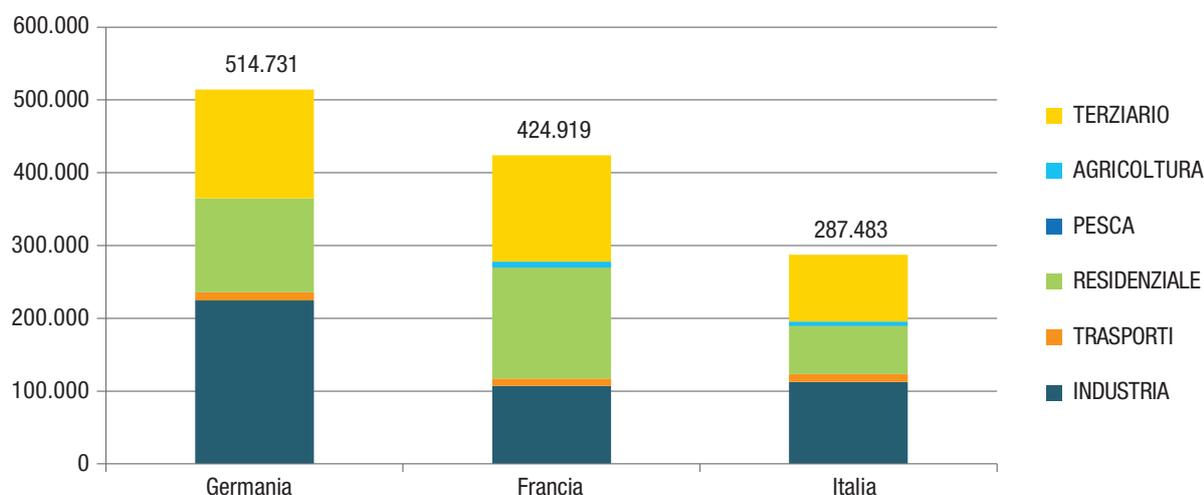


Fonte: elaborazioni Confindustria

Da ultimo, per ipotizzare gli effetti indiretti sulle diverse categorie industriali devono essere presi a riferimento i livelli settoriali di consumo elettrico.

Mentre i consumi elettrici delle aziende in Italia e Francia sono paragonabili, rispettivamente 112,7 TWh e 107,0 TWh, in Germania presentano un fattore moltiplicativo doppio, raggiungendo i 224,9 TWh.

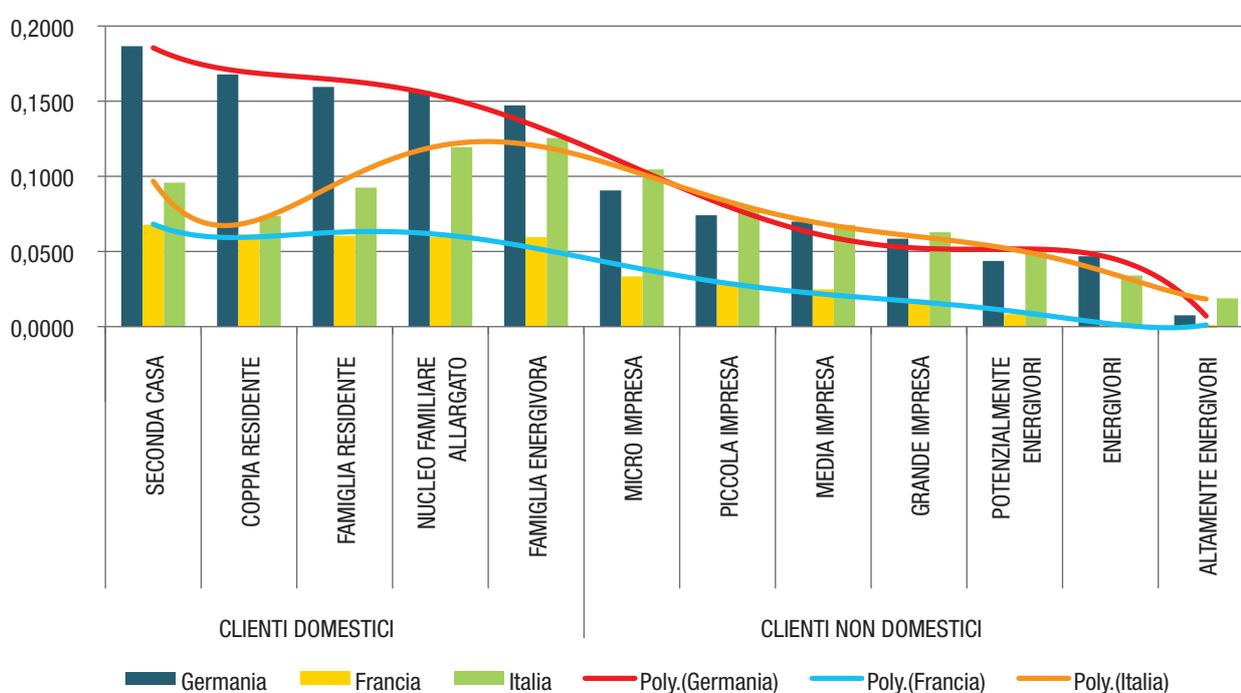
Figura 113 - Consumi di energia elettrica per settore nel 2016 (GWh)



Fonte: EUROSTAT

Il sostegno delle energie rinnovabili è operato nei tre Paesi mediante delle apposite componenti che rientrano all'interno degli oneri generali di sistema. Come si può notare nella figura seguente, gli oneri unitari applicati alle famiglie in Francia e in Germania risultano essere superiori a quelli applicati alle imprese. Distribuzione differente è stata prevista in Italia, dove le famiglie ad alto consumo di energia e le piccole imprese sopportano la maggioranza del carico.

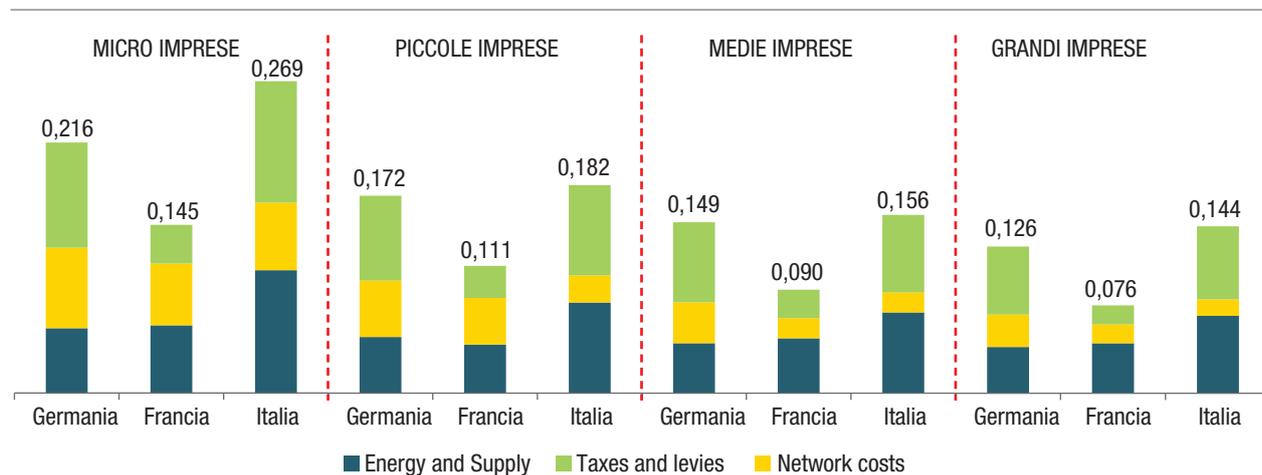
Figura 114 - Distribuzione oneri e tasse nel 2016 (€/KWh)



Fonte: EUROSTAT

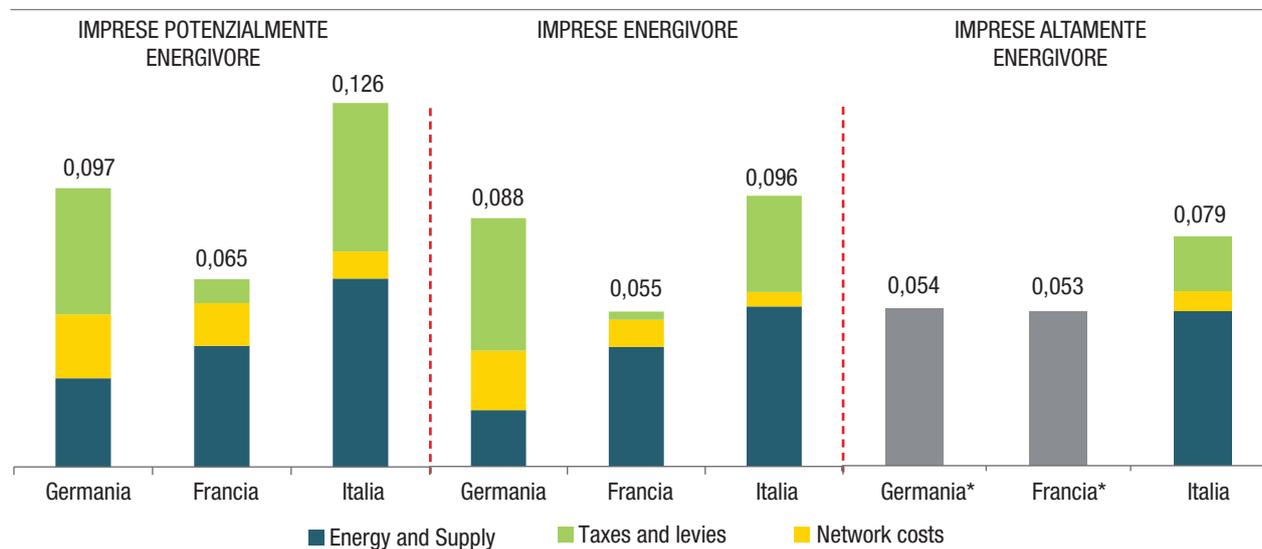
Concentrando l'attenzione sui clienti non domestici si possono confrontare gli attuali costi in bolletta sostenuti per classe di consumatori. Come evidenziato nelle figure seguenti, nel 2016 gli utenti industriali italiani sono stati soggetti al maggiore costo dell'energia elettrica nel campione.

**Figura 115a - Bollette energia elettrica imprese non energivore nel 2016 (€/KWh)**



Fonte: EUROSTAT

**Figura 115b - Bollette energia elettrica imprese energivore nel 2016 (€/KWh)<sup>27</sup>**



Fonte: EUROSTAT

Applicando ai suddetti valori l'aumento di competitività stimato, in linea teorica, nel presente paragrafo e considerando i possibili risparmi in bolletta al 2030 rispetto al 2017, stimati nel paragrafo precedente, si ottiene un importante beneficio per i settori industriali italiani.

<sup>27</sup> Valori stimati per le imprese altamente energivore in Francia e Germania.

## 4. Proposte di policy e conclusioni

Italia è il secondo Paese manifatturiero in Europa e fra i primi otto nel mondo, nonostante gli effetti negativi della crisi finanziaria del 2008 e l'accresciuta concorrenza dei Paesi in via di sviluppo. Dal punto di vista energetico, sin dalla fine degli anni '90 il nostro Paese ha compiuto scelte politiche coraggiose in linea con gli obiettivi della decarbonizzazione, puntando sulla generazione termoelettrica a gas naturale rispetto a combustibili maggiormente inquinanti (quali carbone e lignite) rinunciando allo sfruttamento dell'energia nucleare e investendo in tecnologie *low carbon*, come le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica. Gli obiettivi di sostenibilità sono valori condivisi dall'industria italiana, che con il suo impegno ha portato il Paese ad essere secondo solo alla Germania per la quantità di energia rinnovabile prodotta in termini assoluti.

La politica di investimenti per le rinnovabili, a partire dal 2011, al fianco della riduzione dei costi ambientali e sanitari per il sistema Paese, ha però determinato un importante aumento del costo dell'energia, riducendo la competitività delle imprese nazionali<sup>1</sup> e ponendo la necessità di definire un differente assetto nel corso dei prossimi anni. Infatti, per diffondere adeguatamente la produzione di energia elettrica *green*, in origine destinata ad un ruolo sperimentale e di nicchia - in Italia come in altri paesi europei quali Germania, Spagna, Portogallo - si sono susseguite misure di incentivazione sostenute, in gran parte, dal consumatore finale attraverso oneri parafiscali particolarmente elevati, solo in parte compensati dal calo del costo della componente energia. La produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile ha oggi raggiunto una fase di significativa maturità tecnologica e questo consentirà di guardare al futuro superando le precedenti esperienze di sostegno attraverso un nuovo modello di mercato per le fonti rinnovabili.

Si ritiene fondamentale che nel prossimo futuro le politiche energetiche, comprese quelle per il contrasto ai cambiamenti climatici, siano armonizzate con gli obiettivi di crescita del Paese, con il mantenimento e lo sviluppo del tessuto manifatturiero e con la tutela della posizione competitiva delle imprese italiane. La recente attuazione delle agevolazioni per le imprese Energy Intensive sugli oneri parafiscali ha parzialmente riallineato - con ritardo rispetto ad altri Paesi Europei - il costo di incentivazione delle politiche ambientali in campo energetico, preservando i settori industriali maggiormente esposti al rischio significativo di trasferimento delle attività.

Nel periodo 2021-2030 e, successivamente, 2031-2050 dovranno essere definite politiche energetiche che permettano di garantire la competitività dei comparti industriali, promuovendo l'innovazione tecnologica per la sostenibilità attraverso una serie di misure coordinate in sede comunitaria per evitare impatti negativi sulla competitività relativa del sistema industriale italiano. Al fianco degli schemi competitivi ad asta già sperimentati, lo sviluppo delle rinnovabili potrà essere sostenuto dall'attiva partecipazione dei consumatori industriali nell'ambito di contratti di lungo termine (PPA) e dalla riforma del sistema *Emission trading System* (ETS), quale incentivo implicito alla *green economy*, anche impiegando i proventi delle aste relative all'acquisto delle quote CO<sub>2</sub>.

Ulteriore elemento centrale nell'armonizzazione delle politiche nel processo di decarbonizzazione risulta essere il rafforzamento dell'integrazione tra i settori manifatturieri, elettrico, trasporti e riscaldamento/raffrescamento e la ridefi-

<sup>1</sup> Va tuttavia evidenziato che per le imprese Energy Intensive, con la Comunicazione della Commissione 2014/C 200/01, è stata introdotta la possibilità per gli Stati membri di prevedere riduzioni delle componenti parafiscali della bolletta elettrica.

nizione dei mercati energetici per facilitare l'integrazione delle rinnovabili. La lotta ai cambiamenti climatici deve essere sviluppata in modo integrato attraverso lo sviluppo di fonti rinnovabili ed efficienza energetica, coinvolgendo tutti i settori dell'economia (in primis quello manifatturiero), prevedendo al contempo il passaggio verso un approccio di tipo circolare, basato sul recupero, riciclo e riuso. L'attuale fase di transizione è l'occasione per guardare al sistema energetico nel suo complesso, considerando le interdipendenze fra tutti i vettori e le fonti energetiche, sia fossili sia rinnovabili, per raggiungere gli obiettivi di lungo termine nella maniera più efficiente. Dal 2004 al 2016 i consumi finali di energia soddisfatti da fonti rinnovabili sono passati dal 6,3% al 17,4% - con addirittura il 34% dei consumi elettrici soddisfatti da energia verde - ma i livelli finora raggiunti non sono che una tappa intermedia nel percorso di transizione *low carbon* a lungo termine. Infatti, l'obiettivo di aumentare al 32% la quota di fonti rinnovabili sui consumi finali di energia al 2030 a livello europeo - come previsto dall'Art. 3.1 della proposta di Direttiva sulla promozione delle Energie Rinnovabili (Direttiva RED II) - supera la quota del 27% definita dal Consiglio Europeo nell'ottobre 2014 e suggerita dalla Commissione Europea nella comunicazione inerente il Pacchetto di Direttive "Energia pulita per tutti gli europei" (*Clean Energy Package*).

Lo sviluppo delle rinnovabili deve avvenire nel modo più efficiente possibile per il Paese secondo meccanismi economicamente sostenibili. Per questo motivo è importante procedere alla rapida integrazione delle tecnologie rinnovabili mature all'interno dei meccanismi di mercato, anche attraverso opportuni investimenti in infrastrutture di rete.

Lo sviluppo delle rinnovabili dovrà progressivamente essere realizzato attraverso un sistema tecnologicamente neutrale fra le diverse tipologie di impianto - seppur declinato in ottica di mantenimento di un mix equilibrato di sviluppo delle diverse fonti - che consideri gli obiettivi di ottimizzazione della produzione in relazione alla dislocazione territoriale correlata al sistema di dispacciamento. In particolare:

- Si ritiene opportuno accompagnare la crescita delle rinnovabili nei settori elettrico, termico e trasporti perseguendo una logica di neutralità tecnologica, ma prevedendo al contempo, nel settore elettrico, correttivi e forme di mitigazione dei rischi legati a possibili congestioni sulle reti di trasmissione e distribuzione localizzate in particolari aree del territorio nazionale o in particolari momenti della giornata. Gli obiettivi italiani saranno definiti all'interno del piano Energia & Clima in corso di predisposizione considerando il *burden sharing* fra Paesi Europei previsto nell'Allegato I<sub>a</sub> del Regolamento sulla *Governance dell'Energy Union*. Gli obiettivi non dovrebbero avere una ripartizione a monte tra le diverse fonti, ma alla ripartizione dell'obiettivo globale dovrebbe concorrere la competizione tra le diverse categorie di Rinnovabili per determinare il mix più efficiente ed equilibrato anche modificando eventualmente il modello delle zone del mercato, delle caratteristiche dei territori, delle concentrazioni di aree di consumo e delle altre considerazioni sviluppate dagli operatori e dagli investitori. Come previsto dal recasting della Direttiva Rinnovabili (RED II), eventuali correttivi al principio di neutralità, volti a garantire uno sviluppo delle tecnologie rinnovabili in un mix produttivo equilibrato, potrebbero prevedere, nel breve periodo, contingenti di salvaguardia per singola tecnologia, ovvero meccanismi di armonizzazione all'interno di aste tecnologicamente neutre (sulla falsariga di quanto avviene in altri paesi UE). In questo quadro si auspica che lo sviluppo dei contingenti rinnovabili nel periodo di riferimento potrà trarre importanti riduzioni nel costo di installazione delle tecnologie green: alcuni sistemi hanno già raggiunto un livello di costo comparabile con la generazione tradizionale, mentre altri sono in evoluzione. Attraverso l'evoluzione del mercato ogni fonte potrà trovare uno sviluppo coerente con il proprio profilo/costo di produzione, internalizzando le specifiche esternalità positive/negative. Al fine di ridurre il rischio di un mancato dispacciamento dell'energia rinnovabile sarà altresì necessario prevedere un coerente piano di sviluppo delle reti (trasmissione e distribuzione) e dei sistemi di accumulo, ricorrendo sia al decongestionamento delle dorsali critiche che allo sfruttamento delle nuove opportunità offerte dalle soluzioni di stoccaggio dell'energia e dalle tecnologie digitali applicate alla distribuzione elettrica.

- Si ritiene opportuno assicurare una modulazione temporale dell'introduzione di nuovi impianti affinché lo sviluppo di contingentati rinnovabili nel periodo di riferimento possa beneficiare delle importanti riduzioni nel costo di installazione delle tecnologie green. Definiti i propri obiettivi, gli Stati Membri hanno la possibilità di giustificare eventuali scostamenti dalla traiettoria indicativa prevista dal Regolamento sulla Governance dell'Energy Union – secondo quanto previsto dall'art. 27.4 ter – con una chiara evidenza degli strumenti, delle strategie e delle misure che si intende disporre per fornire il proprio contributo al comune obiettivo europeo. Lo sviluppo dei contingentati rinnovabili nel periodo di riferimento potrà beneficiare di importanti riduzioni nel costo di installazione delle tecnologie green: alcune tecnologie hanno recentemente raggiunto un livello di costo comparabile con la generazione tradizionale grazie anche all'incremento di alcuni driver di mercato (CO<sub>2</sub>), mentre altre sono in evoluzione. Per tale ragione si predilige una traiettoria gradualmente crescente per le installazioni nel nostro Paese che, seguendo in modo efficiente l'evoluzione tecnologica, sviluppi le installazioni in modo razionale, massimizzando il rapporto costi/efficacia delle politiche per la sostenibilità ambientale e garantendo un'adeguata continuità di investimenti a beneficio della filiera.

Nei seguenti paragrafi vengono indicate le linee di indirizzo per il raggiungimento dei nuovi obiettivi di energia da fonti rinnovabili, individuando policy specifiche nei settori di riferimento, ed il rafforzamento della filiera nazionale.

#### **4.1 - Sviluppo efficiente delle Fonti Rinnovabili nel settore elettrico**

##### ***A. I nuovi Target per le Fonti Rinnovabili Elettriche***

L'ingente contributo che le fonti rinnovabili elettriche forniranno al raggiungimento dell'obiettivo nazionale necessita non solo di un'attenta programmazione, ma anche della creazione di condizioni adeguate al fine di cogliere appieno l'opportunità di sviluppo manifatturiero italiano. La prevista discesa dei costi degli impianti rinnovabili e quindi dell'energia elettrica da questi generata comporta la necessità di definire i contingentati secondo una traiettoria basata sulla neutralità tecnologica e massimizzando il rapporto costi/efficacia rispetto alle politiche ambientali. La traiettoria dovrà altresì tenere in debita considerazione la necessità - nel breve periodo - di non deprimere le iniziative industriali ed i progetti avviati.

La strutturazione dei contingentati per le nuove installazioni dovrebbe altresì prevenire eventuali costi incrementali di integrazione all'interno del sistema di dispacciamento. Per questo motivo la programmazione dello sviluppo della rete di trasmissione e distribuzione e l'implementazione del nuovo Market Design Europeo, così come dell'accumulo di energia, dovranno essere coordinati adeguati alla programmazione dello sviluppo delle fonti rinnovabili.

##### ***B. Misure per promuovere la nuova capacità***

La generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili può essere ottenuta da una pluralità di fonti, le quali, secondo le nuove disposizioni di promozione in corso di finalizzazione per il periodo 2019-2021, sono raggruppate in appositi gruppi tecnologici aventi strutture comparabili dei costi finali di produzione. Secondo il nuovo schema di decreto le fonti solare ed eolica appartengono allo stesso gruppo, mentre gli impianti idroelettrici e gli impianti a gas residuati dei processi di depurazione costituiscono un altro gruppo. Le tecnologie innovative (solare termodinamico, moto ondoso, geotermia ad emissioni zero, ecc.) e le bioenergie (biomasse, biogas, biometano, bioliquidi, ecc.) saranno invece trattate separatamente in relazione al grado di maturazione raggiunto nel mercato o ad una struttura dei costi collegata a componenti variabili.

Nel periodo 2021-2030, qualora risultino necessarie forme residue di stabilizzazione dei ricavi per la generazione elettrica rinnovabile, si ritiene opportuno prevedere che i sistemi di sostegno, in linea con le disposizioni dell'art. 4 della Direttiva RED II, siano basati su procedure di gara aperte, trasparenti, competitive, non discriminatorie, tecnologicamente neutrali e strutturate in modo da renderne espliciti costi e benefici. Grazie al nuovo design di mercato e alla conseguente integrazione delle FER nei mercati dell'energia e dei servizi, nonché alle applicazioni tecnologiche per l'accumulo di energia, le fonti rinnovabili non programmabili saranno in condizione di minimizzare l'incertezza intrinseca della fonte rinnovabile stessa dispacciando l'energia indipendentemente dalla materia prima, allora sarà possibile limitare le attuali forme di incentivazione implicita per i nuovi impianti, la priorità di dispacciamento e le soglie di tolleranza per la determinazione delle responsabilità di bilanciamento, e introdurre strumenti in grado di sfruttarne al meglio le peculiarità tecnologiche. In un'ottica di neutralità tecnologica, gli schemi di supporto di tutte le diverse fonti devono promuovere l'integrazione di energia da fonti rinnovabili nel mercato in modo *market-based*, evitando pericolose distorsioni del mercato elettrico e tenendo in considerazione i possibili costi di integrazione e stabilità della rete. Strumenti di supporto specifici potranno essere previsti per le tecnologie innovative, al fine di meglio intercettarne la struttura di costo, ed agendo in particolare sul piano dei finanziamenti delle attività di ricerca e sviluppo. La logica generale di neutralità tecnologica potrebbe essere temperata prevedendo forme di mitigazione dei rischi legati a possibili congestioni sulle reti di trasmissione e distribuzione localizzati in particolari aree del territorio nazionale o in particolari momenti della giornata. A tal proposito, dopo idonea valutazione costi/benefici rispetto al decongestionamento della rete e alla disponibilità della fonte rinnovabile, potrebbero essere adottate forme di pianificazione territoriale e considerati contingenti minimi di salvaguardia per tecnologia all'interno del contingente, al fine di garantire lo sviluppo di un mix produttivo equilibrato. Sarebbe pertanto fondamentale che le società di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica mettessero a disposizione, con maggiore frequenza di aggiornamento, le valutazioni costi/benefici sottostanti ai loro piani di sviluppo infrastrutturale che partano dall'analisi del grado di saturazione delle infrastrutture di rete e del grado di *over generation*, in modo tale che gli investitori possano cogliere le opportunità offerte dall'abbinamento di impianti rinnovabili a sistemi di stoccaggio dell'energia.

Gli Stati Membri definiranno i propri obiettivi nazionali per lo sviluppo delle fonti rinnovabili e la Commissione Europea ne valuterà la *compliance* con quanto previsto dal Regolamento sulla *Governance dell'Energy Union*. Le Strategie Nazionali saranno utilizzate dalla Commissione per definire e monitorare le quote di *burden-sharing* dei singoli Stati Membri ai fini del raggiungimento del target Europeo delle Fonti Rinnovabili. Il target nazionale dovrebbe essere perseguito secondo una strategia di sviluppo in grado di:

- a. contribuire al raggiungimento dell'obiettivo comune europeo;
- b. minimizzare i costi complessivi per il sistema elettrico;
- c. migliorare la sicurezza di approvvigionamento mediante il mix energetico;
- d. consentire lo sviluppo di una filiera manifatturiera nazionale;
- e. consentire la maturazione di soluzioni tecnologiche e regolatorie necessarie all'integrazione delle rinnovabili non programmabili.

In passato, al fine di promuovere le fonti rinnovabili, l'Italia ha introdotto un meccanismo che imponeva, ai produttori e agli importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili, l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale quote crescenti di energia prodotta da fonti rinnovabili (Certificati Verdi) e, successivamente, per raggiungere gli obiettivi nazionali connessi al Pacchetto 20-20-20, ha adottato meccanismi di mercato basati su procedure competitive come le aste e i registri previste dai precedenti provvedimenti del 2012 e dall'ultimo Decreto del 23 giugno 2016. Ul-

teriori percorsi, fino ad ora non istituiti, avrebbero potuto portare alla definizione di obblighi di ritiro per i soggetti pubblici e/o privati, oppure alla facilitazione di accordi di lungo termine (PPA) per il ritiro dell'energia. Nel rispetto delle Linee Guida sugli aiuti di Stato, le tecnologie rinnovabili dovrebbero essere sviluppate con meccanismi di *procurement* (concorrenza per il mercato) attraverso contingenti allocati mediante aste. I quantitativi definiti mediante asta devono essere determinati coerentemente con la traiettoria di incremento della produzione di energia rinnovabile che sarà stabilita nel Piano Energia e Clima. Nel caso in cui questi meccanismi dovessero essere accompagnati da obblighi, essi risultare coerenti con gli obiettivi di promuovere la concorrenza nel mercato garantire la promozione di un assetto competitivo del mercato. Considerando obsoleto l'approccio regolatorio basato sull'impostazione di vincoli e prediligendo meccanismi di mercato, per il periodo 2021-2030 la migliore forma di accompagnamento appare essere quella dei contratti a due vie per differenza per il ritiro pubblico – mantenendo ad esempio il GSE quale controparte centrale ed una remunerazione attraverso la componente  $A_{\text{SOS}}$  – e quella dei *Power Purchase Agreement* (PPA) per il ritiro della Pubblica Amministrazione e dei consumatori privati su base volontaria. In relazione al progressivo incremento della produzione elettrica rinnovabile, meriterebbe un ulteriore approfondimento il tema dell'indicizzazione dei prezzi in riferimento al mercato all'ingrosso (PUN), il cui valore è oggi formato, per la maggior parte delle ore, da impianti termoelettrici. Si dovrebbe infatti evitare il rischio di utilizzare un indicatore in prospettiva sempre meno liquido e riferito a caratteristiche di costo differenti (costi fissi e costi variabili). Infine, per ciò che concerne la dimensione competitiva, dovranno essere valutate attentamente le implicazioni della partecipazione di quantitativi di domanda "rilevante" pubblica (GSE o AU), per ridurre effetti di spiazzamento analoghi a quelli riscontrati nella prima fase del mercato elettrico all'ingrosso.

Dovrà essere quindi definito un quadro legislativo e regolatorio stabile nel tempo che stimoli lo sviluppo di contratti PPA tra privati con un intervallo temporale fino a 15-20 anni (produttori e consumatori), verificando sia le implicazioni in termini di "vertical foreclosure" (ex Regolamento 330/2010), sia il superamento dei limiti alla durata dei contratti oltre i 5 anni, previsti dai recenti orientamenti comunitari.

Un ulteriore incentivo implicito allo sviluppo delle fonti rinnovabili attraverso PPA - in assenza di schemi di supporto alla produzione - potrebbe essere il sistema delle Garanzie di Origine (GOs). La revisione della Direttiva comunitaria - all'articolo 19.2 - prevede infatti che il valore delle GOs sia tenuto in considerazione nella definizione di meccanismi incentivanti, dando persino la possibilità agli Stati membri di escluderne la cumulabilità. Nell'ambito dei PPA fra privati, al fianco della fornitura elettrica è sovente previsto il conferimento delle Garanzie d'Origine da parte del produttore nei confronti del consumatore. Per quanto riguarda in particolare le forme di accordo privato per il ritiro dell'energia rinnovabile risulteranno fondamentali le misure poste a garanzia del rischio prezzo e del rischio controparte, necessarie a rendere finanziabili i progetti e ad evitare ulteriori oneri di sistema, e le forme di limitazione delle asimmetrie informative, come la creazione di una piattaforma apposita prevista dalla bozza di Decreto in discussione sulla promozione delle energie rinnovabili nel periodo 2019-2021.

Va inoltre considerato che, tra gli ostacoli allo sviluppo dei PPA, risiede principalmente la carenza di visibilità di lungo termine dei prezzi dell'energia da parte della domanda industriale, pertanto è quanto mai necessario che sulle piattaforme di borsa europee si crei una domanda ed un'offerta liquide di tipo *long term*. Inoltre, la piattaforma per i PPA potrebbe prevedere obblighi di acquisto di volumi annuali per la Pubblica Amministrazione (Consp), nell'ambito dei *Green Public Procurement*, sottoscrivendo contratti a lungo termine, così da stimolarne la liquidità.

Da ultimo si ritiene che lo strumento della defiscalizzazione possa continuare ad essere una leva per lo sviluppo delle rinnovabili, con specifico riferimento alle piccole installazioni. In particolare sia la misura della detrazione fiscale sulla ristrutturazione edilizia per il cittadino sia la misura del super-ammortamento per l'impresa sono due strumenti che

in questi ultimi anni hanno consentito lo sviluppo del comparto fotovoltaico in assenza di tariffe incentivanti esplicite. Tale strumento andrebbe strutturalmente programmato oltre che potenziato in quanto, in primo luogo, indirizza lo sviluppo della produzione dell'energia FER come strategia di politica energetica del paese ed, in secondo luogo, consente di non generare ulteriori oneri generali di sistema. Ad esempio andrebbe consentita a tutti i cittadini e condomini, la cessione del credito di imposta derivante dalla detrazione fiscale a soggetti privati o a società finanziarie e andrebbe attribuita una maggior premialità ad interventi che contestualmente abbinano più tecnologie abilitanti ai fini della decarbonizzazione.

### **C. Misure per promuovere la capacità esistente**

Per raggiungere gli obiettivi al 2030 sarà necessario prevedere l'installazione di nuova capacità rinnovabile ma, al contempo, mantenere in esercizio e incrementare l'energia prodotta dai siti esistenti. Con particolare riferimento alle installazioni esistenti le disposizioni sul rinnovamento (*revamping*) dovranno essere affiancate da sistemi di promozione dell'incremento di potenza (*repowering*), visti i potenziali benefici inerenti l'utilizzo delle aree geografiche ove sono maggiormente presenti le fonti rinnovabili, legati all'efficienza delle apparecchiature.

Il *Revamping* e il *Repowering* degli impianti rappresentano interventi essenziali per mantenere la produzione di energia da fonti rinnovabili. Il loro valore si misura anche per il consistente miglioramento degli impatti ambientali e per la possibilità di incrementare la produzione da FER senza richiedere l'utilizzo di nuovo suolo. È importante, quindi, promuovere tali interventi valutando e monitorando i costi delle operazioni effettuate o necessarie per compensare il degrado atteso della produzione rinnovabile del parco installato: a tal fine risulta fondamentale una adeguata semplificazione autorizzativa come descritto successivamente nel dettaglio.

Quanto sopra vale anche per gli impianti alimentati da bioenergie per i quali, a fronte del contributo dato al soddisfacimento dei fabbisogni elettrici e termici, la scadenza del periodo incentivante rischia di essere estremamente critica, poiché condizionati dall'acquisto di *feedstock*. Trattandosi di impianti già realizzati e dall'investimento ammortizzato - perlopiù caratterizzati da tecnologie ed impianti non obsoleti e eserciti in condizioni efficienti - che possono metter al servizio del sistema un elevato livello di programmabilità della produzione, potrebbero essere istituiti meccanismi di supporto che ne rendano possibile il mantenimento dell'esercizio al termine della vita incentivata (in accordo con quanto previsto dall' art. 24, comma 8 del D.Lgs. n. 28/2011) compatibilmente con l'obiettivo di abilitare gli impianti in MSD per fornire servizi flessibili, ad esempio commisurandoli alla sola entità dei costi variabili almeno per una quota parte della potenza nominale dell'impianto. I meccanismi a supporto delle bioenergie devono tener altresì conto degli impatti sugli utilizzi industriali delle materie prime e seconde, implementando la *waste hierarchy* per i rifiuti e quanto recentemente disposto nella modifica alla Direttiva sulle Fonti Rinnovabili relativamente ai residui - non rifiuto.

### **D. Integrazione delle fonti rinnovabili nel mercato elettrico**

Il cambiamento strutturale del mercato elettrico italiano, dovuto alla sempre maggiore rilevanza delle fonti rinnovabili che operano e sono soggette ad una disciplina regolatoria differente rispetto alle altre fonti sia da un punto di vista fisico sia di mercato, alla costante crescita della generazione distribuita allacciata alla media e bassa tensione, allo sviluppo dei sistemi di generazione, stoccaggio e consumo *smart*, e l'obiettivo di creare un mercato unico dell'energia - che consenta di assicurare una fornitura di energia elettrica al minor costo possibile - determinano la necessità di una significativa revisione delle regole di funzionamento del mercato elettrico.

Il nuovo disegno di mercato dovrà favorire il raggiungimento degli obiettivi europei in termini di consumo di energia elettrica da fonti rinnovabili, efficienza energetica e de-carbonizzazione, anche attraverso una partecipazione attiva e diretta al mercato delle fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), minimizzando al tempo stesso gli oneri in capo al sistema.

Si propone pertanto di:

- Affiancare agli attuali mercati *spot* alcuni strumenti di medio e lungo termine per la riserva, e contemporaneamente, avvicinare la *gate closure* di MGP-MI al tempo reale in linea con quanto proposto a livello Europeo (artt. 4 - 7 della nuova proposta di Regolamento del mercato elettrico). Si potrebbe consentire, a livello nazionale, la negoziazione in continua e con opportune sessioni di asta implicita sul mercato *intraday*, sviluppando prodotti energetici in funzione delle caratteristiche della generazione distribuita e favorendone la liquidità.
- rivedere le regole di dispacciamento e partecipazione ai mercati attraverso:
  - la revisione delle modalità di calcolo dello sbilanciamento, tenendo conto delle raccomandazioni del *balancing code* (Regolamento 2195/2017) e della valorizzazione degli oneri di sbilanciamento in modo da evitare disparità di trattamento fra le diverse fonti;
  - la revisione delle regole sulla priorità di dispacciamento per i nuovi impianti rinnovabili o di cogenerazione ad alta efficienza energetica, eccezion fatta per i progetti dimostrativi di tecnologie innovative (art. 11 d della nuova proposta di Regolamento del mercato elettrico). Fino a che il nuovo design di mercato funzioni correttamente (*fit for RES*), al fine di salvaguardare gli investimenti già effettuati si ritiene opportuno mantenere l'attuale priorità di dispacciamento per gli impianti esistenti. Tale priorità potrebbe essere altresì confermata anche in caso di *light revamping* o, entro il 2020, di *heavy revamping*, qualora coadiuvata al parallelo inserimento nell'ambito di mercato dei prezzi negativi;
  - l'allineamento del modello italiano a quello previsto dai Network Code Europei e il miglioramento delle condizioni per la partecipazione dei cittadini ai mercati dell'energia tramite la revisione delle modalità di partecipazione della domanda anche in forma aggregata (ad es. perimetri di equilibrio). Prevedere pertanto modelli aggregativi della domanda e dell'offerta e sistemi di modulazione della domanda in funzione delle esigenze della rete (*demand response* in forme tradizionali e in nuove modalità) che permettano di offrire un efficiente servizio di bilanciamento e dispacciamento rispetto alla rete, capace di programmare immissioni e prelievi (art. 16 della nuova proposta di direttiva sul mercato elettrico);
  - l'ampliamento del novero di risorse che possono partecipare al mercato dei servizi per il dispacciamento affinché tutte le risorse connesse alla rete – centrali termoelettriche convenzionali, FER, storage, veicoli elettrici (*Vehicle Grid Integration*), prosumer, ecc. - contribuiscano al mantenimento in condizioni di sicurezza in un sistema elettrico ad alta penetrazione di fonti rinnovabili e che necessita di servizi di rete (frequenza, tensione, inerzia e potere di corto circuito).
- introdurre i prezzi negativi in Italia nei diversi mercati elettrici (sia energia che servizi) in un'ottica di allineamento del quadro regolatorio nazionale ai provvedimenti del Target Model e Linee Guida europee nonché di revisione del disegno e dell'architettura attuale dei mercati dell'energia. Prerequisito a tale introduzione è la definizione del nuovo quadro regolatorio, con particolare riferimento alla riforma del MSD, alla ridefinizione del sistema di *settlement* degli sbilanciamenti, all'avvio del mercato della capacità e alla corretta interazione dei prezzi negativi con

gli attuali strumenti di incentivazione delle fonti rinnovabili. L'applicazione dei prezzi negativi presume quindi la disponibilità di accesso al mercato MSD e l'introduzione dei prezzi negativi anche in tale mercato, per non precludere la possibilità di partecipazione per gli impianti rinnovabili intermittenti che possono competere solo sulla fornitura di riserva a scendere in assenza di un sistema di storage ad essi abbinato. Per evitare distorsioni del meccanismo di mercato dovute alla presenza di impianti FER incentivati, è necessario che sia introdotto un principio che preveda la sospensione degli incentivi nel caso in cui si formino sul mercato MGP/MI prezzi pari a zero o negativi. Tale misura è già contenuta nella bozza di Decreto per le incentivazioni relative al periodo 2019-2021 ma dovrebbe essere estesa a tutta la futura capacità incentivata.

- prevedere strumenti appropriati che forniscano segnali di prezzo di lungo termine sia per promuovere lo sviluppo di impianti rinnovabili (PPA), sia di impianti tradizionali flessibili ed efficienti in grado di essere complementari alle FER con le loro prestazioni dinamiche (mercati di capacità a termine), nella fase di transizione verso l'obiettivo emissioni zero e per permettere la chiusura delle centrali più vetuste e/o inquinanti (carbone) in condizioni di sicurezza per il sistema. L'assenza di segnali di prezzo di lungo termine sui mercati dell'energia è infatti incompatibile con lo scenario energetico di domani. In particolare è fondamentale avviare quanto prima il mercato italiano della capacità per assicurare il raggiungimento e il mantenimento dell'adeguatezza della capacità produttiva (disponibilità di capacità di generazione in grado di soddisfare i consumi attesi di energia elettrica più i margini di riserva di potenza). Questa misura consente di approvvigionarsi di risorse a medio-lungo termine garantendo agli investitori stabilità e sostenendo quindi la realizzazione degli investimenti ancora necessari.
- in tema di Autoconsumo, si ritiene che questo sarà naturalmente favorito dall'evoluzione tecnologica che renderà i costi di accesso alle tecnologie sempre più sostenibili. Per il futuro è necessario concentrare l'incentivazione, qualora necessaria, su configurazioni efficienti, flessibili e sostenibili (fonti rinnovabili, cogenerazione ad alto rendimento e SdA), preferendo meccanismi trasparenti, equi e controllabili, ed evitando sussidi incrociati. Si ritiene in particolare che sia da preferire l'adozione di misure di supporto di tipo esplicito, confermando gli attuali meccanismi di supporto impliciti solo nel breve periodo, fermo restando la necessità di una corretta ed adeguata calibrazione del supporto rispetto ai costi delle tecnologie. L'incentivazione dovrebbe, inoltre, seguire l'evoluzione dei costi di installazione ed essere commisurata agli effettivi benefici per il sistema. Eventuali modifiche del quadro normativo in merito dovranno preservare l'esenzione dal pagamento degli oneri di sistema per i sistemi esistenti di autoconsumo prevista dall'attuale quadro normativo e comunque evitare effetti retroattivi, preservando le installazioni pregresse connesse a siti industriali. Occorrerebbe infine evitare per quanto possibile l'inefficiente duplicazione di infrastrutture di rete, prevedendo la realizzazione di reti private solo a fronte di analisi costi/benefici ed estendendo l'applicazione di meccanismi di scambio virtuale anche ad una pluralità di consumatori (es. scambio sul perimetro). Ulteriori misure a favore dello sviluppo dei sistemi di autoproduzione da fonte rinnovabile o CAR possono essere: l'aumento del tetto al credito fiscale mediante la costituzione di scaglioni per applicabilità a clienti industriali e l'ampliamento delle categorie di utenza, l'estensione della cedibilità del credito fiscale anche a generazione distribuita e accumuli, l'estensione della detrazione fiscale anche per soluzioni di accumulo stand-alone. Allo stesso modo dovranno essere analizzate e sviluppate le nuove forme di autoproduzione individuate nel *Clean Energy Package*, Comunità Energetiche e Comunità Rinnovabili.
- investire nella digitalizzazione e smartizzazione delle reti (*smart grid*) che, oltre a contribuire alla sicurezza del sistema abilitano un ruolo centrale del consumatore finale, rendendolo operatore "consapevole", "attivo" e "responsabile" in termini di benefici e costi apportati nel mercato elettrico, quanto più saranno rese disponibili informazioni in tempo reale del proprio profilo di consumo dagli smart meter 2G. Sarà necessario quindi rivedere il ruolo delle reti identificando un modello di piena cooperazione tra TSO e DSO (art. 14 della nuova proposta di direttiva sul

mercato elettrico). Il ruolo di TSO e DSO dovrà essere rivisto alla luce delle nuove attribuzioni ed evoluzioni tecnologiche e di mercato, assicurando il pieno rispetto dei principi di *unbundling* e effettiva separazione delle attività di distribuzione e trasporto dalle attività di natura commerciale, comprese quelle che potranno nascere e svilupparsi con la disponibilità di dati di consumo sempre più granulari.

- sviluppare interventi infrastrutturali sulle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica che risultano prioritari per consentire il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, risolvere le congestioni e ridurre gli oneri di gestione correlati al dispacciamento. Nello specifico sono fondamentali investimenti tesi a rinforzare la rete di trasmissione elettrica: il rinforzo delle dorsali interne tra nord e sud, il potenziamento dei collegamenti nelle isole e con le isole, ma anche l'aumento delle interconnessioni con l'estero, l'utilizzo di conduttori ad alta capacità e di dispositivi in grado di ottimizzare l'utilizzo delle infrastrutture esistenti sono azioni che devono essere accelerate. In aggiunta un corretto sviluppo delle reti di distribuzione e dei Sistemi di Accumulo (SdA) – nel quale ogni intervento sia valutato in termini di costi-benefici per la collettività, considerando ogni alternativa tecnologica disponibile – permetterà di accrescere il livello di adeguatezza e sicurezza del sistema, al minimo costo per gli utenti. In uno scenario, in cui le risorse "attive" passano da poche centinaia a decine di milioni, si ritiene che innovazione e digitalizzazione divengano fattori abilitanti chiave. La disponibilità in tempo reale di informazioni complete e attendibili sullo stato complessivo del sistema diviene condizione necessaria per poterlo gestire garantendo gli elevati standard di qualità e sicurezza cui oggi siamo abituati. In particolare:
  - prevedere la realizzazione di ulteriore capacità di accumulo idroelettrico e/o elettrochimico in grado di contribuire all'adeguatezza e alla sicurezza del sistema attraverso la fornitura di servizi di rete (tensione e frequenza) e di garantire la possibilità di immagazzinare l'energia prodotta da sole e vento quando questa è in eccesso rispetto alla domanda o alle capacità fisiche di trasporto della rete. Tale sviluppo dovrebbe avvenire attraverso soluzioni *market-based* ovvero investimento e gestione devono essere portati avanti da operatori di mercato. L'intervento dei gestori di rete (TSO/DSO) si renderebbe necessario solo nel caso di fallimento del mercato.
  - stimolare un corretto coordinamento fra le società di distribuzione ed il gestore della rete di trasmissione, nella trasformazione in ottica *smart* delle proprie reti e nella gestione e piena integrazione della generazione distribuita, oltre che la definizione di regole chiare per supportare gli operatori di mercato nello sviluppo di *storage* e nella fornitura di flessibilità e margini di riserva.
- Si ritiene necessaria una riflessione sui potenziali benefici dell'integrazione delle reti elettriche e gas (es. *power-to-gas*, *power-to-hydrogen* e *gas-to-power* che potrebbero consentire di trasformare l'eccesso produttivo delle fonti non programmabili in un metano sintetico rinnovabile o in idrogeno rinnovabile da immettere nella rete, ovvero di recuperare il calore di scarto dalle turbine a gas per produzione elettrica in questo modo promuovendo anche un sempre più efficiente utilizzo delle infrastrutture esistenti). Appaiono nel merito necessari – anche nell'ottica di una verifica di costi e benefici di tali soluzioni nel confronto con la creazione di soluzioni alternative alla risoluzione delle congestioni di rete – il coordinamento fra i gestori della rete di trasmissione e della rete di trasporto gas in un'ottica di *sector coupling*.

### **E. Prosumer e Comunità Energetiche Rinnovabili**

Considerando l'aumento previsto della capacità rinnovabile in Italia al 2030 per rispettare il nuovo obiettivo europeo del 32%, si ritiene prevedibile un incremento della generazione distribuita di piccola e media taglia, al fianco delle installazioni *utility scale*. Si ritiene necessario focalizzare l'attenzione anche sulla dimensione industriale della generazione distribuita. Un approccio sostenibile implica un impegno per la decarbonizzazione del settore industriale e il risanamento delle aree industriali dismesse che può consentire di avviare politiche di attrazione di nuove attività economiche e, sul piano ambientale, permette di riqualificare aree degradate. Allo stesso tempo, la definizione di contratti di lungo termine volti a stabilizzare il prezzo della *commodity* per il tessuto manifatturiero, permette di ridurre l'alea insita nei costi di produzione. Se correttamente implementata, la generazione diffusa di energia rinnovabile o cogenerativa ad alta efficienza può quindi rappresentare un volano di crescita economica e di miglioramento ambientale dei siti industriali.

In tale scenario di larga diffusione delle rinnovabili e dei sistemi di generazione distribuita e autoconsumo sarà sempre più centrale il ruolo del DSO come facilitatore, per sviluppare e gestire la rete con investimenti e innovazioni in ottica *smart grid*/digitalizzazione, per garantire l'efficienza, sicurezza e sostenibilità della rete (anche per gli utenti che continueranno ad essere forniti direttamente dalla rete) incrementandone nel contempo la resilienza.

In ragione delle economie di scala esistenti, si ritiene opportuno indirizzare i piccoli impianti rinnovabili verso logiche di autoconsumo, utilizzando, ove necessario, eventuali forme di sostegno di natura esplicita e basate sul principio della neutralità tecnologica e di *cost-reflectivity*. Nodo cruciale per uno sviluppo efficiente del sistema in un'ottica di generazione distribuita è la corretta allocazione dei costi (oneri di sistema e rete) alle configurazioni civili residenziali e terziarie considerando il contributo del consumo industriale alle economie di scala dello sviluppo *utility scale* della produzione rinnovabile ed evitando il rischio di un sussidio incrociato da settore industriale verso settore terziario/residenziale.

Il sistema produttivo italiano, storicamente, ha già sviluppato in molti distretti industriali delle configurazioni di autoconsumo quali ad esempio i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) o i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) i quali includono anche le Reti Interne di Utenza (RIU). I modelli di autoproduzione possono rappresentare un importante strumento per promuovere lo sviluppo delle fonti rinnovabili e di impianti cogenerativi ad alto rendimento (CAR) all'interno dei siti produttivi, evitando il rischio di aggravare i costi energetici per i settori industriali non in configurazione di autoconsumo. Sicuramente troviamo positivo che, all'interno dei principi generali della disciplina comunitaria, sia previsto il superamento dei vincoli della normativa precedente (D.lgs 93/11) che non prevedeva lo sviluppo di comunità nelle quali un impianto di produzione potesse alimentare più utenze. Le Comunità Energetiche Rinnovabili (REC) e le Comunità Energetiche Locali (LEC), definite nel *Clean Energy Package* - art. 15 e 16 della proposta di Direttiva della Commissione e del Consiglio Europeo relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (COM(2016) 864), ancora in fase di discussione e art. 2 lettera (aa) e lettera (aaa), e art. 21 e 22 della nuova Direttiva RED II - prevedendo l'allargamento di tali configurazioni a realtà residenziali e commerciali potranno dare forte impulso alla promozione della generazione ambientalmente compatibile. Riteniamo però che sia necessaria una corretta valutazione dinamica costi-benefici, propedeutica ai fini di un'azione di *policy* efficace e rivolta soprattutto ai settori di intervento nei quali il potenziale di decarbonizzazione risulta più elevato. Escludere dalla partecipazione alle LEC/REC le medie e grandi imprese potrebbe implicare una significativa riduzione delle opportunità di sviluppo della produzione rinnovabile o cogenerativa.

Lo sviluppo di queste configurazioni dovrà valutare, inoltre, gli effetti allocativi tra le diverse categorie di utenti, sul piano della contribuzione agli oneri di sistema, ed i costi di implementazione. Nel caso di rete piccole comunità in ambiti standardizzati (civile e terziario) potrebbero essere previsti dei modelli di aggregazione energetica con una ge-

stione commerciale virtuale. La realizzazione di nuove reti, e quindi la costituzione di comunità energetiche con scambi fisici di energia non dovrebbe essere preventivamente impedita bensì subordinata ad un'attenta analisi costi-benefici nel rispetto del principio di limitare duplicazioni della rete pubblica esistente. Ciò potrebbe consentire di scegliere tra le due alternative possibili – reti fisiche o scambi virtuali - quella che maggiormente risponde alle specifiche esigenze energetiche locali nonché alla maggiore efficienza. Fermi restando i principi enunciati in precedenza, si ritiene che l'energia prodotta nei condomini plurifamiliari e autoconsumata nei singoli appartamenti, debba avere un trattamento tariffario in linea di principio uguale a quello dell'energia prodotta ed autoconsumata nelle abitazioni unifamiliari.

È infine molto importante, che al cliente finale siano garantiti i diritti del consumatore all'interno delle configurazioni di autoconsumo (i.e. qualità tecnica del servizio e commerciale, diritto allo *switching*), come già oggi avviene per i Sistemi di Distribuzione Chiusi in base al quadro regolatorio finora definito dall'ARERA.

### **F. Misure di semplificazione**

Risulta necessario semplificare i processi autorizzativi, facilitando i rapporti con le regioni, creando una cabina di regia e dando seguito al “one stop shop” previsto all'art. 16.1 della Direttiva RED II, anche attraverso l'istituzione di una piattaforma informatizzata. Si propone di istituire un “one stop shop” dedicato esclusivamente alle isole minori non interconnesse, soggette spesso a particolari vincoli ambientali e paesaggistici. Potrebbe essere inoltre opportuno introdurre un meccanismo di silenzio-assenso, in particolare quando non sono necessari atti di assenso di natura ambientale e paesaggistica, ai procedimenti di autorizzazione unica per gli impianti a fonti rinnovabili per i quali l'amministrazione coinvolta non rispetta il termine perentorio di 90 giorni, stabilito dall'art. 12, comma 4, D. Lgs. n. 387/2003. I rimedi già previsti dall'ordinamento contro il ritardo della pubblica amministrazione (nomina del Commissario *ad acta* su ricorso dell'interessato), spesso infatti non consentono l'emanazione di un provvedimento abilitativo entro un termine ragionevole. Come accennato in premessa, si propone di istituire una cabina di regia Stato/Regioni creando un unico ufficio competente e responsabile in materia: in questo modo si ritiene infatti potrebbero essere evitate sovrapposizioni, raccordate le normative regionali a quella nazionale e garantito il rispetto delle tempistiche autorizzative. Tutte le Regioni devono essere messe in condizione di utilizzare lo strumento della zonizzazione mettendo a disposizione la capacità ricettiva del proprio territorio per lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel completo rispetto e tutela dell'ambiente. In tal senso le Regioni devono completare l'individuazione delle aree non idonee e descrivere puntualmente (e non sommariamente) le incompatibilità riscontrate, mettendo a disposizione le cartografie complete delle aree stesse.

La certezza sui termini dell'iter di autorizzazione degli impianti da fonti rinnovabili risulta prioritaria per facilitare lo sviluppo degli investimenti. Negli articoli 15 e 16 della Direttiva RED II si prevede che il processo di ottenimento delle autorizzazioni non possa eccedere i due anni, includendo i rapporti con tutte le rilevanti autorità competenti, a meno di circostanze straordinarie a causa delle quali il periodo può essere esteso di un ulteriore anno. Per le piccole installazioni (capacità inferiore ai 150 kW) e per il *repowering* degli impianti esistenti dovrà essere invece previsto un processo semplificato di ottenimento dei permessi, il quale non può superare la durata di un anno, estendibile in casi eccezionali di un ulteriore anno.

Al fianco delle disposizioni del *Clean Energy Package* si propone di prevedere un iter autorizzativo semplificato per i progetti *brown field*, su siti contaminati oggetto di bonifica, aree industriali dismesse, parzialmente dismesse o afferenti al demanio pubblico, viste le opportunità in termini di riuso del suolo. In particolare per velocizzare le procedure autorizzative per il *revamping* ed il *repowering* degli impianti esistenti si potrebbe valutare di definire tempi certi per la

procedura di Autorizzazione Unica prevista dalla 387/2003, in cui si dovrebbero definire delle tempistiche accelerate e fisse, in virtù del riutilizzo di aree, strutture ed infrastrutture esistenti.

Con particolare riferimento al *revamping* e *repowering* appare prioritario evitare la cessazione della produzione di impianti esistenti al termine delle agevolazioni per mancata o ritardata autorizzazione delle migliorie che ne consentono la prosecuzione dell'esercizio in *market parity*, se presentante nel rispetto delle tempistiche normative. Oggi l'evoluzione tecnologica consentirebbe di eseguire interventi di *revamping* per il miglioramento delle performance degli impianti FER incentivati, ma la regolamentazione blocca molte iniziative in quanto le nuove tecnologie comportano varianti sostanziali che fanno decadere il diritto alla tariffa incentivante in essere (si veda il documento dal titolo «le procedure applicative del DM 23.6.2016» pubblicate dal GSE il 16.7.2016 – capitolo 3.2 pag. 75). Per facilitare il rinnovamento del parco esistente risulta inoltre necessario stabilire con chiarezza la definizione di modifiche sostanziali o non sostanziali, in attuazione dell'articolo 5 comma 3, del D. Lgs. n. 28/2011, da assoggettare ad autorizzazione unica. Da ultimo, si ritiene fondamentale il superamento di misure vincolanti allo sviluppo di iniziative di *repowering*, quali ad esempio il cosiddetto “*spalma-incentivi volontario*”, tutelando, ovviamente, i soggetti che vi hanno aderito.

Consci delle disposizioni previste dalla legge numero 27 del 24 marzo 2012 per gli impianti solari fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole - secondo cui non è consentito l'accesso agli incentivi statali - richiamate al punto 2 dell'articolo 3 comma 5 a) della bozza di Decreto, si ritiene opportuno evidenziare le potenzialità di tali installazioni in relazione al raggiungimento del target europeo, ad esempio all'interno di accordi di lungo termine fra privati, definiti all'art. 18 del presente schema, in ragione dell'esistenza di numerose aree agricole in stato di abbandono. Per tale ragione si ritiene opportuno operare affinché non siano posti divieti a livello nazionale o regionale all'utilizzo di aree agricole per l'installazione di impianti fotovoltaici a terra ovvero individuare modalità che consentano la realizzazione degli impianti senza precludere l'uso agricolo dei terreni (ad es: impianti rialzati da terra).

Al tema del rinnovamento degli impianti è fortemente correlato il nodo inerente le concessioni idroelettriche: la mancata definizione dei criteri e dei parametri dei bandi di gara per la riassegnazione delle concessioni sta provocando un sostanziale blocco degli interventi di manutenzione straordinaria e di ammodernamento di tali impianti. Inoltre si dovrebbe riformare sia l'intero sistema dei canoni di concessione demaniale che dei sovracani degli enti rivieraschi e dei bacini imbriferi montani per tenere in considerazione una quota variabile correlata alla produzione e ai ricavi. Da ultimo dovrebbe essere rafforzato in sede europea uno stesso *level playing field* per gli operatori idroelettrici dei vari Paesi, attraverso una revisione coordinata delle regole che sani l'attuale difformità dei diversi Paesi membri. Risulta opportuna una normativa stabile e chiara, che favorisca la piena sicurezza e stabilità del sistema elettrico, garantendo la massimizzazione degli investimenti e tutelando i lavoratori, il diritto di proprietà sugli asset funzionali alla generazione e il valore industriale dei beni presenti.

#### 4.2 - Sviluppo efficiente delle Fonti Rinnovabili nel settore termico

Il settore delle fonti rinnovabili termiche annovera casi di eccellenza sia per quanto riguarda i livelli di produzione nazionale che la presenza di una filiera industriale qualificata e radicata sul territorio. Secondo un principio di neutralità tecnologica si propone di sviluppare politiche atte ad incrementare la quota di energia rinnovabile nel settore termico, in linea con quanto definito nel *Clean Energy Package*. L'art. 23.1 della nuova Direttiva sulle fonti rinnovabili prevede infatti un aumento indicativo annuo percentuale dell'energia rinnovabile nel settore termico (*heating and cooling*) dell'1,3% partendo dai livelli raggiunti nel 2020.

A tale scopo la revisione della Direttiva (Art. 23.5) sulla promozione delle fonti rinnovabili prevede la possibilità per gli Stati Membri di utilizzare le strutture già istituite nell'ambito dei regimi nazionali obbligatori di riduzione energetica di cui all'articolo 7 della Direttiva 2012/27/UE, ovvero quelli riferiti al sistema dei Certificati Bianchi. L'eventuale previsione di un simile schema di incorporazione di rinnovabili nel settore termico dovrebbe essere correlata alla possibilità, per le entità designate, di soddisfare l'obbligo attraverso misure sia dirette, quali l'offerta di rinnovabili termiche (*biometano, bioliquidi, ecc.*) o l'installazione di tecnologie che recuperano rinnovabili termiche (*pompe di calore elettriche o a gas, CHP, apparecchi ibridi, solare termico, ecc.*), che indirette di mitigazione, (corredate da certificati negoziabili che attestino che altri soggetti hanno prodotto ed immesso nel sistema rinnovabili termiche).

In linea con il generale principio di neutralità tecnologica, si propone inoltre di agire su tre fronti prioritari: politiche di supporto, semplificazione e diffusione.

Le politiche per la promozione delle tecnologie potrebbero considerare le seguenti linee di azione:

- Promozione di soluzioni tecnologiche che garantiscono una migliore prestazione energetica e ambientale rispetto agli attuali generatori termici. In tal senso si propone di prorogare le detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica degli edifici e revisionare il bonus casa per aumentare il differenziale tra tecnologie ad alta efficienza/rinnovabili e tecnologie standard (ad esempio le caldaie a combustibili fossili in classe B o inferiori non dovrebbero dare luogo ad alcun incentivo). In modo da garantire i più elevati tassi di efficienza e migliorare notevolmente gli effetti complessivi in termini ambientali, dovrebbe essere altresì promossa l'installazione di apparecchi in assetto cogenerativo (es. Micro-CHP).
- Definizione di criteri ambientali stringenti in modo da rendere applicabile la detrazione fiscale solo quando l'intervento avvenga con apparecchi di classe energetica/ambientale più elevata e solo in sostituzione di apparecchi maggiormente critici in termini di inquinamento atmosferico. Ciò permetterebbe di evitare la diffusione di apparecchi inefficienti o che determinano emissioni inquinanti.
- Promozione della manutenzione delle caldaie a gas e apparecchi a biomassa tramite un rafforzamento, da parte di tutte le Regioni - preposte alla sorveglianza della corretta manutenzione delle caldaie a gas - del sistema dei controlli, anche attraverso l'implementazione di un catasto telematico. La corretta manutenzione delle caldaie e degli apparecchi a biomassa non è solo un tema di sicurezza, ma anche di risparmio energetico e di riduzione degli inquinanti locali. In tema di manutenzione degli apparecchi di riscaldamento va introdotto uno specifico obbligo di manutenzione e di controllo di efficienza e di emissioni di polveri sottili ed altre sostanze dannose per l'ambiente anche per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, prevedendo contemporaneamente l'inserimento di tali tipologie impiantistiche nel catasto degli impianti termici ed un controllo stringente sulla qualità del prodotto utilizzato negli impianti, intervenendo anche nella fase di manutenzione dei sistemi fumari.
- Tra le diverse soluzioni potranno avere un ruolo di rilievo i sistemi di climatizzazione con pompe di calore elettriche o gas e l'immissione di biometano in rete.
  - Le PdC utilizzano per il loro funzionamento l'energia termica gratuita contenuta nell'aria, nell'acqua e nel suolo. Con le pompe di calore è possibile offrire un modello di utilizzo dell'energia in grado di soddisfare le esigenze di comfort delle persone, eliminando però le emissioni inquinanti locali e riducendo l'impatto indiretto grazie all'utilizzo di energia rinnovabile e a una continua riduzione dell'impiego di materie prime per il ciclo produttivo.
  - Le potenzialità del biometano, in considerazione dell'enorme crescita attesa dallo stesso nei prossimi anni (8 miliardi di metri cubi al 2030), possono portare a valutarne l'utilizzo non solo nel settore dei trasporti, come previsto nella Strategia Energetica Nazionale del 2017, ma anche in quello del riscaldamento civile.

Le azioni di semplificazione e di aggiornamento della normativa potrebbero riguardare:

- una semplificazione del Conto Termico, fornendo la possibilità ai fabbricanti di accedere direttamente al Catalogo per gestire i loro prodotti (iter semplificato). Dovrebbe inoltre essere previsto l’inserimento automatico a Catalogo di quegli apparecchi che superano la prima volta l’iter autorizzativo standard.
- una revisione della normativa relativa al calcolo della quantità di energia rinnovabile termica recuperata dalle Pompe di Calore inserita nell’Allegato I del D.lgs. 28/2011 in modo da considerare l’effettivo contributo della quota rinnovabile in funzione del reale rendimento dell’impianto, prendendo a riferimento il rapporto fra l’energia termica resa disponibile dall’impianto e l’energia primaria assorbita dalla PdC per il proprio funzionamento.
- Una revisione del regime obbligatorio di incorporazione di rinnovabili, previsto per gli edifici di nuova costruzione o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti il quale prevede attualmente soglie prefissate minime uguali per ogni tipologia di edificio. Ciò determina un notevole restringimento delle opzioni a disposizione dei progettisti e in molti casi la conseguente impossibilità tecnica ed economica di rispettare le disposizioni. La soglia obbligatoria di incorporazione di rinnovabili prevista (50%) andrebbe attentamente ripensata, considerato i numerosi casi di inapplicabilità determinati da impossibilità tecnica o da costo esorbitante: l’aver individuato un obbligo indifferenziato per tipologia di edificio e per zona climatica ha condotto ad una situazione di estrema difficoltà a rispettare la norma per i progettisti.
- Introdurre forme di semplificazione per il rinnovamento energetico in chiave rinnovabile dei consumi termici dei condomini - con focus specifico su interventi riguardanti le parti comuni - e raggiungimento della gestione autonoma dei consumi a livello delle singole unità abitative. Ciò potrebbe essere ottenuto operando la gestione del riscaldamento del singolo alloggio attraverso sistemi di regolazione intelligenti.
- Garantire una semplificazione procedurale per il cliente che desidera installare impianti alimentati da rinnovabili termiche, permettendo al consumatore di evitare costi marginali non necessari come ad esempio la richiesta di asseverazione degli interventi effettuati.

La diffusione, strettamente correlata al tema della creazione di una cultura dell’energia pulita e dell’efficienza energetica, potrebbe contemplare:

- Una riduzione delle barriere economiche e culturali che ostacolano l’acquisto e l’installazione di prodotti ad alta efficienza rinnovabili e di dispositivi per la “smart home”. Ad esempio, è di fondamentale importanza garantire un più facile accesso al credito e una maggiore digitalizzazione dei consumi energetici.
- L’attuazione dei piani di comunicazione in partnership tra soggetti pubblici e privati (es. associazioni di categoria) diretti all’utente finale per far conoscere maggiormente le opportunità relative l’installazione di tecnologie rinnovabili.
- Una reale armonizzazione della legislazione europea in materia di etichettatura energetica ed *ecodesign* dei sistemi termici domestici alimentati da fonti rinnovabili evitando sovrapposizioni con legislazione nazionale e regionale riguardo le regole in materia di qualità dell’aria.

### 4.3 - Sviluppo efficiente delle Fonti Rinnovabili nel settore dei trasporti

Per il raggiungimento degli obiettivi europei di incremento delle fonti rinnovabili, la progressiva adozione dei combustibili liquidi e gassosi a basso o nullo contenuto di carbonio, dei carburanti sintetici da rinnovabili e lo sviluppo del vettore elettrico nella mobilità costituiranno nei prossimi anni elementi fondamentali.

La filiera *automotive* nazionale per non mettere a rischio la propria competitività riconosciuta a livello globale, grazie alle sue competenze e la sua capacità di innovare, vuole e deve, poter cogliere l'opportunità di sviluppare le nuove tecnologie per poter, in un tempo industrialmente adeguato, produrre e vendere tecnologie avanzate.

Sarà pertanto fondamentale un'azione congiunta a livello di politiche ambientali, industriali e sociali che portino ad un adeguato sviluppo della mobilità a zero emissioni, in modo deciso, ma sensato, con tempistiche che consentano all'industria italiana di dare il proprio contributo. Grazie agli importanti investimenti e miglioramenti tecnologici delle motorizzazioni convenzionali e dell'elevato contributo che le alimentazioni alternative possono già fornire, l'Italia può raggiungere gli obiettivi dell'accordo di Parigi attraverso un rapido e consistente rinnovo del suo obsoleto parco circolante che a fine 2017 (dato ACI) registra una età media di 10 anni e 11 mesi contro una media di 9,2 anni per la Francia, 9,1 anni per la Germania, 8,7 anni per il Regno Unito (dato ACEA).

Pertanto, i principali interventi necessari per lo sviluppo della eco-mobilità in Italia possono essere declinati attraverso le seguenti linee d'azione:

- Coordinare e omogeneizzare a livello nazionale le regolamentazioni locali di accesso agli ambiti urbani e sviluppare politiche nazionali che accompagnino il nostro Paese nel cambiamento del paradigma di mobilità, attraverso la crescente diffusione sia della *smart mobility* (es. *car sharing*, *car pooling*, *smart parking* e *bike sharing*, mobilità ciclo-pedonale, trasporto pubblico locale), che della *zero-low emission mobility* (con l'utilizzo di veicoli a sempre meno inquinanti);
- Migliorare le prestazioni energetiche e ambientali del parco auto circolante, anche attraverso politiche di rinnovo e sostituzione della flotta pubblica con veicoli *zero-low emission*;
- Semplificare, snellire ed uniformare su tutto il territorio le procedure burocratiche/autorizzative per l'infrastrutturazione, così da attuare al meglio il piano d'azione per l'implementazione della DAFI presentato dalla Commissione Europea, in cui è ben evidenziata l'importanza che le infrastrutture hanno per l'accettazione da parte del mercato delle nuove tecnologie;
- Armonizzare e uniformare la regolamentazione comunale, anche nel quadro di un'intesa Stato-Regioni, al fine di rendere omogenea non solo la distribuzione geografica delle infrastrutture, ma anche le politiche sull'accesso alle ZTL o le agevolazioni sui parcheggi, etc.;
- Definire un percorso chiaro e stabile per l'infrastrutturazione di ricarica pubblico/privata per supportare lo sviluppo della mobilità elettrica, assicurando adeguati seguiti operativi al PNIRE, prevedendo, ad esempio, un obiettivo annuale minimo per tipologie di stazioni di ricarica declinato su base locale e la creazione di una cabina di regia nazionale che ne monitori l'avanzamento – che, allo stato legislativo attuale, troverebbe applicazione principalmente su base locale – al fine di poter premiare le amministrazioni locali più virtuose ed adottare eventuali correttivi per l'efficiente realizzazione dello stesso;
- Promuovere misure di semplificazione del procedimento autorizzativo che tengano conto delle peculiarità strutturali delle infrastrutture di ricarica (ad esempio prevedendo la possibilità di presentare una semplice comunicazione di inizio lavori anziché la SCIA ai fini dell'installazione delle infrastrutture di ricarica);
- Definire tariffe per la fornitura dell'energia elettrica per la ricarica in ambito privato (quando la ricarica avviene utilizzando un punto di prelievo distinto da quello dell'abitazione principale, ad esempio box/garage) e per la fornitura dell'energia elettrica agli operatori del servizio di ricarica in ambito pubblico tali da favorire la diffusione della mobilità elettrica;

In questo importante processo di rapida evoluzione e trasformazione che avverrà nei prossimi anni, bisognerà: valorizzare nel breve periodo gli investimenti tecnologici già fatti; accompagnare e supportare la transizione verso una mobilità “pulita, socialmente equa e competitiva” che veda protagoniste nel nostro paese:

- **La filiera industriale automobilistica:** per la ricerca e lo sviluppo di soluzioni innovative che riducano consumi, emissioni nocive e climalteranti e al contempo aumentino le prestazioni sempre più sofisticate dei veicoli (si pensi al passaggio dal 12 al 48 Volt degli impianti elettrici delle vetture, soluzione intelligente e poco costosa che consente di consumare meno e avere migliori prestazioni);
- **La filiera della produzione e distribuzione dei biocarburanti e dei carburanti sintetici:** per la produzione e l'immissione di quote sempre maggiori di soluzioni innovative, economicamente vantaggiose e già tecnicamente compatibili, per l'alimentazione di quella consistente quota di veicoli che nel tempo sarà ancora alimentata con le tecnologie tradizionali e a gas;
- **La filiera della produzione di energia elettrica:** per l'infrastrutturazione della rete di ricarica per la mobilità.

Il percorso di progressiva transizione verso modelli energetici a ridotte emissioni è una sfida globale che richiede da parte di ogni paese un impegno importante a sostegno dell'evoluzione tecnologica e della ricerca ed innovazione. L'Italia, come gli alti paesi, dovrà fare affidamento sulla sua forza industriale per raggiungere gli importanti ed ambiziosi obiettivi ambientali e sociali.

#### 4.4 - Promozione della Filiera industriale degli impianti rinnovabili

La transizione energetica rappresenta anche una grande opportunità di sviluppo industriale, che l'Italia è riuscita a cogliere in particolare sotto il profilo della produzione manifatturiera dei sistemi per l'incremento dell'efficienza energetica. Sebbene molto strutturata nella fase conclusiva della catena del valore - installazione, produzione e gestione - la filiera nazionale delle rinnovabili ha invece subito una forte pressione competitiva nei comparti a monte - dalla componentistica ai produttori di impianti utility scale chiavi in mano - operata da grandi società multinazionali estere. Devono essere attivati strumenti appositi per promuovere la filiera italiana di produzione degli impianti rinnovabili e accrescere gli investimenti in Ricerca e Sviluppo.

La ricerca e lo sviluppo in ambito tecnologico hanno dimensione globale e non sono limitati ai confini nazionali. Una deviazione dall'ottimale percorso di sviluppo basato su criteri di merito economico non rappresenta un miglioramento delle performance di raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione ma un aiuto allo sviluppo della filiera industriale. Si ritiene opportuno il reindirizzamento degli investimenti verso modelli di business innovativi e più promettenti partendo da quelli con *time to market* più breve al fine di aumentare l'efficienza e la qualità della spesa dei fondi pubblici. I relativi specifici meccanismi di finanziamento nazionale andrebbero però allineati a quelli europei in termini di: modalità di presentazione delle proposte di finanziamento, percentuali di finanziamento e criteri di valutazione, tempistiche di risposta e di finalizzazione dei contratti, semplificazione della documentazione da predisporre in fase di presentazione, modalità di rendicontazione. Tali politiche dovrebbero essere integrate a livello europeo per il rilancio della produzione di tecnologie rinnovabili in tutta l'UE, evitando il rischio di investire nella sola installazione di produzioni effettuate altrove.

In primo luogo è importante avere un quadro normativo e regolatorio di lungo periodo chiaro e quanto più stabile possibile, in modo tale che l'imprenditoria italiana possa programmare gli investimenti. In secondo luogo si attuino politiche

in linea con quanto previsto nel piano Industria 4.0 (come super o iper ammortamento) per sgravare i costi in nuovi macchinari di processi produttivi che realizzano i componenti principali di un impianto alimentato da fonti rinnovabili ed i costi relativi alle certificazioni di tali componenti, necessarie per assicurarsi l'utilizzo di tecnologie performanti e capaci di fornire servizi di rete.

Per cogliere appieno le opportunità di rafforzamento della struttura produttiva nazionale derivanti dal programma di investimenti, sembra necessario non solo promuovere la R&S nel campo delle rinnovabili in Italia, ma anche orientare gli sforzi nella giusta direzione. A tal proposito sarebbe importante sostenere anche la filiera di produzione dei sistemi di accumulo e architetture digitali e di automazione legati ai servizi di rete (ad esempio integrazione dello *storage*), vista la crescente interrelazione con la filiera rinnovabile. Riteniamo che debba essere incrementata la progettualità cooperativa a livello dell'unione Europea, come è ad esempio stato previsto per valutare progetti di cooperazione produttiva tipo "*Gigafactory*" per i Sistemi di Accumulo a livello comunitario. Allo stesso modo si ritiene necessario utilizzare il programma *Horizon 2020* per promuovere attività di ricerca in materia di case e reti intelligenti. In particolare, sono previsti 5,9 miliardi di euro per l'ambito dell'energia sostenibile e 2,7 miliardi di euro per l'ambito delle tecnologie future ed emergenti.

Dal punto di vista della produzione di *feedstock* rinnovabili andrebbero valutate le ricadute sulla filiera dell'Agricoltura e Silvicoltura, correlate all'effetto dell'introduzione di pratiche agricole innovative ispirate al concetto dell'economia circolare sull'innovazione di processo e di prodotto. Lo sviluppo della filiera di produzione di bioenergie sostenibili potrebbe comportare infatti effetti positivi sullo stock di carbonio nel suolo agricolo e attivare l'adozione di pratiche agricole innovative che superino il modello monocolturale prevalente in Europa, coerentemente con le linee della Nuova Politica Agricola Comune, verso modelli basati su alternanza tra colture *Food & Feed*.



---

## **Allegato Ricerca e Sviluppo**

*Ricognizione delle eccellenze R&S in Italia*

---

Si riportano di seguito un insieme non esaustivo dei progetti in campo energetico, con speciale riferimento alle tecnologie rinnovabili, attualmente attivi presso due importanti centri di ricerca italiani: ENEA e CNR.

## ENERGIA SOLARE

### PROGETTAZIONE E REALIZZAZIONE DI FILTRI OTTICI SPETTRALMENTE SELETTIVI ED ELETTRODI TRASPARENTI

*Cluster:* Energia e Fabbrica Intelligente

*Codice Ateco:* C23, C25, C26, C32, D35

#### Aspetti innovativi e relativi benefici

Prodotti e processi innovativi/originali a base di film sottili caratterizzati da migliori prestazioni nei settori delle energie rinnovabili (solare termodinamico e fotovoltaico) e del controllo termico delle superfici. Prodotti ottenuti mediante impianti di deposizione da vuoto, del tipo sputtering e MOCVD, impianti progettati con elementi innovativi per il miglioramento delle prestazioni e l'abbattimento dei costi di produzione.

#### Utilizzo

Filtri ottici, otticamente assorbenti e termicamente basso-emissivi, a stratificazione di film sottili ed utilizzati per il rivestimento sia di tubi ricevitori impiegati nel solare termodinamico ad alta temperatura sia di pannelli solari termici a bassa temperatura.

Coating per la fabbricazione sia di vetri basso-emissivi per finestre sia di sensori ottici nel settore dell'edilizia sostenibile.

Coating termici avanzati per applicazioni aerospaziali. Elettrodi finestra per celle fotovoltaiche.

#### Attività svolte e in corso

Fabbricazione tubi per collettori solari con temperature operative fino a 550 °C: produzione tubi ricevitori da parte dell'Azienda Archimede Solar Energy (Angelantoni) sotto licenza ENEA e contratto di assistenza sulla produzione. Sviluppo di vetri basso-emissivi per finestratura nell'ambito del progetto SMARTCASE in collaborazione con le aziende del Distretto Campano Edilizia Sostenibile STRESS.

Filtri ottici per sensoristica in ambienti abitativi nell'ambito del progetto Smart Building – Ricerca di Sistema Elettrico.

Sviluppo di elettrodi trasparenti per il settore fotovoltaico nell'ambito di progetti MISE.

#### Centro di ricerca di riferimento



## PRODUZIONE E ACCUMULO DI ENERGIA ELETTRICA DA FOTOVOLTAICO

*Cluster:* Energia

*Codice Ateco:* C27

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

Questa tecnologia ENEA consente una gestione 'intelligente' della generazione elettrica locale, soprattutto a livello residenziale e commerciale, con ottimizzazione dell'autoconsumo e dell'immissione in rete.

**Utilizzo**

Produzione distribuita di energia da fonte rinnovabile. Sono in corso studi per verificare ulteriori potenzialità dei sistemi di fotovoltaico ed accumulo.

**Attività svolte e in corso**

Progettazione e realizzazione di un impianto presso l'isola di Lampedusa (Regione Sicilia).

**Centro di ricerca di riferimento**



## SERRE FOTOVOLTAICHE A BASSO CONSUMO ENERGETICO PER PRODUZIONI VEGETALI SOSTENIBILI

*Cluster:* Agrifood e Smart Secure and inclusive communities

*Codice Ateco:* C27

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

Sviluppo di sistemi a basso consumo energetico legati alle serre, alle scuole materne e all'orticoltura. Questa tecnologia sviluppata da ENEA consente di trarre vantaggio dall'efficienza energetica e dal risparmio energetico grazie all'acclimatazione sostenibile, alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, a una migliore produzione in termini di quantità e qualità e un maggiore utilizzo delle energie rinnovabili applicate nella climatizzazione.

**Utilizzo**

Applicabile nel comparto dell'agricoltura protetta (serre in vetro, serre in plastica, tunnel e multi-tunnel) e dell'industria alimentare (in particolare per le produzioni di prodotti vegetali per la IV e V gamma). La grande varietà di materiali consente di soddisfare esigenze diverse: serre fotovoltaiche per la coltivazione di piante; building-serra, serra zero-soil per la coltivazione vegetale; serra con sistema di refrigerazione solare, serre geotermiche; coltivazione di ortaggi in serre multipiano.

**Attività svolte e in corso**

Collaborazioni e attività dimostrative sviluppate con: Regione Sicilia (progetto MODEM finanziato nell'ambito PON 2006-2010); Regione Sicilia (progetto Innova finanziato dal Programma di Sviluppo Rurale 2006-2010); Regione Puglia (progetto Adriacold - finanziato nell'ambito del Programma di cooperazione transfrontaliera IPA-Adriatico 2007-2013); Antartide (progetto PULSA, nell'ambito del programma PNRA) e Programma Thermie.

**Centro di ricerca di riferimento**



## PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA ATTRAVERSO L'UTILIZZO DELLA TECNOLOGIA SOLARE CSP ACCOPPIATA A MICROTURBINE A GAS

*Cluster:* Energia

*Codice Ateco:* C25, C32, D35

### Aspetti innovativi e relativi benefici

La tecnologia si basa sull'utilizzo di un concentratore solare parabolico circolare (Dish) accoppiato ad un sistema di trasformazione del calore in elettricità. La principale innovazione risiede nell'integrazione del Dish con la microturbina a gas, che sostituisce il motore Stirling tipicamente in uso in tali sistemi di piccola taglia, allo scopo di realizzare un prodotto più compatto e affidabile, di facile manutenzione. La microturbina a gas, di estrazione automobilistica, presenta una maggiore compattezza e un minor peso rispetto ai motori Stirling, a parità di potenza erogata.

### Utilizzo

Produzione di elettricità da fonte solare attraverso un sistema energetico compatto, destinato sia ad utenze isolate che connesse alla rete, e modulabile in funzione della richiesta. La peculiarità di tale sistema è la potenziale integrabilità della fonte energetica solare con quella fossile, attraverso soluzioni di processo ibride. Ciò rende la tecnologia altamente competitiva, in termini di "dispatchability", e molto flessibile, in termini di adattabilità al contesto territoriale, integrando le risorse energetiche localmente disponibili.

### Attività svolte e in corso

L'impianto dimostrativo, finanziato nell'ambito del VII FP attraverso il progetto comunitario OMSoP, ha una taglia di 5-7 kW<sub>e</sub> ed è in fase di realizzazione presso il Centro Ricerche ENEA Casaccia.

Il concentratore solare (diametro 12 m) è stato installato e caratterizzato nel 2015 mentre l'assemblaggio degli altri componenti di impianto (compressore, turbina, recuperatore, ricevitore, generatore elettrico, ecc) è previsto nei primi mesi del 2017. L'intero sistema verrà operato nella primavera-estate 2017 in condizioni atmosferiche reali, con l'obiettivo di rilevarne le prestazioni e di elaborare soluzioni ingegneristiche ottimizzate ai fini della commercializzazione.

### Centro di ricerca di riferimento



## FILM SOTTILI E NANOSTRUTTURATI PER APPLICAZIONI ENERGETICHE

*Cluster:* Energia, Smart Secure and inclusive communities

*Codice Ateco :* M72

### Aspetti innovativi e relativi benefici

Realizzazione di materiali innovativi a film sottile e nanostrutturati tramite l'utilizzo di diverse tecniche di deposizione PVD – *physical vapor deposition* (sputtering DC, sputtering DC impulsato, sputtering RF, evaporazione termica, evaporazione a fascio elettronico, ecc.) e ALD – *atomic layer deposition*, per applicazioni nell'ambito della conversione e sfruttamento del-

l'energia solare e termica. In particolare si propone lo sviluppo di materiali per fotovoltaico, solare termico, produzione di idrogeno dall'acqua, recupero del calore di scarto (in processi industriali, nell'ambito dell'elettronica di consumo e/o nell'ambito delle applicazioni solari), e le relative azioni di supporto in termini di analisi di fattibilità e caratterizzazioni funzionali.

**Utilizzo**

Applicazioni fotovoltaiche. Solare termico. Water splitting per lo sfruttamento dell'energia solare per la produzione di idrogeno dall'acqua. Dispositivi termoelettrici per il recupero del calore di scarto.

**Attività svolte e in corso**

Sviluppo di materiali innovativi per la conversione di energia solare nell'ambito di progetti di ricerca (ad es. PON02 "INNOVASOL") e costituzione di un laboratorio per la caratterizzazione termoelettrica di materiali (Rete di laboratori pubblici di ricerca Puglia "ZERO").

Caratterizzazioni di materiali per la conversione energetica, ad es. morfologiche, composizionali, strutturali, spettroscopia Raman su nanostrutture per celle solari di terza generazione, spettrofotometria e spettroscopia IR di materiali per la conversione energetica (Rete di laboratori pubblici di ricerca Puglia "PHASHYN", PON03 infrastrutture "TEDAT").

**Centro di ricerca di riferimento**


---

**PRODUZIONE DI CALORE, VAPORE ED ENERGIA ELETTRICA CON ACCUMULO TERMICO DA FONTE SOLARE**


---

*Cluster:* Energia

*Codice Ateco :* M71

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

L'ENEA ha messo a punto una tecnologia solare a concentrazione a sali fusi con accumulo (e integrazione con biomasse, biogas, syngas), per la sostituzione di combustibili fossili e la riduzione dell'impatto ambientale. L'impianto sperimentale Prova Collettori Solari è il prototipo della filiera di impianti di piccola taglia a sali fusi ad alta temperatura, con accumulo termico a serbatoio unico e generatore di vapore integrato nel serbatoio. Questa innovativa soluzione impiantistica riduce i costi di realizzazione e manutenzione, e aumenta sensibilmente l'efficienza di esercizio di impianti di potenza dell'ordine dei MW. L'impianto attualmente in costruzione a Borg El Arab (Alessandria d'Egitto), nell'ambito del Progetto Europeo MATS (1 MWe di potenza), è l'impianto dimostrativo su scala industriale di questa tecnologia sviluppata da ENEA per la diffusione di impianti solari di piccola taglia nell'area del Mediterraneo.

**Utilizzo**

Produzione di energia elettrica e/o vapore/calore di processo fino a 550 °C, per impianti di taglie dalle centinaia di kW alle decine di MW.

*segue*

**Attività svolte e in corso**

Sono in corso numerose attività di ricerca, sviluppo e qualificazione di componenti, sperimentazione di prototipi, progettazione e realizzazione di impianti solari di taglia diversa, nell'ambito di collaborazioni nazionali e internazionali.

A livello nazionale si possono citare collaborazioni con Kinetics Technologies S.p.A., Soltigua, Enerray, Archimede Solar Energy.

**Centro di ricerca di riferimento**

---

**PROGETTAZIONE E SVILUPPO DI DISPOSITIVI OTTICI PER IL SOLARE A CONCENTRAZIONE**

---

*Cluster:* Energia

*Codice Ateco :* D35

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

Lo sviluppo di dispositivi ottici consente di concentrare la radiazione solare diretta (DNI) su un'area anche 1000 volte più piccola di quella di incidenza. Ciò permette di utilizzare al meglio celle fotovoltaiche ad alta efficienza (multigiunzione) realizzando moduli con rendimenti di conversione dell'ordine del 35%. I benefici di questa tecnologia consistono in una produzione di energia con un più elevato livello di efficienza, una drastica diminuzione dell'area captante richiesta ed un potenziale decremento dei costi dovuto alla riduzione del materiale foto-attivo impiegato (componente più costoso di un modulo fotovoltaico).

**Utilizzo**

Sviluppo di sistemi per la realizzazione di moduli per solare fotovoltaico a concentrazione. Aziende di produzione di moduli fotovoltaici, società di produzione e vendita dell'energia elettrica.

**Attività svolte e in corso**

Sono in atto collaborazioni con Pirelli, Borromini e BECAR/Beghelli per la realizzazione di componenti ed impianti.

**Centro di ricerca di riferimento**

---

**CELLE SOLARI A FILM SOTTILE DI CZTS**

---

*Cluster:* Energia

*Codice Ateco :* C26

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

Sviluppo di un materiale semiconduttore composto solo da elementi abbondanti in natura e non tossici con evidenti vantaggi in termini di costo e di limitato impatto ambientale. Il semiconduttore in corso di sviluppo ha inoltre un coefficiente di assorbimento ottico ottimale per la realizzazione di celle fotovoltaiche sia singole che tandem. Un primo obiettivo dell'uso del  $\text{Cu}_2\text{ZnSnS}_4$  (CZTS) è il superamento del problema della scarsa disponibilità di indio contenuto nei moduli in CIS ( $\text{CuInSe}_2$ ) attualmente in produ-

zione. Il CZTS ha infatti la stessa struttura cristallografica del CIS con la differenza che l'indio è sostituito dalla coppia zinco-stagno ed il selenio è sostituito dallo zolfo: l'utilizzo dello zolfo porta ad un aumento della energy gap da 1 eV a circa 1.5 eV.

**Utilizzo**

L'obiettivo principale per il CZTS è il suo utilizzo per realizzare celle tandem insieme a delle celle bottom basate sul silicio o su film sottili di bassa gap. In questo modo si potrebbe superare la barriera del 33% di efficienza imposta dalla termodinamica ai dispositivi basati su una singola giunzione.

**Attività svolte e in corso**

L'ENEA ha messo a punto un processo completo per la fabbricazione delle celle in CZTS su vetro che ha prodotto dispositivi con efficienza massima del 7.8%. E' in corso l'ulteriore ottimizzazione del processo su substrati di vetro e la sua estensione alla produzione di celle in CZTS su substrati di silicio in vista della fabbricazione di celle tandem CZTS/c-Si.

**Centro di ricerca di riferimento**


---

**TECNOLOGIE E MATERIALI PER CONTATTI METALLICI DI CELLE SOLARI**


---

*Cluster:* Energia

*Codice Ateco :* C20, C24

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

Realizzazione di prodotti innovativi e riduzione dei costi delle paste serigrafiche. Nuove tipologie di contatto metallico a basso costo per ridurre il costo delle celle solari.

**Utilizzo**

Paste serigrafiche di Ag a bassa temperatura di sinterizzazione e tecniche di metallizzazione via plating localizzato per celle solari.

**Attività svolte e in corso**

Sviluppo di paste serigrafiche "ad hoc" per particolari tipologie di celle solari con una industria italiana di recupero metalli preziosi. Sviluppo di tecnologie di plating per contatti metallici di celle solari localizzato con una industria italiana del settore.

**Centro di ricerca di riferimento**

---

## CELLE SOLARI A BASE DI SILICIO A BASSO COSTO ED ALTA EFFICIENZA

---

*Cluster:* Energia

*Codice Ateco :* C28, C26

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

Con l'utilizzo di questa tecnologia si ottengono efficienze di conversione di celle superiori al 20% a costi inferiori all'attuale.

**Utilizzo**

Costruzione di macchine per la realizzazione di celle fotovoltaiche.

**Attività svolte e in corso**

In corso studi per definire il layout della linea di produzione industriale. Progetto presentato al bando b. della Ricerca di Sistema (MiSE) da una azienda italiana, fortemente interessata alla tecnologia, con ENEA come partner.

*Schema di principio della linea di celle ad eterogiunzione in fase di trasferimento al livello industriale.*

**Centro di ricerca di riferimento**



---

## SVILUPPO DI MATERIALI E ARCHITETTURE PER LA REALIZZAZIONE DI DISPOSITIVI INNOVATIVI FOTOVOLTAICI E SENSORI PER GAS

---

*Cluster:* Energia, Tecnologie per gli ambienti di vita

*Codice Ateco :* C26

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

Sviluppo, realizzazione e caratterizzazione di materiali e dispositivi fotovoltaici innovativi ad alta efficienza basati su silicio e perovskiti compatibili con processi industriali che consentano di ridurre il costo dell'energia prodotta.

Sviluppo, realizzazione e caratterizzazione di sensori chimici a base di grafene a basso consumo energetico compatibili con il settore dell'elettronica wireless per applicazioni in differenti ambiti (ambientale, aeronautico, medicale, ecc.).

**Utilizzo**

Sviluppo di tecnologie di interesse per le industrie di settore. Sviluppo di materiali e processi che possono avere applicazioni anche in ambiti differenti da quelli indicati.

**Attività svolte e in corso**

Sviluppo di celle solari innovative nell'ambito dell'Accordo di programma tra ENEA e MiSE sulla Ricerca di Sistema Elettrico. Collaborazione con 3SUN (ENEL GP) e altre Istituzioni di ricerca europee per la creazione di una linea pilota innovativa di moduli fotovoltaici presso la sede 3SUN nell'ambito del progetto EU AMPERE - H2020 e precedentemente nel progetto EU Fast Track. Collaborazioni con STMicroelectronics per lo sviluppo congiunto di nuovi dispositivi fotovoltaici.

Sviluppo di sensori di gas a base di grafene per la rilevazione di NO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub>.

**Centro di ricerca di riferimento**



---

## NANOLAVORAZIONI MEDIANTE FOCUSED ION BEAM

---

*Cluster:* Energia, Tecnologie per gli ambienti di vita

*Codice Ateco :* C29

### Aspetti innovativi e relativi benefici

L'apparato *Focused Ion Beam* (FIB) utilizza la scrittura diretta, cioè senza l'impiego di step fotolitografici, per modificare la superficie di qualsiasi materiale solido (semiconduttori, polimeri, metalli e isolanti) creando pattern tridimensionali di scala micro/nanometrica. Tramite un fascio di ioni di gallio, accelerato e altamente focalizzato, il FIB è in grado di rimuovere selettivamente qualsiasi tipo di materiale fino a 10 nanometri di risoluzione, cambiando in questo modo le proprietà elettriche e fisiche dei materiali originali. È possibile, inoltre, la micro/nanodeposizione di platino sulle superfici dei materiali, realizzando in questo modo contatti elettrici nanometrici. Infine l'apparato è in grado di fare un'analisi morfologica interna degli strati che compongono i dispositivi optoelettronici tramite *cross section*.

### Utilizzo

Realizzazione di metasuperfici su fibre ottiche per impiego come lab-on-fiber in grado di rilevare markers tumorali, inquinanti ambientali, sostanze tossiche. Realizzazione di nanocanali su dispositivi organici a due terminali per lo sviluppo di dispositivi sensori biomolecolari.

Realizzazione di nanoelettrodi di platino per sensori di idrogeno a nanofilo di palladio.

Realizzazione di nanostrutturazioni su dispositivi fotovoltaici a film sottile di silicio per migliorarne l'assorbimento della luce.

### Attività svolte e in corso

Collaborazione con il gruppo di Optoelettronica del Dipartimento di Ingegneria dell'Università del Sannio a partire dal 2012 per nanolavorazioni su fibra ottica e per l'ottimizzazione del light trapping in celle solari a film sottile di silicio nell'ambito dell'Accordo di programma ENEA - MiSE sulla Ricerca di Sistema Elettrico; collaborazione con il gruppo SPIN (CNR - Napoli) e col Dipartimento di Fisica dell'Università Federico II di Napoli per la realizzazione di nanocanali in dispositivi organici a due terminali.

### Centro di ricerca di riferimento




---

## CLIMATIZZAZIONE DI EDIFICI GRAZIE ALL'ENERGIA SOLARE

---

*Cluster:* Smart Secure and inclusive communities,

Tecnologie per gli ambienti di vita

*Codice Ateco :* C28

### Aspetti innovativi e relativi benefici

La tecnologie e soluzioni tecniche proposte consentono di climatizzare edifici per l'intero anno grazie all'energia solare con un limitato apporto di altre fonti energetiche.

*segue*

<b>Utilizzo</b>	Climatizzazione invernale e estiva di utenze di grande e media taglia. Si sta studiando l'integrazione con PCM, che consentono l'accumulo di calore o freddo, per supplire adeguatamente alla incertezza della disponibilità solare e ridurre la necessità di altre fonti energetiche.
<b>Attività svolte e in corso</b>	Sono state realizzate e si prevedono altre applicazioni sperimentali presso il C.R. ENEA Casaccia per lo studio e sviluppo di questa tecnologia e di altre complementari. Campo solare a tubi evacuati utilizzato per heating – cooling

**Centro di ricerca di riferimento**



---

### **BUSSOLA SOLARE ELETTRONICA**

---

*Cluster:* Energia, Mobilità sostenibile

*Codice Ateco :* C26

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

Alta precisione (60 volte migliore di quella delle bussole magnetiche). Completamente automatica e con emissione digitale dei dati. Insensibile a disturbi magnetici e alla presenza di qualunque corpo nei dintorni. Funziona anche ai poli e semplifica il funzionamento di centrali solari e ne riduce i costi di installazione.

**Utilizzo**

Determinazione della direzione del nord geografico in modo automatico (senza un operatore). Controllo della movimentazione di pannelli solari o specchi che devono puntare costantemente il sole. Rilevamenti ambientali. Controllo della movimentazione di ciascuno specchio nelle centrali solari di tipo termodinamico o fotovoltaico a concentrazione. Guida remota di robot in zone contaminate. Guida di robot in missioni extraterrestri. Orientamento di mezzi navali. Calibrazione di altri tipi di bussola (giroscopiche, etc.).

**Attività svolte e in corso**

Sono in corso prove sperimentali dell'applicazione agli impianti solari termodinamici. È in fase di progetto una variante della bussola in grado di funzionare su mezzi mobili (navi, treni, ecc.) e con cielo nuvoloso.

**Centro di ricerca di riferimento**



---

### **ANALISI ED OTTIMIZZAZIONE DI PROCESSI CHIMICI ALIMENTATI DA ENERGIA SOLARE TERMICA**

---

*Cluster:* Energia

*Codice Ateco:* C20, D35

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

L'utilizzo di calore solare a media ed alta temperatura in processi industriali consente una notevole riduzione delle emissioni di anidride carbonica e svincola il costo di produzione dell'energia termica dalle fluttuazioni di prezzo dei combustibili fossili. Inoltre, tramite l'utilizzo di diverse tecnologie per l'accumulo termico è possibile mitigare i limiti imposti dalla variabilità della risorsa solare. L'alimentazione di processi chimici con energia solare termica richiede tuttavia specifiche soluzioni di processo ed impiantistiche, che ENEA è in grado di individuare combinando la propria expertise nel-

l'ambito degli impianti solari termici a concentrazione e della simulazione di processo.

#### Utilizzo

ENEA ha maturato una vasta competenza nell'ambito dei processi di produzione di idrogeno da energia solare termica; tuttavia, l'approccio e gli strumenti sviluppati consentono di studiare ed ottimizzare l'accoppiamento di processi chimici di ogni tipo con impianti solari a concentrazione fino a 550°C. Per ogni caso specifico è possibile individuare la tecnologia di concentrazione solare più adatta, analizzare diversi schemi di integrazione dell'impianto chimico con quello solare e valutare le performance e il costo dell'impianto attraverso la simulazione di processo.

#### Attività svolte e in corso

Le competenze di ENEA in questo ambito sono state consolidate attraverso la partecipazione a diversi progetti di ricerca nazionali ed europei, relativi in particolare allo sviluppo di processi per la produzione di idrogeno alimentati da energia solare termica. Nello specifico: produzione di idrogeno da acqua mediante cicli termochimici (progetto TEPSI, HyCycles e SOL2HY2) e produzione di idrogeno da fonti carboniose (progetto CoMETHy).

#### Centro di ricerca di riferimento



### COMPONENTI E SISTEMI PER IMPIANTI SOLARI A SALI FUSI

*Cluster:* Energia

*Codice Ateco:* M72

#### Aspetti innovativi e relativi benefici

Progettazione, supporto alla fabbricazione e prove di qualifica, di componenti per impianti solari che utilizzano miscele di sali fusi come fluido termovettore e materiale di accumulo.

L'obiettivo è migliorare le prestazioni e l'affidabilità dei componenti, per produrre energia termica ed elettrica ad alta efficienza e basso costo.

#### Utilizzo

Componenti e sistemi per impianti solari a sali fusi (tubi ricevitori, tubazioni flessibili, giunti di rotazione, valvole, serbatoi, generatori di vapore, strumentazione), per la produzione di calore ed energia elettrica con impianti ibridi (con caldaia ausiliaria integrata, alimentata a biomassa, o biocombustibile) e cogenerativi (produzione di energia elettrica, calore per applicazioni industriali, condizionamento degli edifici e impianti di dissalazione).

#### Attività svolte e in corso

ENEA dispone di competenze e infrastrutture per lo sviluppo e la qualificazione in laboratorio e in condizioni reali di esercizio, di componenti e sistemi di accumulo per impianti a sali fusi. L'esperienza ENEA in questo settore è utilizzata per lo sviluppo di progetti di ricerca nazionali ed europei, in collaborazione con diverse aziende che operano nel settore. Tra queste, ASE (Archimede Solar Energy), MTU (Meccano Tecnica Umbra), Astroflex, Lanaro Costruzioni Meccaniche, Reflex, D.D. Costruzioni Meccaniche, Fumagalli, Soltigua, Enerray, Ingeco, Gabbioneta, Glynwed, Ofmeco.

#### Centro di ricerca di riferimento



---

## LABORATORIO DI RICERCA E CARATTERIZZAZIONE DI FLUIDI TERMICI

---

*Cluster:* Energia

*Codice Ateco:* C20

### Aspetti innovativi e relativi benefici

Qualificazione e miglioramento di fluidi termici utilizzati come sistemi di trasferimento o stoccaggio di calore in impianti solari a concentrazione (CSP). L'obiettivo è migliorare le prestazioni e l'affidabilità di tali componenti, in maniera da contribuire ad una riduzione dei costi degli impianti CSP, con lo scopo finale di produrre energia termica ed elettrica ad alta efficienza e basso costo.

### Utilizzo

I fluidi termici investigati sono generalmente miscele di nitrati alcalini, o alcalino terrosi (calcio), che presentano punti di congelamento da 240°C a scendere e sono chimicamente stabili fino a 400-660°C, a seconda della composizione. Vengono utilizzati sia come fluidi di scambio termico in sistemi attivi, sia come materiali di accumulo di calore in sistemi attivi e passivi. La ricerca è attualmente focalizzata sul miglioramento delle proprietà termofisiche di questi fluidi, in particolare sul decremento del punto di congelamento e sul miglioramento della stabilità termica e della compatibilità con i materiali da costruzione dei componenti per impianti per CSP.

### Attività svolte e in corso

Il laboratorio dispone di competenze e apparecchiature per la sintesi e la caratterizzazione di fluidi termici, con misure di: punti inizio solidificazione e fusione, calore specifico, calore latente, viscosità dinamica, densità, stabilità termica, compatibilità con altri materiali. In questo ambito, il laboratorio ha partecipato ad attività di ricerca e tuttora partecipa, a diversi progetti nazionali ed europei, che riguardano lo sviluppo e la qualificazione di sistemi di scambio termico e accumulo di energia, per impianti a sali fusi.

### Centro di ricerca di riferimento



---

## SVILUPPO DI ALGORITMI STATISTICO-MATEMATICI PER LA PREVISIONE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA DA IMPIANTI FOTOVOLTAICI

---

### Aspetti innovativi e relativi benefici

Il gruppo di ricerca, in collaborazione con il Politecnico di Bari, **sta sviluppando algoritmi statistico-matematici per la previsione della produzione di energia da impianti fotovoltaici**. L'obiettivo è duplice: da un lato consentire al singolo utente, gestore di un impianto fotovoltaico collegato alla rete elettrica, di avere una stima dell'energia elettrica che potrà produrre ed immettere in rete; dall'altro rappresentare un utile strumento per il gestore della rete elettrica per pianificare l'eventuale avvio di centrali elettriche tradizionali (da fonti fossili), al fine di garantire il soddisfacimento del fabbisogno energetico, sopperendo tempestivamente ad eventuali cali di produzione da fonti rinnovabili.

Istituto di riferimento

Istituto per le applicazioni del calcolo "Mauro Picone" (IAC)

Centro di ricerca di riferimento




---

**NUOVI SENSIBILIZZATORI ORGANICI PER CELLE SOLARI**


---

Aspetti innovativi e relativi benefici

Le principali tematiche di ricerca riguardano la chimica sostenibile (innovazione di processo, efficienza e selettività) e le **nuove energie rinnovabili (tecnologie dell'idrogeno e delle fuel cells, valorizzazione di biomasse, solare fotovoltaico di terza generazione, cattura e valorizzazione del biossido di carbonio).**

L'ICCOM lavora :

sul solare fotovoltaico di nuova generazione, concentrandosi sullo sviluppo di **nuovi sensibilizzatori organici per celle solari** sensibilizzate a colorante (DSSC, Dye-Sensitized Solar Cells). Tali dispositivi, il cui principio di funzionamento è ispirato dalla fotosintesi clorofilliana, possono funzionare anche in condizioni di luce diffusa ed indiretta, e sono prodotti con processi facili che utilizzano materiali ecocompatibili e a basso costo

Istituto di riferimento

Istituto di chimica dei composti organo metallici (ICCOM)

Dipartimento di riferimento




---

**NUOVE TECNOLOGIE E NUOVI MATERIALI PER LO SFRUTTAMENTO EFFICIENTE DELL'ENERGIA SOLARE**


---

Aspetti innovativi e relativi benefici

Modellistica teorica e sperimentale di sistemi molecolari e nanosistemi. Progettazione, sintesi e caratterizzazione di precursori e molecole funzionali per fotonica, celle solari e nanomedicina.

Sviluppo di **nuove tecnologie e nuovi materiali per lo sfruttamento efficiente dell'energia solare.** La ricerca di ISTM riguarda nuove molecole e materiali per celle fotovoltaiche ibride, concentratori solari luminescenti e per la produzione pulita di idrogeno da acqua e luce solare.

Istituto di riferimento

Istituto di scienze e tecnologie molecolari (ISTM)

Dipartimento di riferimento



---

## CELLE SOLARI FOTOVOLTAICHE DI NUOVA GENERAZIONE RIGIDE E FLESSIBILI E ASSORBITORI ULTRAREFRATTARI PER SISTEMI SOLARI A CONCENTRAZIONE

---

### Aspetti innovativi e relativi benefici

*La tecnologia solare termica è una fonte di energia sicura, sostenibile ed economicamente efficiente. Ultra High Temperature Ceramics sono considerati una classe di materiali molto promettente come protezione termica per applicazioni spaziali. Un loro nuovo potenziale utilizzo è nel campo delle centrali solari termiche, con la funzione di assorbitori solari. Possiedono proprietà favorevoli (punto di fusione elevatissimo, buone proprietà termomeccaniche alle alte temperature e selettività intrinseca) che possono essere vantaggiosamente sfruttate per aumentare la temperatura di esercizio degli impianti solari termodinamici.*

### Istituto di riferimento

Istituto di scienza e tecnologia dei materiali ceramici (ISTEC)

### Dipartimento di riferimento



Dipartimento Scienze Chimiche  
e Tecnologie dei Materiali

---

---

## CELLE A COMBUSTIBILE PER APPLICAZIONI STAZIONARIE COSTITUITE DA STRATI CERAMICI E CERAMICO-METALLICI

---

### Aspetti innovativi e relativi benefici

Principale obiettivo è l'individuazione delle relazioni che intercorrono tra proprietà iniziali delle polveri, microstruttura ed efficienza elettrochimica del prodotto finale, conoscenze fondamentali per l'ottimizzazione dell'intero processo per la produzione di ossido solido SOFC.

### Istituto di riferimento

Istituto di scienza e tecnologia dei materiali ceramici (ISTEC)

### Dipartimento di riferimento



Dipartimento Scienze Chimiche  
e Tecnologie dei Materiali

---

---

## FOTOVOLTAICO DI TERZA GENERAZIONE E SOLARE A CONCENTRAZIONE

---

### Aspetti innovativi e relativi benefici

L'istituto per i processi chimico fisici svolge **attività di ricerca e di trasferimento tecnologico nel campo delle energie rinnovabili**. Le principali attività in cui l'istituto è coinvolto sono il **fotovoltaico di terza generazione, il solare a concentrazione**. In particolare:

Studio e sviluppo di innovative **celle fotoelettrochimiche di Grätzel** che producono energia elettrica tramite l'assorbimento di radiazione luminosa, in particolare dei raggi solari, mediante coloranti sintetici e naturali estratti, questi ultimi, dai succhi di fichi d'India, more, arancia ed in generale di antocianine e betalaine.

Studio e sviluppo di **innovativi sistemi solari termodinamici a concentrazione**. Questi sistemi utilizzano la concentrazione dei raggi solari per la co-generazione di energia elettrica e termica tramite l'utilizzo di un convertitore termodinamico costituito da un motore stirling free-piston adattato per assorbire la radiazione solare concentrata

Progettazione e sviluppo di **materiali nanostrutturati a base di semiconduttori nanocristallini per applicazioni fotovoltaiche** (per celle fotovoltaiche a sensitizzatore).

---

Sistemi nanostrutturati ibridi organico-inorganico (**celle solari ibride**) e “all-inorganic” anche su substrato flessibile, per la conversione dell’energia  
Progettazione e sviluppo di **nanomateriali per batterie**

Istituto di riferimento

Istituto per i processi chimico-fisici (IPCF)

Dipartimento di riferimento



## PROCESSI DI BASE FOTOCHIMICI E FOTOFISICI PER LA FABBRICAZIONE DI DISPOSITIVI OPTOELETTRONICI ORGANICI PER ENERGIE RINNOVABILI

Aspetti innovativi e relativi benefici

Lo scopo di ISOF è teso a sviluppare ed applicare la scienza molecolare ed il chemical manufacturing sostenibile per realizzare gli obiettivi EU sui temi energia e clima migliorando nello stesso tempo la qualità della vita e la nostra economia. ISOF è focalizzato a realizzare risultati concreti, gestione efficiente e sostenibile nell’impiego di materiali innovativi a basso consumo di energia e nelle smart technologies lungo l’intera catena del valore europea. I ricercatori di ISOF sono all’avanguardia internazionale nelle ricerche per la progettazione e sintesi di materiali organico-ibridi high-tech, nella lipidomica e nutraceutica, nello studio dei processi di base fotochimici e fotofisici per la fabbricazione di dispositivi optoelettronici organici per energie rinnovabili, nuove sorgenti luminose e per la bio-nano-medicina. I nanosistemi di carbonio, incluso il grafene, sviluppati dalle linee di ricerca nanochimica e fotoscienza molecolare di ISOF sono riconosciuti al top mondiale.

Istituto di riferimento

Istituto per la sintesi organica e la fotoreattività (ISOF)

Dipartimento di riferimento



## FOTOVOLTAICO ORGANICO ED IBRIDO

Aspetti innovativi e relativi benefici

Tra le linee strategiche di ricerca perseguite da ISMN : nanomateriali e processi abilitanti per il manifatturiero sostenibile, elettronica e fotonica organica e ibrida flessibile e indossabile, materiali e tecnologie per la sostenibilità ambientale e l’efficienza energetica.

L’ISMN ha sviluppato un’esperienza consolidata :

**nel fotovoltaico organico ed ibrido** che rappresentano la nuova generazione di tecnologie per la produzione di energia solare

**nella produzione di idrogeno e sviluppo di materiali innovativi per celle a combustibile**

**nella produzione di energia da fonti rinnovabili.**

Le attività di ricerca sono indirizzate alla valorizzazione delle biomasse e scarti vegetali per produzione di biodiesel e prodotti chimici ad alto valore aggiunto. Il biodiesel, combustibile prodotto da processi di trans esterificazione di grassi vegetali, è attualmente una delle alternative energetiche più

interessanti dal punto di vista ambientale e tecnologico (green fuels). La ricerca verte sullo sviluppo di **catalizzatori alternativi agli attuali fortemente acidi e non riciclabili**.

Istituto di riferimento

Istituto per lo studio dei materiali nanostrutturati (ISMN)

Dipartimento di riferimento



Dipartimento Scienze Chimiche  
e Tecnologie dei Materiali

---

## DISPOSITIVI ORGANICI PER IL SOLARE FOTOVOLTAICO

---

Aspetti innovativi e relativi benefici

ISMAC si occupa da diversi anni di ricerca nel campo dell'energia, in particolare nei settori dell'efficienza energetica, con lo sviluppo di dispositivi per l'illuminazione ad alta efficienza; nel settore della **produzione di energia da fonti rinnovabili, con lo sviluppo di dispositivi organici per il solare fotovoltaico** ed in diversi campi della ricerca energetica di frontiera, quali ricerche di base e sviluppo di materiali innovativi per applicazioni energetiche. ISMAC è in grado di preparare **materiali polimerici "on-demand" per diverse applicazioni fotoniche ed elettroniche**. Ha una vasta esperienza sia nello sviluppo di semiconduttori organici per elettronica, sia nella fabbricazione di dispositivi (fotovoltaici ed emettitori di luce) ad alta efficienza, leggeri, flessibili, biocompatibili ed ecosostenibili. Caratteristica comune di tutti i materiali sviluppati in ISMAC è la processabilità da soluzione, anche acquosa, in risposta alla sempre maggiore richiesta di ecocompatibilità proveniente dal mercato. I semiconduttori organici, meglio di altri materiali, sono in grado di rispondere alle caratteristiche di basso costo, facile processabilità, leggerezza e infinite possibilità di variazione tramite progettazione chimica, che sono necessarie per rispondere alle esigenze di mercato. **I dispositivi organici che utilizzano molecole e/o polimeri per convertire direttamente la luce solare in elettricità, sono una tecnologia innovativa per la produzione di energia sostenibile**. I dispositivi fotovoltaici depositati da soluzione si prestano ad una vasta gamma di applicazioni: possono essere colorati o trasparenti, possono essere preparati su lastre di vetro o fogli di plastica flessibili e leggeri, tramite tecniche a basso costo quali lo stampaggio e *roll-to-roll*.

Istituto di riferimento

Istituto per lo studio delle macromolecole (ISMAC)

Dipartimento di riferimento



Dipartimento Scienze Chimiche  
e Tecnologie dei Materiali

---

**MODULI FOTOVOLTAICI CON COMPONENTI E SISTEMI ELETTRONICI INNOVATIVI E SISTEMI TERMO-FOTOVOLTAICI PER LA MICRO-COGENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E CALORE DA UN'UNICA SORGENTE TERMICA**


---

Aspetti innovativi e relativi benefici

L'Imem ha messo a punto un **processo di produzione di celle solari a film sottile** che funziona a bassa temperatura e consente di utilizzare un'ampia gamma di substrati, tra cui nastri metallici o materiali plastici flessibili, integrabili negli edifici. Il materiale policristallino, noto con la sigla Cigs, e' ideale per le applicazioni fotovoltaiche perche' assorbe la luce in modo molto efficiente.

L'IMEM è anche impegnato sul fronte delle applicazioni nel settore del risparmio energetico e della micro-cogenerazione.

Il primo esempio è la combinazione di **moduli fotovoltaici, sviluppati per essere facilmente installati in strutture architettoniche, con componenti e sistemi elettronici innovativi** in grado di consentire e gestire l'integrazione "plug&play" di micro-sistemi fotovoltaici in edifici residenziali o commerciali senza ricorrere ad una connessione bidirezionale alla rete elettrica (come nel caso del vecchio "conto-energia").

Il secondo esempio è la sperimentazione di **sistemi termo-fotovoltaici per la micro-cogenerazione di energia elettrica e calore da un'unica sorgente termica.**

L'IMEM ha inoltre sviluppato :

nuovi materiali ad alte prestazioni e tecnologie abilitanti alla refrigerazione magnetica, nuova tecnologia eco-compatibile (eliminazione dei gas serra)

e ad alta efficienza energetica alle convenzionali tecnologie del freddo

**sensori magnetici di corrente per l'auto elettrica ad alta efficienza energetica materiali magnetici multifunzionali per il recupero di energia termica e vibrazionale dispersa**

**materiali per magneti permanenti ad alta efficienza energetica** e privi di elementi critici per la realizzazione di generatori eolici e di motori per l'auto ibrida e elettrica.

Istituto di riferimento

Istituto dei materiali per l'elettronica ed il magnetismo (IMEM)

Dipartimento di riferimento



Dipartimento Ingegneria, ICT e  
Tecnologie per l'Energia e i Trasporti

---

## DISPOSITIVI ORGANICI PER APPLICAZIONI NEL FOTOVOLTAICO E NELL'ILLUMINAZIONE AMBIENTALE AD ALTA EFFICIENZA

### Aspetti innovativi e relativi benefici

NANOTEC svolge attività di ricerca industriale e sviluppo sperimentale per fabbricare una nuova generazione di **dispositivi organici per applicazioni nel fotovoltaico e nell'illuminazione ambientale ad alta efficienza**. Due ambiti principali:

**sorgenti di illuminazione plastiche a emissione di luce bianca (OLEDs)**, in grado di sfruttare e convertire energia solare rinnovabile mediante dispositivi fotovoltaici plastici a basso costo di fabbricazione;

**celle solari plastiche basate su nuovi materiali ibridi organici-inorganici**, ad alta efficienza e in grado di abbattere drasticamente il fabbisogno energetico.

NANOTEC si occupa anche di sviluppo di tecnologie a basso impatto ambientale, ad esempio nel campo delle energie rinnovabili mutate da esperienze pregresse e consolidate nei settori della microelettronica, delle sintesi chimiche ad alta efficienza e selettività e dei processi catalitici.

### Principali linee di ricerca:

progettazione e sintesi di nanoparticelle colloidali nanostrutturate per applicazioni nel settore della catalisi, del rilascio controllato di farmaci (drug delivery), del fotovoltaico e dell'illuminazione OLED di nuova generazione  
progettazione e sintesi di nuovi materiali 2D quali Grafene e MoS per applicazioni in elettronica ed optoelettronica

sviluppo di nuove generazioni di computer ultraveloci e sistemi di trasmissione di dati criptati mediante spintronica e polaritonica

fabbricazione di lab-on-a chip per diagnostica e terapia *point of care*

biologia sintetica e bio-reattori per la fabbricazione di nuovi materiali e sistemi biocompatibili con funzionalità predeterminate

plasma per applicazioni spaziali ed energetiche (propulsione elettrica per microsatelliti e combustione assistita da plasma)

In merito all'efficienza energetica negli edifici, in particolare, per gli edifici a energia zero, è di fondamentale importanza lo sviluppo di "windows" che mostrano ridotto valore-U, peso e costo e con alcune funzionalità per il controllo e la produzione di energia. Quindi:

**vetri quadrupli estremamente sottili e "frameless" con applicazione diretta sulle facciate**

**celle fotovoltaiche organiche (OPV)**

**collettori termici solari totalmente integrati per la raccolta di energia**  
**micro specchi per il controllo energetico della illuminazione diurna**

Istituto di riferimento

Istituto di Nanotecnologia (NANOTEC)

Dipartimento di riferimento



Dipartimento di Scienze Fisiche  
e Tecnologie della Materia

## PATTERNING DI CONTROELETTRODI DI CELLE FOTOVOLTAICHE ORGANICHE O IBRIDE NEL SETTORE DEL FOTOVOLTAICO DI ULTIMA GENERAZIONE

### Aspetti innovativi e relativi benefici

L'attività di ricerca dell'istituto ISASI è principalmente rivolta allo studio di nuovi metodi di processo e fabbricazione per patterning di **controelettrodi di celle fotovoltaiche organiche/ibride nel settore del fotovoltaico di ultima generazione** e nello studio di **sistemi di harvesting per riciclo di energia in micro-dispositivi altamente funzionalizzati**.

Inoltre l'istituto sta sperimentando nuovi metodi per utilizzare il **grafene come principale componente di un dispositivo di harvesting di energia**. Il grafene ed altri materiali a base di carbonio sono infatti studiati per applicazioni di riciclo di energia come attivatori di micro-dispositivi altamente funzionalizzati. Attualmente è stato dimostrato un **convertitore di energia solare in energia elettrica sfruttando l'effetto pyro-elettrico**. Tale energia di recupero si potrebbe impiegare in diversi sistemi di fonti rinnovabili, come ad esempio per l'attivazione di pompe microfluidiche e sistemi di raffreddamento. Infatti, lo scopo della ricerca consiste nello studio di processi di valorizzazione energetica di materiali di scarto, dove di grande rilevanza è il sistema materiale/tecnologia utilizzato.

### Istituto di riferimento

Istituto di Scienze Applicate e Sistemi Intelligenti "Eduardo Caianiello" (ISASI)

### Dipartimento di riferimento



## MIGLIORARE LA RESA DI CELLE FOTOVOLTAICHE CON NANO-ANTENNE PLASMONICHE E STRUTTURE FOTONICHE IN VETRO PER APPLICAZIONI NEL CAMPO DELL'ENERGIA SOLARE

### Aspetti innovativi e relativi benefici

IFN sviluppa attività di ricerca avanzata nel campo della fotonica, della nanoelettronica e delle nanotecnologie, con particolare attenzione anche a settori emergenti quali la micromeccanica, la microottica ed i microsistemi.

IFN-Roma svolge attività di ricerca per applicazioni in ambito energia con particolare riferimento al recupero di energia meccanica mediante **dispositivi basati su nano strutture piezoelettriche di ossido di zinco**.

Presso IFN-Milano la ricerca si articola sulle seguenti tematiche principali:

- studio e realizzazione di **nano-antenne plasmoniche per potenziare la resa di dispositivi fotovoltaici**
- sviluppo di nuove **nanostrutture quantiche per migliorare la resa di celle fotovoltaiche in GaAs e altri materiali semiconduttori**, anche per applicazioni spaziali e progetto delle celle solari
- progettazione e realizzazione di **concentratori ottici per moduli fotovoltaici innovativi**
- caratterizzazioni ultraveloci delle dinamiche elettroniche locali di **materiali anche micro e nanostrutturati, inorganici, organici ed ibridi**, includendo materiali 2D e fenomeni di confinamento quantico

- caratterizzazione di **materiali semiconduttori organici e inorganici ed ibridi micro e nanostrutturati** (morfologica, chimica, ottica, spettroscopica con particolare riferimento alle dinamiche di risposta elettronica).

IFN-Trento progetta, sviluppa e caratterizza **materiali e strutture fotoniche in vetro per applicazioni nel campo dell'energia solare** ed in particolare con l'obiettivo di elaborare le caratteristiche della radiazione solare incidente, al fine di aumentare la diffusione e l'assorbimento della luce da parte del dispositivo di conversione energetica, per incrementarne la resa

Istituto di riferimento

Istituto di fotonica e nanotecnologie (IFN)

Dipartimento di riferimento



Dipartimento di Scienze Fisiche  
e Tecnologie della Materia

---

**TECNOLOGIE, MATERIALI E METODI DI CONVERSIONE PER IL SOLARE A CONCENTRAZIONE - MATERIALI AVANZATI PER CELLE SOLARI DI TERZA GENERAZIONE - MATERIALI INNOVATIVI A BASE DI CARBONIO PER DISPOSITIVI A EFFETTO TERMOIONICO NEI CONCENTRATORI SOLARI**

---

Aspetti innovativi e relativi benefici

**Tecnologie, materiali e metodi di conversione per il solare a concentrazione:** importante settore per la produzione non solo di energia elettrica ma anche termica, caratterizzato dalla funzionalità di *storage* dell'energia, oggi considerato un valore aggiunto per generazione da sorgenti intermittenti. L'ISM sviluppa **dispositivi operanti ad alta temperatura** che impiegano effetti alternativi per la conversione dell'energia solare concentrata, potenzialmente combinabili e caratterizzati da elevato rendimento. Le conversioni di energia termoionica, foto-termoionica e termoelettrica si basano su sistemi a stato solido, possono essere combinati termicamente tra loro, permettono lo sviluppo di sistemi cogenerativi e sono compatibili con lo *storage* di energia.

**Materiali avanzati per celle solari di terza generazione,** composte da materiali organici e inorganici, costituiscono soluzioni ibride caratterizzate da un elevato rapporto efficienza/costo di produzione, compatibilità con substrati flessibili. Il potenziale basso costo di produzione rende fattibile anche una loro applicazione in *smart buildings* e conversione *indoor*.

**Materiali innovativi a base di carbonio per dispositivi a effetto termoionico nei concentratori solari.**

**Tecniche per la caratterizzazione in situ dei meccanismi di invecchiamento sia dei materiali che dei dispositivi.**

Istituto di riferimento

Istituto di struttura della materia (ISM)

Dipartimento di riferimento



Dipartimento di Scienze Fisiche  
e Tecnologie della Materia

---

**ASSORBITORI SOLARI MASSIVI - FLUIDI PER CONCENTRATORI SOLARI - MATERIALI CONVERTITORI DI LUNGHEZZA D'ONDA PER APPLICAZIONI FOTOVOLTAICHE - SISTEMI MOLECOLARI COMPOSITI PER FOTOVOLTAICO ORGANICO - SIMULATORI OTTICI DI TRASPORTO ENERGETICO IN SISTEMI FOTOSINTETICI E NUOVE TECNOLOGIE PER L'ENERGIA SOLARE - SISTEMI OTTICI PER LA CONCENTRAZIONE SOLARE, ELIOSTATI E CAMPI SOLARI**

---

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

**Assorbitori solari massivi:** l'impianto solare termodinamico a torre sfrutta una serie di specchi eliostati per convogliare la radiazione solare sulla cima di una torre sulla quale è posto un ricevitore, il quale accumula la radiazione solare sotto forma di energia termica. Da qui il calore immagazzinato dal ricevitore è convertito in energia elettrica attraverso un opportuno sistema di conversione energetica.

**Fluidi per concentratori solari:** il sistema a concentrazione parabolico convenzionale sfrutta specchi parabolici orientati in direzione nord-sud, che ruotano da est ad ovest a seconda della posizione del sole, e che concentrano la radiazione solare su un tubo annerito, che assorbe la luce solare e trasferisce il calore a un fluido di scambio termico che scorre all'interno del tubo stesso.

**Materiali convertitori di lunghezza d'onda per applicazioni fotovoltaiche:** nello sfruttamento fotovoltaico dell'energia solare, uno dei campi di ricerca attuali è lo studio di sistemi in grado di aumentare il rendimento delle celle fotovoltaiche. Esistono, infatti, alcuni limiti intrinseci (trasparenza alle lunghezze d'onda sotto band-gap, termalizzazione del reticolo, ecc) che limitano l'efficienza massima che la cella solare può raggiungere; ad esempio, per una cella al silicio monocristallino l'efficienza massima teorica raggiungibile è di appena il 30%. Alcuni metodi per ovviare a ciò consistono nell'adattare la cella allo spettro solare (come ad esempio nelle celle multi giunzione) oppure modificare lo spettro della luce incidente in modo che venga quasi assorbito completamente dalla cella. Tra le varie tecniche presentate nel corso degli anni una soluzione economica consiste nell'accoppiare la cella fotovoltaica con un altro materiale (tipicamente un cristallo drogato con terre rare, coloranti organici o Q-dots), in grado di assorbire le lunghezze d'onda altrimenti inutilizzate e di convertirle in radiazione che abbia lunghezze d'onda corrispondenti a quelle di massimo rendimento per il substrato di semiconduttore in questione. Recentemente, il laboratorio si sta attrezzando per la caratterizzazione di **celle solari a Perovskite**. Questa tecnologia è considerata una delle più promettenti per quanto riguarda le tecnologie fotovoltaiche e sta attraendo diversi investimenti sia pubblici sia privati. Infatti, esse hanno bassi costi di produzione e l'efficienza solare è cresciuta moltissimo superando all'inizio del 2016 il 23%.

**Sistemi molecolari composti per fotovoltaico organico**

**Simulatori ottici di trasporto energetico in sistemi fotosintetici e nuove tecnologie per l'energia solare:** fibre ottiche e guide d'onda sono dispositivi concepiti per il trasporto di radiazione. In particolare, una fibra ottica

guida la radiazione ottica all'interno del suo core utilizzando le proprietà di rifrazione del cladding rispetto al core della fibra. Questo significa che i due materiali che costituiscono la fibra ottica vengono scelti in modo da avere un opportuno indice di rifrazione tale da ottenere la riflessione interna per le lunghezze d'onda visibili, realizzando quindi il trasporto ottico.

**Sistemi ottici per la concentrazione solare, eliostati e campi solari:** i campi solari tipo CSP (Concentrated Solar Power) sono sostanzialmente un insieme di specchi (chiamati anche "eliostati") che si muovono per riflettere sempre verso il ricevitore la radiazione solare. Nel campo della concentrazione della luce solare su celle fotovoltaiche, il Laboratorio Collettori Solari di INO ha collaborato con ENEA dal 2003 al progetto Phocus.

**Sistemi di puntamento solare:** per funzionare correttamente i sistemi a concentrazione non possono prescindere dall'inseguire il sole. Ci sono varie tecniche per fare ciò: si può ricorrere a sistemi passivi, basati su una conoscenza della posizione del sole in relazione alla posizione geografica e l'ora, oppure si può ricorrere a sistemi attivi, che indicano la posizione del sole.

**Corpi illuminanti a risparmio energetico**

**Nuove architetture per laser e sorgenti coerenti anche con utilizzo di materiali nanostrutturati.**

Istituto di riferimento

Istituto nazionale di ottica (INO)

Dipartimento di riferimento



Dipartimento di Scienze Fisiche  
e Tecnologie della Materia

## PROCESSI CATALITICI ED ELETTRO-CATALITICI PER LA CONVERSIONE DI ENERGIA SOLARE IN ENERGIA CHIMICA ATTRAVERSO LA FOTOSINTESI ARTIFICIALE

Aspetti innovativi e relativi benefici

L'Istituto IOM svolge attività di ricerca sperimentale e teorica nell'ambito delle tecnologie e dei sistemi fotovoltaici e termoelettrici, dei materiali avanzati per applicazioni nel settore dell'energia, dei processi catalitici ed elettrocatalitici per la conversione di energia solare in energia chimica attraverso la fotosintesi artificiale, per l'utilizzo di energia in celle a combustibile e per la produzione sostenibile di vettori energetici via reforming di idrocarburi.

**Sistemi di deposizione a film sottili** (evaporazione, sputtering, spin-coating, elettrodeposizione)

**Tecniche di patterning, quali la litografia ottica, elettronica e di tipo "nanoimprint"**

**Sistemi per trattamenti termici** (piastre riscaldanti, fornaci)

**Catalizzatori per scissione dell'acqua per la fotosintesi artificiale**

**Nanomateriali ibridi a base polimerica per il fotovoltaico**

**Applicazioni per l'energia con il silicio poroso**

**Nanomateriali ibridi per il fotovoltaico di nuova generazione**, orming di idrocarburi

**Nanocristalli per la produzione di idrogeno dalla energia solare**

## Catalizzatori di metalli di transizione multi-core di ingegneria per la produzione di combustibile solare

Istituto di riferimento

Istituto officina dei materiali (IOM)

Dipartimento di riferimento



### MATERIALI, TECNOLOGIE E COMPONENTI PER L'AUMENTO DELL'EFFICIENZA DELLE CELLE FOTOVOLTAICHE E DEI PANNELLI SOLARI

Aspetti innovativi e relativi benefici

SPIN è attivo da tempo nella ricerca su materiali e tecnologie innovative per applicazioni in energetica, con particolare riferimento ai settori di produzione sostenibile di energia e di gestione intelligente dell'energia.

Nell'ambito della produzione sostenibile di energia:

*Fotovoltaico*: l'attività di ricerca riguarda principalmente lo sviluppo e la sperimentazione di **materiali, tecnologie e componenti per l'aumento dell'efficienza delle celle fotovoltaiche e dei pannelli solari** e per la riduzione dei costi, nonché l'impiego di tecnologie di produzione alternative a basso costo e la modellizzazione teorica dei materiali investigati.

*Celle a combustibile*: sono dispositivi ad alta efficienza e basso impatto ambientale per la conversione diretta di energia chimica in energia elettrica. L'attività di ricerca riguarda principalmente lo **sviluppo di materiali e processi per celle a combustibile** miniaturizzate ad ossidi solidi operanti a temperature intermedie. Sono studiati materiali innovativi per tutte le componenti di cella: anodo, catodo, elettrolita, nonché catalizzatori elettrodici. Tali materiali sono studiati in forma di film sottili ed eterostrutture.

Istituto di riferimento

Istituto superconduttori, materiali innovativi e dispositivi (SPIN)

Dipartimento di riferimento



### STIMA DELLA RADIAZIONE SOLARE DA SATELLITE

Aspetti innovativi e relativi benefici

Nel settore dello **sfruttamento dell'energia solare** è ben noto che la mancanza di dati accurati sulla reale distribuzione della risorsa solare sul territorio comporta spesso errori di valutazione significativi. Pertanto, lo sviluppo di **modelli per la stima della radiazione solare da satellite, della copertura nuvolosa e indice di soleggiamento a breve e a lungo termine**, attraverso l'implementazione e validazione del **modello AMESIS** (Model for Estimation of Surface solar Irradiance from Satellite) integrato ad un modello meteo ad hoc, permette di ottenere un ottimo supporto soprattutto ai gestori di impianti in cui le misure locali siano inesistenti o poco accurate.

Istituto di riferimento

Istituto di metodologie per l'analisi ambientale (IMAA)

Dipartimento di riferimento



## SOLARE FOTOVOLTAICO A CONCENTRAZIONE

### Aspetti innovativi e benefici

L'attività si è focalizzata sullo sviluppo di celle a multi-giunzione, che raggiungono elevate efficienze di conversione della radiazione solare in energia elettrica, puntando a generare potenze elettriche ragguardevoli con quantità estremamente ridotte di materiale semiconduttore pregiato.

### Attività svolte e in corso

Presso il laboratorio RSE di Piacenza, partendo dallo sviluppo e dalla realizzazione di nuove celle a multi-giunzione con efficienze di conversione molto elevate ed in grado di operare ad alti fattori di concentrazione, si sono realizzati significativi miglioramenti per i sistemi ottici di concentrazione della radiazione solare, la caratterizzazione dei moduli in condizioni operative reali e i dispositivi di inseguimento su cui sono installati i moduli a concentrazione.



## ENERGIA EOLICA

### SVILUPPO DI MATERIALI COMPOSITI POLIMERICI AD ALTE PRESTAZIONI E DEI RELATIVI PROCESSI PER LA PRODUZIONE DI COMPONENTI

*Cluster:* Aerospazio, Energia, Mobilità sostenibile

*Codice Ateco :* C13, C22, C29, C30, C31, C32, E38, F41, F42

### Aspetti innovativi e relativi benefici

I materiali compositi polimerici trovano sempre maggiore diffusione poiché consentono, ai componenti con essi realizzati, prestazioni irraggiungibili dai materiali tradizionali (ad es. alleggerimento, resistenza alle condizioni ambientali, resistenza a fatica, riduzione dei costi, sostenibilità ambientali). ENEA possiede infrastrutture e competenze che consentono di progettare materiali compositi innovativi in funzione dell'applicazione specifica.

Studio e sperimentazione di nuovi materiali base per i compositi (matrice, fibre, additivi e filler) e delle loro migliori combinazioni. Sviluppo di tecniche innovative per la produzione di materiali compositi con matrice termoplastica o termoindurente, con fibre lunghe o corte. Sviluppo di sistemi di giunzioni dei compositi polimerici, anche con materiali di diversa natura quali ad esempio i metalli. Sviluppo di strutture in composito a basso impatto ambientale usando biopolimeri, fibre naturali e fibre da riciclo.

### Utilizzo

Materiali compositi per: l'alleggerimento di veicoli, l'arredamento e il design, per attrezzatura sportiva, il settore eolico, il rinforzo e la coibentazione di strutture edili e civili.

Fibre innovative per tessuti tecnici, partendo da materiali naturali e da riciclo. Sviluppo di processi di saldatura di materiali compositi a matrice termoplastica.

**Attività svolte e in corso**

Sviluppo di compounds termoplastici rinforzati con fibre di basalto innovative, in collaborazione con Adler Plastic e Centro Ricerche FIAT (progetto MATRECO - PON01\_02239).

Messa a punto di un processo di saldatura per induzione di materiali compositi a matrice termoplastica, in collaborazione con CETMA.

Messa a punto di un "Metodo per la realizzazione di filati da fibre di carbonio di riciclo" [WO 2013050942 A1N].

Messa a punto di un "Apparato e metodo per la realizzazione di feltri da fibre di carbonio di riciclo" [WO2013144844 A1].

Sviluppo di un processo per la filatura di scarti industriali di tipo vetroso.

**Centro di ricerca di riferimento****ENERGIA GEOTERMICA****MODELLI NUMERICI TRIDIMENSIONALI, TECNICHE DI RILEVAMENTO E SENSORI PER LA CARATTERIZZAZIONE DI SISTEMI GEOTERMICI/IDROTERMALI****Aspetti innovativi e relativi benefici**

Le attività di ricerca nel settore energia riguardano principalmente la geotermia; più specificamente esse sono focalizzate sui seguenti temi:

Misura delle temperature superficiali mediante **tecniche di telerilevamento**.

Misura delle temperature profonde mediante rilievi in situ, realizzati attraverso lo sviluppo di **sensori distribuiti in fibra ottica**.

Monitoraggio delle deformazioni del suolo indotte dalla circolazione di fluidi nel/dal serbatoio geotermico.

Sviluppo di **modelli numerici tridimensionali per la caratterizzazione di sistemi geotermici/idrotermali** attraverso l'analisi congiunta dei dati di temperatura, deformazioni del suolo e geologici-geofisici-strutturali.

Le attività di cui sopra sono state realizzate all'interno di progetti di Ricerca Nazionali:

**Atlante geotermico** - Il progetto ha avuto l'obiettivo di verificare, localizzare e generare un atlante aggiornato delle risorse geotermiche utilizzabili per la produzione di energia geotermoelettrica nelle Regioni del Mezzogiorno mediante l'utilizzo di metodologie già disponibili e in via di sviluppo.

**VIGOR – Valutazione del potenziale Geotermico delle regiOni ConveRgenza**

Il progetto ha avuto l'obiettivo di aumentare la quota di energia consumata proveniente da fonte geotermica, comprendente sia quella ad alta temperatura per la produzione di energia elettrica sia per le ampie possibilità di impieghi diretti del calore a media e bassa temperatura. IREA ha avuto il compito di fornire competenze in metodologie di telerilevamento e sviluppo ed applicazione di sensori a fibra ottica per misure in pozzo.

### Intesa Operativa tra la Presidenza del Consiglio dei Ministri, il Dipartimento di Protezione Civile e l'IREA

L'attività ha riguardo lo sviluppo e l'applicazione di **sensori distribuiti in fibra ottica per il monitoraggio della temperatura in pozzi nella caldera dei Campi Flegrei**, in collaborazione con l'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia.

Istituto di riferimento

Istituto per il rilevamento elettromagnetico dell'ambiente (IREA)

Dipartimento di riferimento



Dipartimento Ingegneria, ICT e  
Tecnologie per l'Energia e i Trasporti

### VALUTAZIONE DEL POTENZIALE GEOTERMICO DELLE REGIONI DELLA CONVERGENZA - ATLANTE GEOTERMICO DEL MEZZOGIORNO

Aspetti innovativi e relativi benefici

Tra le attività di ricerca dell'Istituto:

Lo **studio, l'esplorazione e l'utilizzo delle risorse geotermiche**. Le principali attività di questa linea, svolte grazie anche alla partecipazione ed al coordinamento di progetti di ricerca nazionali (VIGOR, Atlante Geotermico), mirano a migliorare la comprensione dei processi geologici e fisico-chimici che avvengono nella litosfera in presenza di fluidi idrotermali.

**VIGOR (Valutazione del potenziale Geotermico delle regioni della convergenza)**. La sfida di VIGOR consiste nell'estendere l'utilizzo del calore geotermico per produrre in maniera economica, elettricità e/o calore tramite una risorsa rinnovabile globalmente distribuita e sempre disponibile. Gli obiettivi del progetto rispondono alle necessità di favorire la progettazione e la costruzione di modelli di intervento integrati in relazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili.

**Atlante Geotermico del Mezzogiorno** è un progetto di ricerca dedicato alla caratterizzazione, classificazione e mappatura di risorse geotermiche convenzionali e non convenzionali per produzione di energia elettrica nelle regioni del Mezzogiorno d'Italia.

Ricerche avanzate sul **sequestro geologico e mineralogico della CO<sub>2</sub>** e dei rischi connessi al suo stoccaggio.

Istituto di riferimento

Istituto di geoscienze e georisorse (IGG) e Istituto di ricerca per la protezione idrogeologica (IRPI)

Dipartimento di riferimento



Dipartimento di Scienze del Sistema  
Terra e Tecnologie per l'Ambiente

## NUOVE TECNOLOGIE PER LO STUDIO DI AREE POTENZIALI PER LO SFRUTTAMENTO DELL'ENERGIA GEOTERMICA A BASSA, MEDIA E ALTA ENTALPIA

Aspetti innovativi e relativi benefici	<b>Nuove tecnologie per lo studio di aree potenziali per lo sfruttamento dell'energia geotermica a bassa, media e alta entalpia</b> : fondamentali per poter definire la tipologia impiantistica per la produzione di energia elettrica o per l'uso diretto della risorsa.
Istituto di riferimento	Istituto di metodologie per l'analisi ambientale (IMAA)
Dipartimento di riferimento	 Dipartimento di Scienze del Sistema Terra e Tecnologie per l'Ambiente

## IMPIANTI GEOTERMICI A CICLO CHIUSO E/O APERTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA

Aspetti innovativi e relativi benefici	Studi di fattibilità tecnico-economica per la progettazione di <b>impianti geotermici a ciclo chiuso e/o aperto per la produzione di energia termica</b> per la climatizzazione o per l'utilizzo diretto del calore all'interno di processi produttivi.
Istituto di riferimento	Istituto per i processi chimico-fisici (IPCF)
Dipartimento di riferimento	 Dipartimento Scienze Chimiche e Tecnologie dei Materiali

### BIOMASSE E RIFIUTI

#### ENERGIA DA BIOMASSE RESIDUALI

Aspetti innovativi e benefici	Le attività si sono focalizzate sui quattro ambiti applicativi della produzione di energia da residui: la filiera biogas-biometano, la combustione di biomasse agro-forestali, il biorefining di residui agro-industriali, la produzione energetica nazionale da rifiuti solidi urbani.
Attività svolte e in corso	<p>Sul tema dell'upgrade del biogas a biometano si è sviluppato l'impianto innovativo BioMETUP, funzionante con l'assorbitore di tipo fisico (zeolite), verificandone l'esercizio in campo, a valle di accurate prove di laboratorio, e della modellazione della cinetica di assorbimento.</p> <p>È stato completato, installato ed avviato un impianto pilota di combustione per stocchi di mais in collaborazione con la società OFRA. Si è completata la sperimentazione su impianto a scala ridotta per la produzione di idrogeno da fermentazione di pula di riso, completata da una analisi del ciclo di vita – LCA – e della sostenibilità finanziaria: i risultati incoraggiano un approfondimento su questa possibile via di utilizzo.</p> <p>È stata infine realizzata la banca-dati <i>Bioenergia</i>, che contiene dati di caratterizzazione delle filiere energetiche a rifiuto solido parzialmente o completamente biodegradabili, inerenti: la produzione del rifiuto (urbano: RSU totale, RU indifferenziato, RD totale e frazione organica), la configurazione e l'esercizio annuale (input e output) degli impianti nazionali di trattamento</p>

meccanico e meccanico-biologico e Waste toEnergy, questi ultimi inclusivi di inceneritori, cementifici ed impianti di generazione elettrica che utilizzano l'RU indifferenziato e/o i combustibili da esso derivati, oltre ad altre biomasse residuali e combustibili fossili.



---

## PROCESSI PER IL RECUPERO DI ENERGIA E MATERIALI PREGIATI DA SCARTI

---

*Cluster:* Energia e Smart Secure and inclusive communities

*Codice Ateco :* C20, E38, D35, C13

### Aspetti innovativi e relativi benefici

L'utilizzo di queste tecnologie permette lo sviluppo e la produzione di filiere industriali innovative per il recupero di energia e di materiale ad alto valore aggiunto nonché la messa a punto di nuove tecniche per la riduzione dell'impatto ambientale dei rifiuti a partire da flussi di rifiuti, scarti di lavorazione e biomasse residuali.

Inoltre, le tecnologie proposte permettono l'individuazione di nuove fonti di approvvigionamento dei materiali recuperati, evitando il ricorso a risorse naturali vergini.

### Utilizzo

I processi di termovalorizzazione (pirolisi, gassificazione) permettono un fattivo supporto all'industria del settore attraverso la produzione di energia e di materiali da flussi specifici di rifiuti, scarti di lavorazione e biomasse.

In specifico, le tecnologie permettono di produrre oltre all'energia, sia elettrica che termica, anche gas di sintesi, oli combustibili, carboni a basso contenuto di zolfo e ceneri, ma anche carboni attivi, carburo di silicio o, in caso di trattamento di compositi, il recupero di fibre di carbonio in essi contenuti.

### Attività svolte e in corso

Sono in fase di industrializzazione alcuni processi innovativi sviluppati su impianti pilota, tra i quali si cita l'impianto per il recupero delle fibre di carbonio da compositi e la produzione di energia elettrica e carboni attivi da pneumatici e biomasse residuali o di rifiuto.

ENEA detiene specifici brevetti a tutela dei processi e delle tecnologie sviluppate. Tra questi, alcuni disponibili per licenza sono:

- [Brevetto WO 2013050942 A1N](#) - "Metodo per la produzione di filati da fibre di carbonio riciclate";
- [Brevetto RM2001 A000362](#) - "Procedimento per la trasformazione del granulato di pneumatico in un prodotto carbonioso a basso contenuto di zolfo e ceneri, mediante pirolisi catalizzata";
- [Brevetto RM2003A000121](#) - "Procedimento per la trasformazione del granulato di pneumatico in carburo di Silicio (SiC)".

### Centro di ricerca di riferimento



---

**COLTURE DI MICROALGHE PER LA CHIMICA VERDE, LA BIOENERGIA E LA PRODUZIONE DI INTEGRATORI ALIMENTARI**


---

*Cluster:* Chimica verde e Energia

*Codice Ateco:* A01, C20

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

Sistemi innovativi semplificati per la realizzazione di coltivazioni microalgali in laboratorio, in esterno e sotto serra, in fotobioreattori e in vasche protette fino a 1.500 L di volume utile.

Oltre all'uso di contenitori riciclati e/o a basso costo, vengono impiegati fertilizzanti e sistemi di agitazione non convenzionali, economici e con bassi consumi energetici.

**Utilizzo**

Produzione di biomassa algale per fini energetici, chimica verde, nutraceutica e restauro di beni culturali.

**Attività svolte e in corso**

Bionergia: utilizzo di digestato liquido come fertilizzante per colture di microalghe da destinare alla produzione di biogas.

Chimica verde: sperimentazione di colture di *Botryococcus braunii* e *Dunaliella salina* per la produzione di acido oleico e 1,3 butadiene.

Nutraceutica: produzione di *Arthrospira platensis* (spirulina) da utilizzare come integratore alimentare o come fonte di coloranti naturali (ficocianine) per prodotti alimentari e cosmetici.

Restauro beni culturali: screening e valutazione di micro- e macroalghe per la produzione di estratti a base di polisaccaridi da applicare su manufatti cartacei (manoscritti, libri, disegni) deteriorati o a rischio di deterioramento.

**Centro di ricerca di riferimento**




---

**PRODUZIONE DI BIOELETTRICITÀ DA REFLUI E BIOMASSE DI SCARTO CON MICROBIAL FUEL CELLS**


---

*Cluster:* Chimica verde e Energia

*Codice Ateco:* C28

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

La produzione di energia elettrica per via biologica da reflui e materiali organici di scarto prevede normalmente la necessità di produrre un combustibile (biogas) che viene poi utilizzato in un cogeneratore.

Con il processo sviluppato l'energia elettrica viene direttamente raccolta attraverso due elettrodi messi a contatto con la flora microbica, alimentata dai nutrienti presenti nel refluo, senza dover passare per un processo di combustione.

Ogni singola cella è in grado di sviluppare una tensione equivalente a quella di una normale cella a combustibile con lo stessa efficienza di conversione.

**Utilizzo**

Le Microbial Fuel Cells sono delle celle a combustibile di tipo biologico, dove il combustibile viene fornito direttamente dai batteri utilizzati per degradare la sostanza organica. Con l'energia prodotta è possibile far funzionare diversi tipi di apparecchiature elettriche, inclusi sistemi di illuminazione ed elettrodomestici.

La MFC può essere utilizzata non solo per produrre elettricità ma anche per rimuovere in maniera selettiva specifici inquinanti presenti nel refluo di alimentazione.

#### Attività svolte e in corso

La microbial fuel cell è stata testata in laboratorio utilizzando per la produzione di energia diversi substrati. La produzione di energia è stata pari alle attese. Attualmente sono in corso studi per il miglioramento delle prestazioni e per la riprogettazione del processo al fine di ridurre le perdite dovute alle resistenze elettriche, anche senza l'utilizzo di membrane protoniche.

#### Centro di ricerca di riferimento



### MATERIALI POLIMERICI BIODEGRADABILI E DA FONTI RINNOVABILI, ADDITIVI E MATERIALI ECOSOSTENIBILI

#### Aspetti innovativi e relativi benefici

La missione dell'IPC è sviluppare ricerca nel settore dei materiali polimerici, dei compositi e biomateriali al fine di rendere applicabili le innovazioni proposte e successivamente industrializzabili presso aziende e distretti. Le attività di ricerca confluiscono in tre grandi aree: materiali innovativi, salute e nanomedicina, sostenibilità. Nell'ambito di quest'ultima vengono sviluppati **materiali polimerici biodegradabili e da fonti rinnovabili, additivi e materiali ecosostenibili (additivi funzionali per polimeri da fonti rinnovabili, chemical da biomasse di scarto agroindustriale, ecc).**

#### Istituto di riferimento

Istituto per i Polimeri, Compositi e Biomateriali (IPCB)

#### Dipartimento di riferimento



Dipartimento Scienze Chimiche  
e Tecnologie dei Materiali

### PROCESSI DI COMBUSTIONE A BASSO IMPATTO AMBIENTALE PER L'INNOVAZIONE DELLE TECNOLOGIE DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA E TERMICA, DELLE TECNOLOGIE DI TERMOVALORIZZAZIONE DI RIFIUTI, DI BIOMASSE E DI COMBUSTIBILI ALTERNATIVI

#### Aspetti innovativi e relativi benefici

Le attività dell'IRC, a carattere teorico e sperimentale, sono rivolte allo studio dei **processi di combustione a basso impatto ambientale per l'innovazione delle tecnologie di produzione dell'energia elettrica e termica, delle tecnologie di termovalorizzazione di rifiuti, di biomasse e di combustibili alternativi**. Nell'ambito di tali ricerche vengono inoltre condotti studi sulle tecniche avanzate di caratterizzazione dei combustibili fossili e delle miscele combustibili ottenute dal trattamento di combustibili fossili e dei prodotti di combustione inquinanti in forma gassosa e particellare. La finalità generale è quella di una messa a punto di tecnologie alternative ed innovative per l'ottimizzazione dei processi di combustione sia in termini di una maggiore efficienza del processo di produzione energetica che in termini di riduzione dell'impatto ambientale relativamente alle emissioni di inquinanti atmosferici e di gas climalteranti.

Istituto di riferimento

Istituto di ricerche sulla combustione (IRC)

Dipartimento di riferimento



## PIANTE E I SISTEMI AGRO-FORESTALI COME BIORISORSE

Aspetti innovativi e relativi benefici

L'approccio di fondo secondo cui si è sviluppata l'attività di ricerca dell'Istituto consiste nel considerare le **piante e i sistemi agro-forestali come importanti biorisorse per la risoluzione di fondamentali problemi di natura ambientale, dalla mitigazione dei cambiamenti ambientali, al disinquinamento dell'aria e del terreno, dal recupero ambientale di ecosistemi degradati al rifornimento di biomasse per l'energia e di prodotti per l'industria.**

Istituto di riferimento

Istituto di biologia agro-ambientale e forestale (IBAF)

Dipartimento di riferimento



## PROCESSI E TECNOLOGIE INNOVATIVE PER IL TRATTAMENTO DELLE ACQUE REFLUE

Aspetti innovativi e relativi benefici

Processi e tecnologie innovative per il trattamento delle acque  
I processi e le tecnologie per il trattamento delle acque devono rispondere a nuove sfide determinate dalla salvaguardia della salute umana e dell'ambiente, quali l'incremento dei costi dell'energia, la minimizzazione della produzione di residui solidi, la necessità di rimozione di composti pericolosi presenti in tracce o in concentrazioni molto elevate, la rimozione di inquinanti persistenti e di nutrienti imposta da limiti legislativi progressivamente più stringenti, l'esaurimento di alcune risorse quali il fosforo, il raggiungimento di elevati standard di qualità per le acque destinate al consumo umano e al riuso.

Principali attività di sviluppo processi e tecnologie di trattamento :

Realizzazione del primo **depuratore di reflui urbani in piena scala basato sulla tecnologia SBBGR (Sequencing Batch Biofilter Granular Reactor)** caratterizzato da ridotto ingombro e ridotta produzione fanghi.

Sviluppo di metodologie tecniche di monitoraggio per gli impianti di trattamento reflui.

Sviluppo di metodologie tecniche di monitoraggio per la determinazione dei parametri di qualità nelle acque destinate ad uso potabile

**Recupero di risorse ed energia dal trattamento di reflui, rifiuti, biomasse.** Al fine di contribuire all'implementazione di una economia circolare, si consolida la necessità di processi e tecnologie, ambientali e sostenibili, volti a valorizzare reflui, rifiuti e biomasse attraverso il riutilizzo, il riciclo ed il recupero sia in forma energetica sia in forma di prodotti ad alto valore aggiunto. Tale approccio si integra perfettamente nel concetto di "bio-raffineria" intesa come piattaforma tecnico-scientifica che opera la trasformazione di

scarti, rifiuti, reflui in componenti quali biogas, prodotti chimici, biomolecole, mediante appunto una serie di processi e tecnologie sostenibili.

Principali attività:

Processi avanzati di digestione anaerobica per la valorizzazione di biomasse e rifiuti in termini di idrogeno, metano e digestato di qualità

Caratterizzazione chimica di biomasse organiche di scarto (fanghi di depurazione, rifiuti, scarti agricoli, alghe, ecc.) e valorizzazione di tali biomasse attraverso processi chimici sostenibili

Sviluppo di sistemi innovativi per il recupero energetico da biomasse e acque reflue

Recupero di energia dal trattamento di reflui urbani mediante impiego di reattori anaerobici high rate e post trattamento aerobico per la rimozione dell'azoto.

Istituto di riferimento

Istituto di ricerca sulle acque (IRSA)

Dipartimento di riferimento



Dipartimento di Scienze del Sistema  
Terra e Tecnologie per l'Ambiente

## BIOCARBURANTI

### BIORAFFINERIA PER PRETRATTAMENTO DI BIOMASSE PER LA PRODUZIONE DI BIOCARBURANTI DI SECONDA GENERAZIONE E PER LA PRODUZIONE DI INTERMEDI PER LA CHIMICA VERDE

*Cluster:* Chimica verde

*Codice Ateco:* C20, C28, D35

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

L'ENEA ha brevettato un metodo e un impianto per il pretrattamento e de-tossificazione di biomassa lignocellulosica che permette di frazionarla efficacemente nei suoi principali componenti (cellulosa, emicellulosa, lignina ecc.), per la successiva conversione nel prodotto desiderato. La biomassa lignocellulosica è una risorsa di materia prima e di energia potenzialmente molto importante, dalla quale - attraverso processi di conversione efficienti e a basso impatto ambientale - si possono ottenere una grande varietà di prodotti tra cui carburanti verdi, paste cartarie, zuccheri e bioplastiche.

**Utilizzo**

Produzione di bioetanolo di seconda generazione. Produzione d'intermedi chimici per la bioraffineria, sostituendo materie prime fossili con quelle di origine bio. Conseguimento obiettivi del 10% di produzione di biocarburanti al 2020 e della produzione del 30% di bioprodotto rispetto ai fossili. Industrie potenzialmente interessate: chimiche, agroalimentari, della carta, produzione e commercializzazione carburanti.

**Attività svolte e in corso**

Il cuore della "bioraffineria" è il pretrattamento, che rende più efficiente e meno severa dal punto di vista ambientale la separazione di emicellulosa,

cellulosa e lignina. Il processo consiste nell'uso di vapore saturo ad alta pressione seguito da tecniche di detossificazione capaci di rimuovere gli inibitori e ottimizzare le successive fasi di bioconversione. Su queste tecniche, ENEA è detentrica di diversi brevetti:

Brevetto RM2012A000184 "Metodo per detossificazione biomasse";

Brevetto RM2009A000290 "Processo per il pretrattamento biomasse per produzione bioetanolo";

Brevetto FI2009A000232 "Sistema di pretrattamento biomasse";

Brevetto RM2003A000446 "Bioreattore a camere separate per produzione di bioetanolo".

Le principali attività e applicazioni hanno riguardato lo sviluppo di un pretrattamento innovativo per la produzione di alcool da lignocellulosici; tutt'ora l'impiego di queste tecnologie è indirizzato verso la produzione di brodi zuccherini precursori di una vasta gamma di prodotti della chimica verde (biofuels e biopolimeri), in collaborazione con grandi gruppi industriali come Novamont, Versalis e Matrica.

Centro di ricerca di riferimento



## PRODUZIONE DI BIOCARBURANTI E CHEMICALS DA PROCESSI INNOVATIVI DI FERMENTAZIONE DEL GLICEROLO

*Cluster:* Chimica verde e Energia

*Codice Ateco:* C20

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

Produzione di bioetanolo, idrogeno e intermedi di sintesi per l'industria chimica da glicerolo grezzo con processi innovativi di fermentazione anaerobica ad opera di consorzi microbici selezionati (Brevetto RM2011A000480).

**Utilizzo**

Valorizzazione del glicerolo grezzo, sottoprodotto dell'industria del biodiesel, come materia prima per la produzione di biocarburanti avanzati e/o intermedi di sintesi (2,3 propandiolo, acido succinico) di interesse dell'industria chimica.

**Attività svolte e in corso**

Caratterizzazione della comunità microbica (tal quale e delle singole componenti) utilizzata per le fermentazioni anaerobiche.

Sviluppo e sperimentazione, su reattori di laboratorio e impianto pilota (50 L), di processi "fed-batch" e continui, anche con rimozione dell'etanolo dal brodo di fermentazione mediante gas stripping.

Attività svolta nell'ambito di un progetto di ricerca europeo, con il coinvolgimento di un'azienda nazionale interessata allo sviluppo industriale del processo (Processi Innovativi s.r.l. del Gruppo Technimont).

Centro di ricerca di riferimento



## FRAZIONAMENTO DI BIOMASSE LIGNOCELLULOSICHE PER LA PRODUZIONE DI MATERIE PRIME E INTERMEDI PER LA PRODUZIONE DI BIOCARBURANTI

*Cluster:* Chimica verde

*Codice Ateco:* C20, E38

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

ENEA dispone di una piattaforma sperimentale integrata operante su scala pilota per la conversione di biomasse a composizione lignocellulosica in materie prime ed intermedi per la produzione di biocarburanti e *green chemicals*.

I vantaggi rispetto ad altre tecnologie sono:

provata versatilità della tecnologia di pretrattamento rispetto alla materia prima (legni, paglie, numerosi residui agro-industriali ecc.);

processi di pretrattamento rapidi e *solvent free*;

utilizzo di additivi in quantità catalitiche per ottenere un diverso frazionamento della biomassa sulla base del successivo processo *downstreaming*.

La stazione tecnologica consta di un impianto di pretrattamento (300 kg/h) in continuo di *steam explosion*; 2 estrattori per la separazione di cellulosa, emicellulosa e lignina; un bioreattore per trattamenti enzimatici; moduli di pulizia delle correnti mediante carboni attivi e resine a scambio ionico; unità pilota di concentrazione delle correnti.

**Utilizzo**

La tecnologia è attualmente impiegata per la produzione di **zuccheri di seconda generazione** fermentabili ad alcoli da utilizzare come biocarburanti (es. bioetanolo, biobutanolo) o monomeri per biopolimeri (es. BDO), acidi (es. acido lattico) di interesse per il settore delle bioplastiche, oli microbici (*single cells oils*-SCO). In particolare, i lipidi microbici possono essere transesterificati per la produzione di biodiesel oppure de-ossigenati per la produzione di idrocarburi (es. per la produzione di *jet fuel*). Gli oli microbici rivestono inoltre interesse per la produzione di monomeri da destinare al settore delle bioplastiche e dei biolubrificanti.

Un'altra applicazione di rilievo è la **produzione di lignina**, un materiale complesso a base di polifenilpropano che ha grandi potenzialità di applicazioni in numerosi settori, dalla produzione di biocarburanti a quella di biofenoli per numerose applicazioni e nuovi biopolimeri.

I settori produttivi di riferimento sono numerosi: produzione di biocarburanti, produzione di biopolimeri; produzione di bioadesivi, biocompositi, biopolimeri.

**Attività svolte e in corso**

ENEA è attualmente coinvolta nei progetti ALBE, BIT3G e REBIOCHEM del Cluster nazionale della chimica verde. Il ruolo fondamentale di ENEA in questi progetti è l'ottimizzazione di processi di pretrattamento/ frazionamento produzione e *upgrading* di zuccheri per l'industria chimica. ENEA ha lavorato sulla produzione di zuccheri a partire da biomassa di guaiule per la fermentazione a 1, 3 BDO e di cardo per la fermentazione a 1,4 BDO.

ENEA ha svolto numerose attività di servizio a favore dell'azienda canadese COMET BIOREFING, partner a sua volta di stakeholder industriali europei.

**Centro di ricerca di riferimento**



## SVILUPPO DI APPLICAZIONI TECNOLOGICHE NEI SETTORI DELLA BIORAFFINERIA

<b>Aspetti innovativi e relativi benefici</b>	Modellistica teorica e sperimentale di sistemi molecolari e nanosistemi. Progettazione, sintesi e caratterizzazione di precursori e molecole funzionali per fotonica, celle solari e nanomedicina. Sviluppo di <b>applicazioni tecnologiche nei settori della bioraffineria</b> . Produzione di <b>idrogeno da materie prime e fonti energetiche rinnovabili</b> . <b>Nuovi materiali per applicazioni energetiche quali stoccaggio di idrogeno, materiali termoelettrici e ossidi per celle a combustibile</b> . Sviluppo di <b>nuove tecnologie e nuovi materiali per lo sfruttamento efficiente dell'energia solare</b> . La ricerca di ISTM riguarda nuove molecole e materiali per celle fotovoltaiche ibride, concentratori solari luminescenti e per la produzione pulita di idrogeno da acqua e luce solare.
<b>Istituto di riferimento</b>	Istituto di scienze e tecnologie molecolari (ISTM)

Dipartimento di riferimento



## PRODUZIONE DI BIODIESEL DA BIOMASSE DI MICROALGHE

<b>Aspetti innovativi e relativi benefici</b>	Tra le fonti l'ISE sviluppa tecnologie per la <b>produzione di biodiesel da biomasse di microalghe</b> .
<b>Istituto di riferimento</b>	Istituto per lo studio degli ecosistemi (ISE)
<b>Dipartimento di riferimento</b>	 Dipartimento di Scienze del Sistema Terra e Tecnologie per l'Ambiente

## BIOGAS E BIOMETANO

### PROCESSI INNOVATIVI A DOPPIO STADIO PER LA PRODUZIONE DI BIOGAS DA REFLUI E RIFIUTI ORGANICI

*Cluster:* Chimica verde e Energia

*Codice Ateco:* C20

<b>Aspetti innovativi e relativi benefici</b>	Produzione di idrogeno, miscele di idrogeno e metano o biogas ad elevato contenuto in metano (70-80%) mediante processi avanzati di digestione anaerobica con la separazione fisica delle fasi di idrolisi, acidogenesi e produzione di idrogeno e di quella successiva di metanogenesi.
<b>Utilizzo</b>	Produzione di biogas per la cogenerazione di elettricità rinnovabile e calore e/o biometano per autotrazione o immissione in rete da reflui agroindustriali e zootecnici, scarti e residui agricoli e rifiuti organici fermentescibili di diversa natura e provenienza.
<b>Attività svolte e in corso</b>	Caratterizzazione e potenziamento delle comunità microbiche presenti nei diversi stadi del processo di digestione anaerobica.

Sviluppo e sperimentazione, su reattori di laboratorio e impianto pilota di piccola taglia (50 L), di processi di conversione a doppio stadio di reflui dell'industria casearia e zootecnici (ENEA-CRA, Brevetto numero PCT/IB2014/059942) e altri residui organici in idrogeno, miscele di idrogeno e metano e biogas ad elevato contenuto in metano.

Centro di ricerca di riferimento



---

## TRATTAMENTO BIOGAS DA DIGESTIONE ANAEROBICA: PURIFICAZIONE E UP-GRADING A BIOMETANO

---

*Cluster:* Energia

*Codice Ateco:* M72

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

Il contenuto energetico del biogas prodotto dagli impianti di digestione anaerobica risiede nella sua componente di metano. Le tecnologie di trattamento del biogas per l'utilizzo del biometano prevedono tre passaggi: deumidificazione del biogas, rimozione dei composti solforati in particolare dell'acido solfidrico e separazione dell'anidride carbonica per l'ottenimento di un gas, biometano, con caratteristiche adeguate per l'immissione nella rete del gas naturale. I metodi sviluppati ottimizzano i costi e il dispendio energetico di tali processi.

**Utilizzo**

I processi di purificazione e upgrading del biogas prodotto da digestione anaerobica possono essere utilizzati a valle di digestori che utilizzano quale alimento sia residui zootecnici che agricoli, sia la frazione organica di scarti municipali. Il biometano ottenuto dai processi di purificazione e rimozione della CO<sub>2</sub> presente nel biogas può essere utilizzato sia per la generazione di calore tramite combustione (con efficienza maggiore rispetto all'utilizzo diretto del biogas), sia come carburante, sia immesso nella rete di distribuzione del gas naturale.

**Attività svolte e in corso**

Presso i laboratori dell'ENEA sono state condotte campagne sperimentali per l'ottimizzazione delle condizioni operative di purificazione del biogas da composti solforati per mezzo di carboni attivi.

Effettuati test ciclici di up-grading mediante assorbimento della CO<sub>2</sub> in una soluzione di ammina AMP in una miscela di glicol etilenico e propanolo, utilizzando sia biogas sintetico che biogas reale.

Centro di ricerca di riferimento



---

**TECNOLOGIA REM: BIOREMEDIATION DI SITI CON FORMAZIONE INCONTROLLATA DI METANO**


---

*Cluster:* Smart Secure and inclusive communities

*Codice Ateco :* C17, E39

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

La tecnologia REM - Innovative low impact bioREmediation technology to reduce Methane emissions and hazardous conditions - si applica a ripristini ambientali con fanghi di cartiera, per eliminare o prevenire situazioni di pericolosità in caso di produzione incontrollata di metano.

È una tecnologia di bioremediation in situ, basata sull'utilizzo di compost *tailored* ed enzimi cellulolitici. Tecnica con sostenibilità ambientale ed economica: non richiede rimozione dei fanghi di cartiera, l'uso di acqua e di elettricità durante il suo funzionamento.

Benefici previsti: riduzione di impatto acustico e visivo, mitigazione delle emissioni diffuse di metano, riduzione dei costi operativi, recupero accelerato.

**Utilizzo**

Risoluzione di inconvenienti ambientali e recupero di situazioni pericolose per produzione incontrollata di biogas, in aree di ex cava dove sono depositi fanghi/sottoprodotti/rifiuti non pericolosi. Lo stesso know-how può essere applicato a:

- progettazione innovativa di ripristini ambientali (R10), con fanghi di cartiera come metodologia innovativa e sicura di recupero di biomassa;
- stoccaggio temporaneo dei rifiuti anche prima dello smaltimento in discarica per ridurre le emissioni di metano;
- vecchie discariche prive di confinamento, per ridurre le emissioni diffuse o migrazioni di metano, soprattutto se prive di sistemi di captazione del biogas.

**Attività svolte e in corso**

La tecnologia è stata per la prima volta sviluppata e applicata ad un'area ex cava ad Imola (BO) dove 60.000 t di carta fanghi sono stati utilizzati in un sito di ex cava per ripristino ambientale.

L'intervento REM indirizzato al recupero agricolo del sito. Collaborazioni con Arpa – Emilia Romagna, Comune e Azienda USL di Imola, Università di Bologna e l'azienda AMEK (suo brevetto e produzione enzimi).

**Centro di ricerca di riferimento**




---

**TRATTAMENTO DELLE ACQUE DI VEGETAZIONE DEI FRANTOI OLEARI PER PRODUZIONE SYNGAS**


---

*Cluster:* Chimica verde

*Codice Ateco:* C10 E36

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

La tecnologia di trattamento delle acque di vegetazione dei frantoi oleari mediante reazioni di reforming permette di abbattere il potere inquinante delle acque di vegetazione e di produrre syngas. Ciò riduce significativamente i costi delle attuali pratiche di smaltimento (prevalentemente spargimento al suolo).

**Utilizzo** Le acque di vegetazione dei frantoi oleari vengono trattate mediante processi di reforming per produrre syngas (miscela gassosa contenente principalmente CO<sub>2</sub>, idrogeno, metano) e ridurre il loro contenuto in sostanze inquinanti (polifenoli).

**Attività svolte e in corso** Il processo è stato provato presso i laboratori di Frascati. E' stato sviluppato un business plan che ha dimostrato l'applicabilità a frantoi di piccola-media scala. Nell'ambito del progetto Microgen30 (bando Industria2015) il processo è stato provato in un impianto pilota a Frascati per produrre 1 m<sup>3</sup>/h di idrogeno.

**Centro di ricerca di riferimento**



---

## TECNOLOGIE PER IL RECUPERO DI NUTRIENTI E IL RIUTILIZZO DI ACQUE REFLUE DA IMPIANTI BIOGAS

---

*Cluster:* Chimica verde e Smart Secure and Inclusive Communities

*Codice Ateco:* E37

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

Applicazione di tecnologie a basso impatto per il riutilizzo di acque reflue municipali/industriali e per il recupero di nutrienti (azoto e fosforo) e altre materie prime seconde da differenti flussi concentrati: fanghi di supero municipali/industriali, surnatanti linea fanghi di impianti di depurazione municipali/industriali, effluenti zootecnici, effluenti dell'agro-industria, digestati in uscita da impianti biogas, percolati di discarica.

Servizi offerti in tali ambiti:

- Analisi di fattibilità tecnico-economica
- Individuazione di soluzioni tecnologiche tailor-made mediante metodologie di prototyping, modellizzazione e formulazione di relativi schemi di controllo e gestione
- Analisi dei flussi di materia ed energia associati e relative valutazioni costi-benefici
- Applicazione di tecniche pinch analysis per risparmio idrico e recupero di materia in contesti produttivi
- Sviluppo ed applicazione di nuovi processi per il trattamento ed il recupero di sostanze dagli stream di interesse
- Analisi di applicabilità di tecnologie per riuso recupero di materia in ambiti rurali ed urbani decentralizzati
- Formazione

**Utilizzo**

- Controllo e riduzione delle emissioni inquinanti associate a reflui di varia natura
- Risparmio e riutilizzo della risorsa idrica
- Recupero di nutrienti sotto forma di precipitati e di sostanze ammendanti per l'agricoltura
- Gestione ottimizzata degli impianti di trattamento delle acque reflue
- Incremento della sostenibilità della filiera industriale
- Creazione di filiere innovative

<b>Attività svolte e in corso</b>	<p>Realizzazione di prototipi a varia scala.</p> <p>Sviluppo di processi biologici innovativi per la rimozione/recupero sostenibile di nutrienti.</p> <p>Sviluppo brevetti (ANANOX®, DEPHANOX®).</p> <p>Precipitazione di struvite e recupero di energia mediante digestione anaerobica.</p> <p>Consulenza verso PMI, municipalizzate e PA.</p> <p>Partenariato in progetti di cooperazione in paesi di sviluppo.</p>
-----------------------------------	---

**Centro di ricerca di riferimento**




---

## TECNICHE E TECNOLOGIE SOSTENIBILI PER LA VALORIZZAZIONE DI REFLUI E RIFIUTI ORGANICI BIODEGRADABILI CON SISTEMI POWER-TO-GAS

---

*Cluster:* Chimica verde e Smart Secure and Inclusive Communities

*Codice Ateco:* E38

<b>Aspetti innovativi e relativi benefici</b>	<p>Sviluppo, ottimizzazione, messa a punto di processi biologici volti al recupero di materia ed energia da matrici organiche di origine civile e/o produttiva in un'ottica di economia circolare finalizzata alla chiusura dei cicli a alla sostenibilità economica ed ambientale dei sistemi produttivi e territoriali.</p> <p>Integrazione di sistemi biologici per la produzione di metano con sistemi "power to gas" (P2G) da fonti rinnovabili.</p> <p>Conduzione di sperimentazioni a differenti scale dimostrative (laboratorio, banco, pilota) ovvero in piena scala.</p>
---	--

<b>Utilizzo</b>	<p>Ottimizzazione di cicli di processo in ambito urbano e produttivo, mediante l'introduzione di sistemi finalizzati al recupero di materia e di energia.</p> <p>Progettazione e gestione ottimale di impianti di trattamento anaerobico alimentati con matrici organiche biodegradabili (reflui, rifiuti, sottoprodotti).</p> <p>Recupero di risorse e produzione di fertilizzanti di alta qualità e composti organici ed elevato valore aggiunto (solventi organici).</p> <p>Messa a punto di logiche di controllo automatico e sviluppo di sistemi di supporto alle decisioni.</p> <p>Analisi dell'efficienza di tecnologie di pretrattamento (biologico, meccanico, chimico-fisico) di reflui civili, fanghi di depurazione e flussi di scarto provenienti dal settore agroindustriale, per una successiva valorizzazione energetica e di materia.</p>
-----------------	--

<b>Attività svolte e in corso</b>	<p>Realizzazione di impianti sperimentali in scala laboratorio e pilota per la valorizzazione energetica e di materia di matrici organiche mediante processi anaerobici, a servizio di differenti realtà produttive (prove di degradabilità anaerobica, ottimizzazione delle rese energetiche, valutazioni del potenziale di produzione di biometano e biodrogeno, sviluppo e messa a punto di tecnologie innovative).</p> <p>Valutazione dell'efficienza di tecnologie di pretrattamento meccanico ed enzimatico di substrati provenienti dal settore agroindustriale in impianti biogas in piena scala.</p>
-----------------------------------	---

Collaborazione con aziende per lo sviluppo di tecnologie e metodi analitici finalizzati alla gestione ottimale dei processi biologici di trattamento (sia aerobici che anaerobici).

Centro di ricerca di riferimento



## NUOVI PROTOTIPI TECNOLOGICI PER LA PRODUZIONE DI BIOGAS E BIOMETANO

Aspetti innovativi e relativi benefici

Le attività si concentrano principalmente sulle **tecnologie per la produzione di biogas e biometano**. Altri settori d'interesse sono la combustione di biomassa e la gassificazione.

Tra i prototipi recentemente sviluppati dall'IIA nel settore energetico sono presenti:

**un digestore anaerobico a 2 stadi per la produzione di bioidrogeno e biometano**

**un digestore anaerobico a 5 stadi (ABR)**

**due impianti di purificazione del biogas a biometano basati sulle zeoliti naturali**

**un essiccatore rotante**

**una compostiera**

**un impianto di nitrificazione/denitrificazione.**

Inoltre l'IIA dispone di **due caldaie dedicate alla sperimentazione sulla combustione di biomassa**.

L'IIA effettua ogni anno vari monitoraggi della qualità dell'aria, che permettono di valutare l'**impatto ambientale degli impianti a biomasse**. In particolare, l'Istituto ha sviluppato un'esperienza pluridecennale nell'analisi di polveri sospese, idrocarburi policiclici aromatici, diossine, composti organici volatili, mercurio, metalli pesanti e inquinanti gassosi. Per poter individuare il contributo delle bioenergie allo stato di qualità dell'aria, le misure sono integrate con l'analisi di numerosi traccianti della combustione della biomassa (levoglucosano, potassio e rubidio) e con indicatori del rimescolamento atmosferico. Oltre alla qualità dell'aria ambiente, l'Istituto è altamente specializzato nel campionamento e nell'analisi delle emissioni di impianti industriali, compresi gli impianti a biomasse. Il confronto tra i valori misurati in emissione e in atmosfera permette di ottenere un quadro dettagliato dell'impatto ambientale delle bioenergie

Istituto di riferimento

Istituto sull'inquinamento atmosferico (IIA)

Dipartimento di riferimento



Dipartimento di Scienze del Sistema  
Terra e Tecnologie per l'Ambiente

## ACCUMULI E INTEGRAZIONE DELLE FER NELLA RETE

### SCENARI ELETTRICI, ENERGETICI ED AMBIENTALI

#### Aspetti innovativi e benefici

A supporto della Direzione Generale MEREEN del MiSE, sono state sviluppate ricerche sugli scenari elettrici, energetici ed ambientali e quindi utili a valutare le migliori opzioni di politica energetica, quali quelle che sono state elencate nella Strategia Energetica Nazionale (SEN). Gli scenari elettrici, energetici, ambientali analizzati sono stati impostati in stretto collegamento con il MiSE ed in collaborazione con ENEA in previsione delle negoziazioni sul Pacchetto Clima Energia 2030.

#### Attività svolte e in corso

Utilizzando il Modello TIMES-Italy e il modello multiregionale del sistema energetico nazionale (MONET), sono stati analizzati lo scenario SEN, nonché scenari di decarbonizzazione al 2050 e scenari di sviluppo della domanda elettrica nazionale per i cinque settori in cui sono suddivisi i consumi elettrici (agricoltura, terziario, residenziale, industria e trasporti). Ogni anno inoltre si aggiornano le voci di costo della bolletta energetica degli utenti finali. Sono stati inoltre elaborati scenari relativi alle variazioni di eventi meteorologici intensi (o estremi), utilizzando indici che descrivono il regime pluviometrico e l'andamento delle temperature. Infine è stato proposto un innovativo indice di "impronta idrica" che descrive l'impatto sulle risorse idriche della produzione elettrica del mix italiano di generazione, realizzando uno dei componenti necessari ad affrontare la tematica del cosiddetto "water-energy nexus".



### ANALISI DELL' EVOLUZIONE DEI SISTEMI ELETTRICI INTERCONNESSI E L'INTEGRAZIONE DEI MERCATI

#### Aspetti innovativi e benefici

L'attività, condotta a supporto del Ministero per lo Sviluppo Economico, ha permesso di valutare l'impatto degli scenari energetici mediante simulazioni del mercato e del sistema elettrico al 2030. RSE ha altresì partecipato al progetto di Riforma del Dispacciamento Elettrico, avviato dall'Autorità di regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA).

#### Attività svolte e in corso

Utilizzando i simulatori di mercato sviluppati da RSE, sono stati individuati i prezzi di mercato, le criticità, gli interventi e gli investimenti necessari per il raggiungimento degli obiettivi fissati. Per gli studi sul dispacciamento, sono stati determinati il prezzo degli sbilanciamenti e l'introduzione di prezzi nodali. Sono state valutate le possibili prestazioni di sistemi di accumulo elettrochimico nella fornitura di regolazione primaria veloce di frequenza e si è proposta una possibile strategia di partecipazione di tali sistemi al mercato del bilanciamento. Infine, si sono analizzate le prospettive di nuove tipologie di servizi di dispacciamento, utilizzando una procedura iterativa per ottimizzare i parametri di regolazioni di frequenza innovative, quali la primaria veloce e l'inerzia sintetica.





---

## EVOLUZIONE E SVILUPPO DELLE RETI DI TRASMISSIONE

---

### Aspetti innovativi e benefici

Sviluppo di metodi e strumenti avanzati di ottimizzazione (OPF, *Optimal Power Flow*) per la rete di trasmissione, in grado di rappresentare in modo accurato nuove tecnologie volte a facilitare l'integrazione in rete della produzione da Fonti Rinnovabili non Programmabili. Questo aspetto è fondamentale per sostenere il processo di transizione verso un sistema sostenibile e decarbonizzato.

### Attività svolte e in corso

L'attività ha visto lo sviluppo di un nuovo codice di OPF, con l'implementazione di modelli di convertitori HVDC di tipo LCC e VSC e di collegamenti HVDC per consentire di trattare reti miste AC/DC. E' stata inoltre sviluppata una metodologia per elaborare la profilatura del carico reattivo (dato di input degli studi di rete in AC) e la rappresentazione geo-referenziata dei risultati degli strumenti di rete. Per quanto riguarda gli aspetti sociali dell'accettabilità delle infrastrutture del sistema elettrico, attraverso una serie di interazioni attraverso *workshop* e *focus group*, sono state valutate l'efficacia e la adeguatezza delle metodologie proposte e sono stati raccolti specifici suggerimenti sul possibile utilizzo della Analisi a Molti Criteri, della *Life Cycle Analysis* e dei *Web GIS* per ottenere un migliore coinvolgimento degli *stakeholder*.



---

## EVOLUZIONE E SVILUPPO DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE

---

### Aspetti innovativi e benefici

A partire dagli algoritmi di generazione di reti artificiali e degli algoritmi di controllo, sono stati sviluppati nuovi tool di analisi e simulazione delle reti attive.

### Attività svolte e in corso

L'attività ha visto lo sviluppo e la combinazione di diversi strumenti, offrendo un'ampia gamma di funzionalità per l'analisi delle reti di distribuzione, i cui risultati possono essere combinati per evidenziare le correlazioni tra le variabili di rete.

Sono stati altresì analizzati diversi scenari di mercato che permettono la partecipazione di Risorse Energetiche Distribuite ai servizi ancillari.



## SICUREZZA E VULNERABILITÀ DEL SISTEMA ELETTRICO

### Aspetti innovativi e benefici

In risposta alla necessità di incrementare la resilienza del sistema elettrico alle sollecitazioni interne ed esterne, l'attività ha fornito supporto agli operatori del settore per gestire, quasi *online*, la sicurezza dinamica della rete di trasmissione interconnessa in presenza di generazione e carichi variabili e di eventi potenzialmente catastrofici.

### Attività svolte e in corso

Sono stati condotti studi e sviluppati strumenti per l'analisi della vulnerabilità strutturale delle infrastrutture e per allerta e analisi delle conseguenze di eventi "disruptive". La variabilità della generazione è tenuta in considerazione dai modelli sviluppati, data la sua influenza nel definire stati critici di vulnerabilità.

È stato sviluppato e completato con numerosi test in campo il sistema WOLF, di previsione e allerta degli eventi di "wet-snow" (che causano fenomeni di formazione di manicotti di neve sui conduttori elettrici) potenzialmente distruttivi per la rete elettrica.

Si è altresì studiata la flessibilizzazione degli impianti a ciclo combinato, nel regime di utilizzo attuale, prevalentemente guidato da esigenze di sostegno alla rete, approfondendo i limiti di esercizio compatibili con il consumo di vita dei materiali.



## GESTIONE, MONITORAGGIO E CONTROLLO DELLA RETE DI TRASMISSIONE

### Aspetti innovativi e benefici

Al fine di coniugare la flessibilità e l'affidabilità del sistema di trasmissione, si sono sviluppate tecnologie e metodologie innovative per l'acquisizione e l'utilizzo di informazioni diagnostiche sullo stato di salute dei componenti di rete.

### Attività svolte e in corso

Importanti risultati sono stati ottenuti sull'influenza che l'inquinamento ambientale e le diverse condizioni climatiche possono avere sul comportamento degli isolamenti di linee e stazioni, al fine di garantire affidabilità e disponibilità della rete. Le indagini si sono avvalse della collaborazione sul campo di TERNA e della modellistica atmosferica di RSE.

Lo sviluppo di sensoristica innovativa, in modo particolare di tipo ottico, è stato affrontato al fine di individuare precocemente l'insorgenza di problemi a fronte di condizioni di utilizzo particolarmente gravose.

Per la corretta misurazione di tensione e corrente nei nodi di rete è stato messo a punto e realizzato un prototipo di Stand-Alone Merging Unit (SAMU) con funzionalità avanzate (Smart - SAMU), la cui caratterizzazione metrologica è stata condotta in collaborazione con l'Istituto Nazionale di Ricerca Metrologica (I.N.Ri.M.) di Torino.



---

## SVILUPPO E GESTIONE DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE

---

### Aspetti innovativi e benefici

Studio, sviluppo e sperimentazione di metodologie e tecnologie idonee a favorire lo sviluppo del sistema di distribuzione dell'energia elettrica consentendo un elevato grado di penetrazione della generazione da fonti rinnovabili e una maggiore integrazione fra sistemi energetici, garantendo qualità di servizio agli utenti.

### Attività svolte e in corso

Sviluppo di metodologie e tecnologie per la gestione, il controllo, l'automazione e la protezione del sistema di distribuzione. Studio di nuovi modelli di architettura e servizi con l'applicazione di dispositivi di elettronica di potenza, sistemi di accumulo di energia, tecnologie informatiche e di comunicazione e strumenti a supporto delle decisioni di investimento.

Studio e applicazione di tecnologie informatiche e di comunicazione per le reti attive, con particolare attenzione agli aspetti di interoperabilità e di sicurezza. Studio della diffusione delle fonti rinnovabili sul territorio, e di integrazione con le reti di distribuzione, mediante lo sviluppo di modelli previsionali di producibilità e la realizzazione di un atlante integrato delle risorse rinnovabili per il sistema energetico nazionale. Analisi e studio dei sistemi energetici delle isole minori, non connesse alla rete di distribuzione nazionale, per lo studio delle soluzioni più idonee ad una progressiva riduzione dell'impiego di combustibili fossili e un maggiore sfruttamento di fonti rinnovabili, in un'ottica di autosufficienza energetica.



---

## TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE IN CORRENTE CONTINUA

---

### Aspetti innovativi e benefici

Studi e tecnologie finalizzate alla promozione dello sviluppo di collegamenti in corrente continua e della loro diffusione in porzioni della rete, al fine di favorire la penetrazione su larga scala della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, sia nelle reti di distribuzione che nella rete di trasmissione.

### Attività svolte e in corso

Analisi di strutture di rete LVDC che comprendano impianti a fonte rinnovabile e sistemi di accumulo interconnesse con la rete a corrente alternata. Studio, sviluppo e sperimentazione di funzioni di controllo per microreti miste AC / DC. Studio del supporto reciproco tra reti in corrente alternata e in corrente continua, con attività di sperimentazione nella microrete DC disponibile presso RSE. Analisi di sicurezza e stabilità di esercizio per collegamenti HVDC sia per applicazioni specifiche (es. collegamento Sardegna – Italia continentale - SA.CO.I.) sia per installazioni offshore.

Caratterizzazione del comportamento di componenti per linee HVDC, al fine di facilitarne la diffusione e la sicurezza d'esercizio.



---

**MATERIALI E TECNOLOGIE PER L'ACCUMULO DI ENERGIA PER IL SISTEMA ELETTRICO**


---

<b>Aspetti innovativi e benefici</b>	<p>Studio di tecnologie innovative per l'accumulo di energia, a fronte del significativo incremento di fonti rinnovabili non programmabili.</p> <p>Miglioramento delle prestazioni di tecnologie di accumulo elettrochimico con prospettive di riduzione dei costi.</p> <p>Studi di sistemi di accumulo funzionali alla rete di trasmissione.</p>
<b>Attività svolte e in corso</b>	<p>Studi per lo sviluppo di tecnologie di accumulo elettrochimico, con particolare riferimento all'utilizzo di batterie al sodio ad alta temperatura.</p> <p>Sviluppo di materiali anodici e catodici altamente innovativi per celle al sodio, con messa a punto di un protocollo completo di sintesi (mediante Spark Plasma Sintering) e caratterizzazione di MXeni.</p> <p>Analisi delle prospettive di sviluppo del pompaggio idroelettrico e metodologie per la caratterizzazione di siti di stoccaggio gas.</p>




---

**IMPIANTO FENICE PER LA PRODUZIONE DI GAS METANO DALLA CO<sub>2</sub>**


---

*Cluster:* Energia

*Codice Ateco:* C20, C23, C11, D35, C24

	<p><b>Aspetti innovativi e relativi benefici</b> In ENEA è operativo l'<u>impianto dimostrativo Fenice</u> per la trasformazione di CO<sub>2</sub> in combustibile. L'impianto rivitalizza il carbonio presente nella CO<sub>2</sub> attraverso la sua riduzione con idrogeno: dalla reazione si ottiene metano ed acqua. L'elettrolizzatore per la produzione di idrogeno può essere alimentato da fonte rinnovabile consentendo l'immagazzinamento dell'energia solare sotto forma chimica. Questa metodologia di stoccaggio presenta, oltre ai benefici di natura ambientale, significativi vantaggi in termini di versatilità, in quanto il metano prodotto può essere utilizzato in vari modi sia per uso locale sia per la distribuzione in rete.</p>
<b>Utilizzo</b>	Produzione di combustibili attraverso il riutilizzo della CO <sub>2</sub> , integrata con fonti rinnovabili.
<b>Attività svolte e in corso</b>	Presentata domanda per il bando di gara per i progetti di ricerca Piano Triennale 2012-2014 RSE e dal POA 2013 (decreto del 30 giugno 2014), con Composit Technical System (CTS) S.p.A.

**Centro di ricerca di riferimento**



---

## SISTEMI DI ACCUMULO TERMICO PER MEDIA E ALTA TEMPERATURA

---

*Cluster:* Energia

*Codice Ateco:* C23, C25, C28, D35

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

La tecnologia ha il beneficio di migliorare la dispacciabilità dell'energia, aumentare il numero di ore di esercizio degli impianti, ridurre i consumi di energia da fonte fossile e il relativo impatto ambientale.

L'accumulo termico a calore sensibile può avvenire sia in mezzi liquidi che solidi: l'uso di sale fuso e di cemento consente di ottenere sistemi a basso costo. L'accumulo termico a calore latente ha il vantaggio di possedere un'alta densità di energia accumulata e, di conseguenza, consente la realizzazione di sistemi di accumulo compatti e di basso impatto visivo.

Inoltre, sfruttando il cambio di fase del materiale di accumulo, fornisce calore a una temperatura sostanzialmente costante, aumentando l'efficienza complessiva del sistema di utilizzo.

**Utilizzo**

Realizzazione di sistemi di accumulo termico per medie/alte temperature, a calore sensibile e/o calore latente, da utilizzare sia in impianti solari di grandi dimensioni per la produzione di energia elettrica sia in impianti di piccola taglia dedicati alla multi-generazione distribuita, alla produzione di calore di processo per l'industria, all'heating/cooling per distretti ed edifici e alla desalazione. Possibili ricadute di tali concetti potranno essere il recupero del calore industriale o l'efficientamento energetico di edifici pubblici e privati.

**Attività svolte e in corso**

Sono state studiate e progettate alcune tipologie di accumulo termico basato sull'uso di cementi e di sale fuso in cambio di fase. È in corso la completa caratterizzazione termica di detti prototipi utilizzando degli impianti sperimentali appositamente sviluppati (Solteca3, ATES). L'attività è condotta in collaborazione con diverse aziende interessate allo sviluppo di questi sistemi.

**Centro di ricerca di riferimento**



---

## IDROGASSIFICAZIONE DEL CARBONE CON L'UTILIZZO DI ENERGIE RINNOVABILI

---

*Cluster:* Energia

*Codice Ateco:* 20

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

Il processo consente l'immagazzinamento delle energie rinnovabili aumentandone significativamente la convenienza e permette anche lo sfruttamento delle riserve di carbone. Il processo proposto ha un ridotto impatto ambientale poiché il gas naturale ottenuto è una "miscela" di fonti fossili (carbone) e rinnovabili (eolico, solare).

**Utilizzo**

Produzione di gas naturale con processi di idrogassificazione del carbone e utilizzo di idrogeno elettrolitico prodotto preferibilmente da fonti rinnovabili.

**Attività svolte e in corso**

Un'analisi tecnico-economica preliminare ha dimostrato l'applicabilità al bacino carbonifero del Sulcis.

Un secondo studio ha considerato l'applicazione del processo allo scenario europeo verificandone la fattibilità e la capacità di rafforzare la sicurezza energetica della Unione Europea.

**Centro di ricerca di riferimento****PRODUZIONE DI NANOSTRUTTURE A DIVERSA MORFOLOGIA**

*Cluster:* Energia, Fabbrica intelligente, Mobilità sostenibile

*Codice Ateco :* M72

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

Produzione di nanostrutture con dimensioni e morfologia controllata. Crescita di films sottili per mezzo di differenti tecniche, CVD (Chemical Vapour Deposition) e MOCVD termica. Inoltre è possibile la loro caratterizzazione mediante tecniche di spettroscopia elettronica avanzate (*XPS*; *Auger*, *LEED*, *EELS* e *IPES*).

Le nanostrutture trovano largo impiego in numerosi campi legati all'energia ed all'ambiente.

**Utilizzo**

Le nanostrutture vengono utilizzate in molti ambiti e trovano largo impiego in diversi settori disciplinari, dall'elettronica e fotonica, alla sensoristica chimica e biologica. In particolare, in campo energetico, l'interesse per le nanostrutture è molto ampio, dalla produzione di idrogeno alle celle a combustibile, e possono essere utilizzate per la realizzazione di dispositivi portatili per la generazione e l'accumulo di energia.

**Attività svolte e in corso**

Applicazioni sempre più diffuse di reti intelligenti, di veicoli a trazione elettrica, di fonti rinnovabili (celle fotovoltaiche, impianti eolici) richiedono l'utilizzo di sistemi di accumulo adeguati. Le batterie al litio-ione sono degli importanti candidati e quindi la loro capacità specifica e il regime di corrente di carica/scarica divengono caratteristiche cruciali per poter rendere realizzabile la loro applicazione in questi contesti. Nell'ambito delle attività "Ricerca Sistema Elettrico" finanziato dal Ministero dello Sviluppo Economico sono stati realizzati materiali nanostrutturati nella forma di strutture nanometriche filiformi di silicio da utilizzare come materiali anodici in batterie litio-ione. In particolare, sono stati ottenuti campioni mediante la tecnica di Chemical Vapor Deposition (CVD) utilizzando come metallo catalizzatore, oro, argento e rame. I nanofili di silicio si sono mostrati molto promettenti in quanto queste strutture sono in grado di disporre di spazio vuoto per sopportare le variazioni di volume e permettono un più facile rilassamento delle sollecitazioni indotte dall'inserzione dello ione litio.

**Centro di ricerca di riferimento**

---

## BATTERY MANAGEMENT SYSTEM PER LA GESTIONE TERMICA ED ELETTRICA DI SISTEMI LI-IONE

---

*Cluster:* Energia e mobilità sostenibile

*Codice Ateco:* C29

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

L'estensione dell'elettrificazione in settori stradali "di nicchia" (micro vetture) e nei settori "non stradali" (agricoltura, cantieristica, hobbistica) che utilizzano motorizzazioni diesel ed a benzina, non solo presenta una evidente valenza ambientale ed energetica, ma offre anche l'opportunità di riqualificazione tecnologica di un settore industriale già esistente. L'utilizzo delle nuove tecnologie Li-lo per l'accumulo elettrico di bordo richiede lo sviluppo di sistemi ausiliari per l'equalizzazione (della carica) e per la gestione termica delle celle, che ne prolungano le prestazioni nel tempo (sistemi genericamente detti BMS - Battery Management Systems). I sistemi BMS sviluppati in ENEA - di tipo modulare con raffreddamento ad aria o a cambiamento di stato - offrono risultati economicamente vantaggiosi anche per serie ridotte.

**Utilizzo**

Autoveicoli a 2, 3, 4 ruote.

**Attività svolte e in corso**

Moduli 12 V – 30/60/100 Ah per il re-powering di autobus elettrici con batterie piombo-acido

Sviluppo di power-pack ibrido per micro vettura (Spazia HPP).

**Centro di ricerca di riferimento**



---

## BATTERIE ED ACCUMULATORI ELETTRICI: SVILUPPO DI MODULI LI-IONE "INTELLIGENTI" 12V DA 30, 60 E 100 AH

---

*Cluster:* Energia e Smart Secure and inclusive communities

*Codice Ateco :* C 28

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

I moduli sono stati concepiti come sostitutivi delle tradizionali batterie al piombo in applicazioni per trazione ed alimentazione ausiliari di veicoli elettrici off-road, con i vantaggi tipici delle batterie al litio rispetto a quelle al piombo in termini di riduzione di peso e volume, nonché di capacità di accettazione di ricariche rapide.

**Utilizzo**

Macchine agricole e da cantiere per il lavoro in aree cittadine, all'interno di edifici, all'interno delle serre, stalle, magazzini, ed in generale in tutte le aree con problemi di elevato inquinamento ambientale ed acustico

**Attività svolte e in corso**

Moduli sviluppati in ambito Ricerca di Sistema Elettrico. Progetti Industria 2015 con Centro Ricerche Fiat, IVECO, Piaggio, BredaMenarini. Cluster Trasporti Italy 2020

Moduli Li-lo "Intelligenti" 12 V/30/60/100 Ah

**Centro di ricerca di riferimento**



## SVILUPPO DI CICLI AVANZATI IN CO<sub>2</sub> PER TURBINE A GAS: CICLI A CO<sub>2</sub> SUPERCRITICA CON O SENZA CATTURA DELLA CO<sub>2</sub>

*Cluster:* Aerospazio e Energia

*Codice Ateco:* C28, C30

### Aspetti innovativi e relativi benefici

Nei cicli Turbogas a S-CO<sub>2</sub> questa tecnologia consente:

- efficienza termodinamica > 50 % inclusi cattura della CO<sub>2</sub> e produzione dell'ossigeno comburente;
- ingombri estremamente ridotti rispetto ad un ciclo combinato di pari potenza a causa dell'alta densità della S-CO<sub>2</sub>;
- forte incremento della load-flexibility e della rapidità di risposta dovute all'estrema compattezza, all'assenza della sezione di potenza a vapore e delle facilities per la cattura della CO<sub>2</sub>;
- cattura della CO<sub>2</sub> in condizioni "pipeline ready" (> 100 bar) per il sequestro o per applicazioni "enhanced gas/oil recovery" o estrazione "water free" dello shale gas;
- forte integrazione con le rinnovabili quale tecnologia di back-up della rete elettrica con positive integrazioni con sistemi di stoccaggio "power2gas".

### Utilizzo

La tecnologia si presta a applicazioni stazionarie per la generazione di potenza elettrica con elevata flessibilità di carico e forte abbattimento nelle emissioni di gas serra e a applicazioni nella propulsione navale, con forte riduzione degli ingombri e delle emissioni, significativo incremento dell'efficienza termodinamica del motore primo e utilizzo del gas naturale liquefatto (LNG) come combustibile.

### Attività svolte e in corso

È in fase di completamento una significativa facility sperimentale (piattaforma AGATUR) in grado di testare la tecnologia EGR e fornire significativi elementi di sviluppo per cicli a CO<sub>2</sub> Supercritica. Sono stati condotti importanti studi teorici e sviluppati modelli predittivi già applicabili. È stato presentato un progetto (DCAFF-CC) in H2020, nell'ambito della Call LCE-17-2015, per lo sviluppo di una rete di impianti con ciclo estremamente flessibile, efficiente, di basso costo, totalmente Carbon Capture. Partner di rilievo: 8 Rivers (USA-coordinat.); SINTEF (N); Univ. Leeds (UK).

### Centro di ricerca di riferimento



## UTILIZZO DI SALI FUSI COME FLUIDO TERMOVETTORE E MATERIALE DI ACCUMULO TERMICO PER MEDIA E ALTA TEMPERATURA

*Cluster:* Energia

*Codice Ateco :* M72

### Aspetti innovativi e relativi benefici

Risparmio energetico nei processi industriali, con recupero termico e ottimizzazione dei cicli produttivi. Risparmio di combustibili fossili, riduzione dei costi e dell'impatto ambientale, semplificazioni operative ed impiantistiche.

Questi risultati sono ottenibili sostituendo gli olii diatermici con miscele di sali fusi, per ottenere:

Aumento delle temperature operative di processo (fino a 450, oppure fino a 550 °C, in base alla miscela di sali fusi utilizzata)

Aumento della sicurezza degli impianti (le miscele di sali fusi non sono infiammabili, non sono tossiche e in condizioni operative hanno tensione di vapore nulla, ossia sono termicamente stabili e mantengono inalterate nel tempo le caratteristiche chimico-fisiche)

Riduzione dei costi di approvvigionamento e di esercizio del fluido termovettore

Miglioramento della compatibilità ambientale.

### Utilizzo

Recuperi termici in processi industriali a media-alta temperatura, per accumuli termici e produzione di vapore/calore e energia elettrica.

Sostituzione degli olii diatermici negli impianti di trasmissione e accumulo del calore.

### Attività svolte e in corso

Nell'ambito di diversi progetti europei (HYSOL, STS-MED, COMETHY, MATS) e nazionali (METISOL, AdP), sono state caratterizzate le miscele di sali fusi utilizzabili per applicazioni industriali. Attività sperimentali hanno dimostrato la possibilità di utilizzare queste miscele come fluidi termovettori per sistemi di accumulo termico a temperature comprese tra 300 e 550 °C. Sono stati realizzati test di corrosione dei materiali in flusso di sali fusi e realizzati impianti sperimentali e prototipi di scambiatori di calore integrabili in sistemi dimostrativi di generazione, accumulo e utilizzo di energia termica. L'impianto sperimentale a sali fusi MOSE, è stato utilizzato per alimentare:

- Impianto di steam reforming di idrocarburi con reattore a membrana, per la produzione di idrogeno puro e syngas;
- Impianto di reforming di gas naturale per la produzione di miscela metano/idrogeno;
- Impianto di back-up alimentato a GPL e/o biogas per impianti solari a concentrazione.

### Centro di ricerca di riferimento



---

## COMPENSATORE STATICO INTEGRATO CON FONTI RINNOVABILI PER APPLICAZIONI NELLE RETI BT

---

*Cluster:* Energia, Smart Secure and Inclusive Communities,  
Tecnologie per gli ambienti di vita

*Codice Ateco:* C27

### Aspetti innovativi e relativi benefici

L'ENEA ha messo a punto un sistema di accumulo di energia elettrica per l'erogazione di servizi ancillari alla rete di bassa tensione e l'ottimizzazione dei flussi energetici da fonti rinnovabili non programmabili installati presso l'utente finale. Il sistema, tramite una interfaccia di potenza verso la rete, consente di gestire i flussi di potenza richiesti dall'utente finale in modo da ottimizzarne il diagramma di carico (appiattimento dei picchi, shifting del carico in ore di basso costo, rifasamento industriale, riduzione delle potenza contrattuale) e l'interrompibilità di alimentazione dalla rete, con il conseguente accesso a tariffe vantaggiose.

### Utilizzo

Il sistema, grazie ad un apparato di *smart metering* e interfaccia programmabile, è in grado di gestire la produzione elettrica da fonti rinnovabili in modo da ottimizzarne l'auto-consumo, anche in fasce orarie di non produzione, riducendo lo scambio di energia con la rete e il conseguente impegno della stessa. Sono possibili applicazioni nelle reti di bassa tensione e media tensione, aree di sosta con colonnine di ricarica di veicoli elettrici, impianti rinnovabili presso utenze civili ed industriali con profili di carico variabili (edifici con pompe di calore, industrie con cicli produttivi giornalieri discontinui).

### Attività svolte e in corso

Prove sperimentali condotte presso la rete del CR Casaccia sull'integrazione del compensatore statico con colonnine di ricarica veloce di veicoli elettrici, in collaborazione con l'Università La Sapienza di Roma (Accordo di programma MiSE-ENEA sulla Ricerca di Sistema Elettrico, Piano triennale 2012-2014).

### Centro di ricerca di riferimento




---

## OTTIMIZZAZIONE DEI FLUSSI ENERGETICI

---

### Aspetti innovativi e relativi benefici

IEIT svolge ricerche scientifiche e tecnologiche avanzate nel settore dell'ingegneria dell'informazione che copre i settori delle telecomunicazioni, dell'elettromagnetismo applicato, dell'ingegneria dei computer e dei sistemi, dell'elettronica, del controllo e dei sistemi.

**Ottimizzazione dei flussi energetici.** L'integrazione della generazione di energia da fonti rinnovabili nella rete elettrica è difficile, principalmente a causa dell'intermittenza della fonte e, in generale, della distanza tra i siti di produzione e gli utenti. Questa difficoltà può essere superata attraverso una **rete di trasmissione di energia con accumulo in grado di mitigare gli effetti delle fluttuazioni nella produzione e nella fornitura.**

Istituto di riferimento

Istituto di elettronica e di ingegneria dell'informazione e delle telecomunicazioni (IEIT)

Dipartimento di riferimento



Dipartimento Ingegneria, ICT e  
Tecnologie per l'Energia e i Trasporti

### CAPACITORI SANDWICH ANTIFERROELETTRICI AD ALTA DENSITÀ DI ACCUMULO DI ENERGIA

Aspetti innovativi e relativi benefici

*I materiali ferroelettrici e antiferroelettrici mostrano proprietà elettromeccaniche che li rendono adatti per varie applicazioni nel settore dei condensatori, sensori, generatori e stoccaggio di energia ad alta densità. Condensatori antiferroelettrici a piastre parallele sono i componenti chiave per accumulo di energia, diventando sempre più importanti soprattutto in applicazioni di circuiti di potenza a impulsi, per i veicoli ibridi elettrici, dispositivi medici, veicoli spaziali e sistemi d'arma elettrici.*

Istituto di riferimento

Istituto di scienza e tecnologia dei materiali ceramici (ISTEC)

Dipartimento di riferimento



Dipartimento Scienze Chimiche  
e Tecnologie dei Materiali

### NANOMATERIALI STRUTTURATI, QUALI CATALIZZATORI PER ENERGY STORAGE E FUEL CELLS

Aspetti innovativi e relativi benefici

Progettazione, sintesi e caratterizzazione di **nanomateriali strutturati, quali catalizzatori per energy storage e fuel cells**

Istituto di riferimento

Istituto per i processi chimico-fisici (IPCF)

Dipartimento di riferimento



Dipartimento Scienze Chimiche  
e Tecnologie dei Materiali

### SISTEMI ENERGETICI PER LA PRODUZIONE DISTRIBUITA

Aspetti innovativi e relativi benefici

Soluzioni innovative per il miglioramento delle prestazioni energetiche ed ambientali dei motori termici nelle loro applicazioni industriali, anche attraverso l'impiego di metodologie di analisi di nuova concezione. Le Attività sono organizzate in quattro macro-aree.

**TECNOLOGIE PER LA PROPULSIONE**

**METODOLOGIE DI RICERCA AVANZATE**

**IMPATTO AMBIENTALE DEI SISTEMI DI TRASPORTI DI SUPERFICIE**

**SISTEMI ENERGETICI PER LA PRODUZIONE DISTRIBUITA**

Le tecnologie per la propulsione sono focalizzate sull'ottimizzazione dei sistemi di propulsione per applicazioni nel settore dei trasporti. Regimi di combustione non tradizionali sono analizzati su base quotidiana, anche mediante sensoristica avanzata sia nei motori ad accensione per compressione, sia in quelli ad accensione comandata per la trazione terrestre e marittima, ai fini del perseguimento della massima efficienza termodinamica e del minor impatto ambientale.

Le metodologie di ricerca avanzate sperimentali, statistiche e numeriche,

vengono applicate per analizzare i principali fenomeni alla base dei processi di conversione dell'energia in applicazioni nel settore dei trasporti e per la produzione stazionaria. Tecniche di diagnostica ottica sono impiegate su dispositivi pilota e su motori da ricerca con l'intento di analizzare la fluidodinamica, il processo di iniezione del carburante (morfologia spray e atomizzazione) e l'evoluzione del processo di combustione. Le proprietà e le potenzialità di combustibili avanzati (bioalcohols, syngas, biogas, combustibili rinnovabili e nanoemulsioni) sono dettagliatamente studiate mediante dispositivi diagnostici progettati ad hoc.

Lo studio dell'impatto ambientale dei sistemi di trasporti di superficie riguarda la valutazione delle emissioni chimiche e acustiche del trasporto stradale, ferroviario e marittimo. Scopo principale delle attività è la valutazione di strategie di guida eco-compatibili per l'uso intelligente dei combustibili in flotte commerciali e di veicoli urbani.

Le attività riguardanti i sistemi energetici per la produzione distribuita sono per lo più focalizzate su strategie volte alla riduzione delle emissioni inquinanti di centrali elettriche efficienti per la produzione e per l'accumulo di energia da fonti rinnovabili (inclusi combustibili di opportunità e energia da fonti non programmabili).

Le attività hanno portato alla realizzazione di dimostratori suscettibili di impiego in reti intelligenti. In particolare, un **sistema energetico complesso basato su pannelli fotovoltaici, una turbina a gas, micro-stoccaggio di H2 da energia solare, un sistema di micro-cogenerazione, un impianto a celle a combustibile per la produzione di energia e una stazione di ricarica rapida DC per veicoli elettrici stradali** sono stati integrati come fonti energetiche distribuite.

Istituto di riferimento

Istituto motori (IM)

Dipartimento di riferimento



Dipartimento Ingegneria, ICT e  
Tecnologie per l'Energia e i Trasporti

## IMMAGAZZINAMENTO DIRETTO DI ENERGIA NEL CAMPO MAGNETICO DI UN MAGNETE SUPERCONDUTTORE, I COSIDDETTI SMES

Aspetti innovativi e relativi benefici

SPIN è attivo da tempo nella ricerca su materiali e tecnologie innovative per applicazioni in energetica, con particolare riferimento ai settori di produzione sostenibile di energia e di gestione intelligente dell'energia.

Per quanto concerne la gestione intelligente dell'energia:

Sistemi di accumulo dell'energia: lo sviluppo di tecnologie innovative per lo stoccaggio temporaneo di energia è uno dei temi di maggior interesse in favore di un utilizzo ottimale delle differenti tipologie di fonti di energia oggi disponibili. In particolare, con l'effettiva introduzione sul mercato di fonti rinnovabili di energia come l'eolico, il fotovoltaico e l'idroelettrico, la possibilità di immagazzinare temporaneamente l'energia prodotta in eccesso o

l'assorbimento di picchi di utilizzo, diventa cruciale. L'attività di ricerca si focalizza **sull'immagazzinamento diretto di energia nel campo magnetico di un magnete superconduttore, i cosiddetti SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*)**. Si tratta di un dispositivo innovativo per l'accumulo di energia che può trovare applicazioni come UPS (*Uninterruptible Power Supply*) oppure come stabilizzatore di potenza nell'integrazione dei sistemi di generazione di energia con fonti rinnovabili. Il grande vantaggio degli SMES è quello di poter fornire una grossa potenza in tempi ristretti con una possibilità infinita di cicli.

Istituto di riferimento

Istituto superconduttori, materiali innovativi e dispositivi (SPIN)

Dipartimento di riferimento



Dipartimento di Scienze Fisiche  
e Tecnologie della Materia

## IDROGENO

### MATERIALI E TECNOLOGIE PER ENERGIE RINNOVABILI, CELLE A COMBUSTIBILE E IDROGENO

Aspetti innovativi e relativi benefici

ICMATE ha un ruolo importante nello sviluppo di molecole innovative, superfici funzionali e materiali inorganici e metallici avanzati che forniscono soluzioni rilevanti per le tecnologie abilitanti ed emergenti, l'efficienza energetica e la salute, prestando attenzione agli aspetti correlati alle materie prime critiche e alla sostenibilità.

**Materiali e tecnologie per energie rinnovabili, celle a combustibile e idrogeno :**

Nanosistemi per produzione di idrogeno foto attivata

Film ibridi per energie rinnovabili

Materiali innovativi per la produzione, la trasformazione e l'accumulo di energia

Membrane per separazione di idrogeno

Produzione e caratterizzazione di materiali per lo stoccaggio di idrogeno

Nanofluidi per il solare

Istituto di riferimento

Istituto di Chimica della Materia Condensata e di Tecnologie per l'Energia (ICMATE)

Dipartimento di riferimento



Dipartimento Scienze Chimiche  
e Tecnologie dei Materiali

---

**METODO BIOTECNOLOGICO PER LA CATTURA DELL'ANIDRIDE CARBONICA E LA SINTESI DI IDROGENO**


---

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

L'Istituto di Chimica Biomolecolare (ICB) svolge ricerche nel campo della chimica dei sistemi e dei processi biologici per comprendere il loro funzionamento a livello molecolare ed esplorarne nuove applicazioni tecnologiche. Tra queste: l'energia (sviluppo di bio-combustibili o, più in generale, di risorse biologiche rinnovabili per la produzione di energia).

L'ICB ha brevettato un nuovo **metodo biotecnologico per la cattura dell'anidride carbonica e la sintesi di idrogeno mediante la fermentazione di materiali organici anche di scarto, che potrebbe avere un utilizzo industriale per la produzione di energie rinnovabili ed ecosostenibili.**

**Istituto di riferimento**

Istituto di chimica biomolecolare (ICB)

**Dipartimento di riferimento**

Dipartimento Scienze Chimiche  
e Tecnologie dei Materiali

---



---

**METODO INNOVATIVO DI REFORMING ELETTROCHIMICO PER LA PRODUZIONE DI IDROGENO**


---

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

Le principali tematiche di ricerca riguardano la chimica sostenibile (innovazione di processo, efficienza e selettività) e le **nuove energie rinnovabili (tecnologie dell'idrogeno e delle fuel cells, valorizzazione di biomasse, solare fotovoltaico di terza generazione, cattura e valorizzazione del biossido di carbonio).**

L'ICCOM lavora :

sulla selettiva produzione di prodotti chimici da risorse rinnovabili in celle a combustibile e contemporaneo rilascio di energia. **L'idrogeno viene prodotto da elettrolisi di soluzioni acquose di alcoli rinnovabili mediante un metodo innovativo di reforming elettrochimico** sviluppato ad ICCOM che rende il processo energeticamente più conveniente rispetto all'elettrolisi dell'acqua grazie a particolari catalizzatori di invenzione. Lo stesso approccio elettrochimico può essere sfruttato per la produzione di combustibili o prodotti chimici da elettro-riduzione della CO<sub>2</sub>

sulla progettazione di **catalizzatori per la produzione fotocatalitica di idrogeno** da soluzioni contenenti biomasse (etanolo, glicerolo) o da purificazione di acque reflue

sulla produzione-stoccaggio di idrogeno da composti organici/inorganici semplici ad alto contenuto di idrogeno, sviluppando nuovi **catalizzatori omogenei (composti organometallici) di deidrogenazione di acido formico(HCOOH) ed ammoniaca-borano (NH<sub>3</sub> BH<sub>3</sub>)** rispettivamente, per estrarre H<sub>2</sub> da questi substrati in condizioni di temperatura più vicine possibili a quelle ambientali e con alte rese

su processi chimici determinanti per la produzione sostenibile dell'energia: dalla riduzione della CO<sub>2</sub> alle celle a combustibile a idrogeno. Lo scopo è prevedere tramite simulazioni al computer le **trasformazioni di CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> e composti carboniosi su catalizzatori formati da nanoparticelle**

---

**metalliche supportate**, di delineare principi guida che sottendono a tali trasformazioni, e così arrivare all'ottimizzazione di catalizzatori che rispondano alle attuali esigenze di efficienza, costo e compatibilità ambientale.

Istituto di riferimento

Istituto di chimica dei composti organo metallici (ICCOM)

Dipartimento di riferimento



---

## NUOVI MATERIALI E TECNOLOGIE PER LA PRODUZIONE E LO STOCCAGGIO DI IDROGENO

---

Aspetti innovativi e relativi benefici

Modellistica teorica e sperimentale di sistemi molecolari e nanosistemi. Progettazione, sintesi e caratterizzazione di precursori e molecole funzionali per fotonica, celle solari e nanomedicina.

Produzione di **idrogeno da materie prime e fonti energetiche rinnovabili. Nuovi materiali per applicazioni energetiche quali stoccaggio di idrogeno, materiali termoelettrici e ossidi per celle a combustibile.**

Istituto di riferimento

Istituto di scienze e tecnologie molecolari (ISTM)

Dipartimento di riferimento



---

## PRODUZIONE DI IDROGENO E SEQUESTRO DI ANIDRIDE CARBONICA (CO<sub>2</sub>) DALLE SCORIE DI SIDERURGIA E DI TERMODISTRUZIONE

---

Aspetti innovativi e relativi benefici

**Produzione di idrogeno e sequestro di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) dalle scorie di siderurgia e di termodistruzione**, questo l'obiettivo di un processo denominato 'Hysteel', di cui i ricercatori dell'IGAG hanno avviato la sperimentazione, insieme con la Asiu SpA di Piombino. Studiata e testata a livello di laboratorio, l'innovativo sistema, di cui è stato depositato il brevetto industriale, ambisce a ridurre i rifiuti prodotti dalle acciaierie ottenendone nel contempo una maggiore quantità di energia e materie prime. Con 'Hysteel' è possibile produrre circa 44 kWh di energia elettrica e assorbire 2.7 tonnellate di CO<sub>2</sub> per ogni tonnellata di scoria siderurgica trattata. La produzione di acciaio è un'attività a elevato impatto ambientale poiché, oltre a generare inquinamento acustico, elettromagnetico e un ingente volume di rifiuti industriali solidi, liquidi o gassosi, il cui recupero è prioritario per evitarne il conferimento in discarica, richiede un elevato consumo di energia elettrica. L'ipotesi di utilizzare le scorie siderurgiche per generare energia rinnovabile assume pertanto un elevato interesse.

Istituto di riferimento

Istituto di geologia ambientale e geoingegneria (IGAG)

Dipartimento di riferimento



---

**PRODUZIONE DI IDROGENO UTILIZZANDO LA FOTOSINTESI MICROBICA PARTENDO DA ACQUA ED ENERGIA SOLARE**


---

Aspetti innovativi e relativi benefici	Tra le fonti rinnovabili per eccellenza può essere inclusa la produzione di idrogeno. <b>Produzione di idrogeno utilizzando la fotosintesi microbica partendo da acqua ed energia solare.</b>
Istituto di riferimento	Istituto per lo studio degli ecosistemi (ISE)
Dipartimento di riferimento	 <b>Dipartimento di Scienze del Sistema Terra e Tecnologie per l'Ambiente</b>

---



---

**SISTEMI INNOVATIVI PER PRODURRE E IMMAGAZZINARE IDROGENO IN MANIERA EFFICIENTE ED ECONOMICA, UTILIZZANDO IL GRAFENE**


---

Aspetti innovativi e relativi benefici	<p>La crescente attenzione ai problemi ambientali sta costringendo l'implementazione di nuovi modelli energetici basati su fonti rinnovabili, cambiando radicalmente la configurazione della gestione dell'energia.</p> <p>Il <b>grafene</b> può essere utilizzato per produrre e immagazzinare idrogeno in modo efficiente, economico ed ecocompatibile, con importanti implicazioni per il settore della produzione futura di energia da fonti rinnovabili. Attraverso un sistema innovativo è possibile <b>produrre e immagazzinare idrogeno</b> in maniera efficiente ed economica, utilizzando il <b>grafene</b>, il prezioso materiale costituito da uno strato unico di atomi di carbonio. Attraverso il nuovo sistema, quindi, il grafene può diventare un <b>importante vettore di questa fonte di energia sostenibile</b>, che è attualmente ricavata attraverso processi che richiedono un grande consumo energetico.</p> <p>I ricercatori sono riusciti a identificare questa proprietà utilizzando una superficie di nichel rivestita di grafene. Combinando le proprietà dei due materiali il dispositivo funziona da catalizzatore che rompe le molecole di acqua e le divide in atomi di idrogeno e gruppi idrossilici (OH). L'idrogeno separato dall'acqua, inoltre, viene assorbito dallo strato di grafene, senza il bisogno di ricorrere a un serbatoio esterno per immagazzinare il gas. Questo metodo innovativo, quindi, consentirebbe di ottenere <b>energia pulita e sicura</b> e potrebbe portare alla realizzazione di <b>dispositivi energetici più compatti ed economici</b> rispetto a quelli attuali.</p> <p>'Ghiaccio XVII' : si tratta di una nuova forma di ghiaccio, apparentemente identico alla neve, ma con la struttura molecolare diversa. Ha infatti una struttura diversa da quella di tutti gli altri, è molto poroso e quindi può assorbire e desorbire gas anche a bassa pressione, senza cambiare la sua struttura. La prima applicazione a cui si è pensato è quindi l'immagazzinamento dell'idrogeno per applicazioni energetiche. Questo ghiaccio può accumulare e restituire ripetutamente l'idrogeno e ne può contenere fino al 50% in proporzione all'acqua (una molecola di idrogeno ogni due di acqua) che corrisponde a più del 5% in peso. Si è inoltre osservato che il ghiaccio</p>
--	---

---

XVII assorbe con analogia facilità anche azoto e altri gas, caratteristica promettente per applicazioni nel campo della separazione industriale di gas.

Istituto di riferimento

Istituto dei sistemi complessi (ISC)

Dipartimento di riferimento



## MOTO ONDOSO

### ENERGIA ELETTRICA DAL MARE

**Aspetti innovativi e benefici**

L'attività si è focalizzata sullo sviluppo di dispositivi innovativi, modulari, adatti al clima d'onda dei mari italiani e alle caratteristiche delle installazioni portuali.

**Attività svolte e in corso**

È stato sviluppato il dispositivo Wave-Sax, basato su una versione innovativa della tecnologia della "Oscillating Water Column", in cui, a differenza di quella "convenzionale", il fluido di lavoro (che agisce sulla turbina) non è l'aria, compressa dall'onda incidente, ma l'acqua dell'onda stessa.

È stato realizzato il prototipo in scala 1:5, completo di turbina e sistema di generazione di potenza, controllo & regolazione. Il dispositivo completo è stato provato in laboratorio (vasca navale) e successivamente installato e testato in mare presso il Porto di Civitavecchia.

È stata altresì completata la progettazione e l'analisi tecnico-economica del dispositivo in scala 1:1



### PRODUZIONE DI ENERGIE RINNOVABILI DALLE ONDE MARINE

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

Produzione di energie rinnovabili dalle onde marine: presso gli impianti sperimentali dell'Insean si svolgono prove sperimentali per un nuovo sistema per la produzione di energia chiamato Pewec (Pendulum wave energy converter), un sistema galleggiante simile a una zattera da posizionare in mare aperto, con l'obiettivo di produrre energia elettrica sfruttando l'oscillazione dello scafo dovuto al moto ondoso. I test, commissionati dall'Enea in collaborazione con il Politecnico di Torino che hanno realizzato l'impianto, riguardano un sistema low cost e a basso impatto ambientale per trasformare l'energia del mare in energia elettrica, in alternativa alle costose e inquinanti centrali a gasolio.

Ricerca fonti alternative in grado di produrre energia pulita dal mare è una delle grandi sfide tecnologiche che l'Istituto affronta ormai da anni, testando modelli anche di grandi dimensioni, nelle grandi infrastrutture di cui è dotato.

Istituto di riferimento

Istituto Nazionale per Studi ed Esperienze di Architettura Navale (INSEAN)

Dipartimento di riferimento



## RECUPERO ENERGETICO DAL MOTO ONDOSO

Aspetti innovativi e relativi benefici

**Recupero energetico dal moto ondoso** : tutti i sistemi di conversione dell'energia derivata dal moto ondoso fino ad oggi sviluppati sono stati progettati per operare in condizioni di mare aperto, e sono indirizzati soprattutto al funzionamento negli oceani dove l'altezza delle onde è decisamente elevata. Nel caso dell'Italia le sue coste sono bagnate da onde di piccola altezza se non in casi particolari dovuti alle condizioni climatiche. E' quindi necessario cercare di sviluppare dispositivi che siano in grado di sfruttare caratteristiche differenti dall'altezza delle onde stesse.

L'attività di ricerca e sviluppo in oggetto nasce per sviluppare dispositivi per la generazione di energia da moto ondoso utilizzabili come soluzione Stand Alone o Grid Connected, in funzione delle necessità dell'utenza, basati su una soluzione tecnologica che vede come architettura meccanica di conversione un sistema giroscopico collocato all'interno di un galleggiante; tale scelta consente di sfruttare al meglio la pendenza dell'onda piuttosto che la variazione di ampiezza. Lo sfruttamento dell'energia del moto ondoso risulta non invasivo in quanto non necessita di strutture fisse sul fondale e non genera danni significativi alla morfologia e all'habitat in quanto lavora come un attenuatore d'onda e non come una barriera.

Istituto di riferimento

Istituto per l'ambiente marino costiero (IAMC)

Dipartimento di riferimento



## CARBON CAPTURE AND STORAGE (CCS)

### SISTEMI INNOVATIVI DI CATTURA DI CO2 E MEMBRANE DI SEPARAZIONE GAS AD ALTA SELETTIVITÀ

Aspetti innovativi e relativi benefici

*L'attività è incentrata sullo studio e ottimizzazione di multilayer ceramici (poroso-denso) in grado di separare elettrochimicamente gas economicamente rilevanti o CO2 da utilizzarsi poi per la produzione di chemicals o per essere stoccata.*

Istituto di riferimento

Istituto di scienza e tecnologia dei materiali ceramici (ISTEC)

Dipartimento di riferimento



## RICERCHE TRASVERSALI

### IMPIANTI DI CONVERSIONE DI ENERGIA DI PICCOLA TAGLIA

#### Aspetti innovativi e benefici

Sviluppo di tecnologie e modalità di gestione innovative per impianti di piccola taglia, per soddisfare i fabbisogni elettrici e di climatizzazione secondo principi di efficienza energetica e di diffusione delle fonti rinnovabili, anche con la realizzazione di impianti dimostrativi.

#### Attività svolte e in corso

E' stato realizzato un impianto integrato pompa di calore *dual source* e pannelli solari ibridi, dotato anche di sistemi per l'accumulo termico del calore che sfruttano materiali in cambiamento di fase, che è successivamente stato verificato su un ciclo annuale di sperimentazione.

Presso i laboratori RSE di Milano è stato realizzato un impianto di *solar cooling* a media temperatura ad assetto variabile, utilizzato per sperimentare sistemi di controllo e soluzioni di gestione innovative.



### MOBILITA' ELETTRICA

#### Aspetti innovativi e benefici

Sviluppo di scenari di diffusione della mobilità elettrica, dedicando particolare attenzione all'interazione con il sistema elettrico e l'ambiente.

Valutazione dell'impatto della diffusione dei veicoli elettrici sulla rete di distribuzione.

#### Attività svolte e in corso

Partecipazione e coordinamento del tavolo interministeriale sulla mobilità sostenibile, pubblicazione del documento "Elementi per una *Roadmap* della Mobilità Sostenibile", e delle relative "Raccomandazioni".

Collaborazione con *stakeholder* delle amministrazioni locali (ad es. in correlazione con il progetto europeo e-Moticon coordinato da RSE) e con le associazioni di imprese che avevano partecipato al tavolo. Sviluppo di strumenti modellistici per l'elaborazione e la valutazione delle conseguenze sulla qualità dell'aria ed in generale sull'impatto ambientale, facendo ricorso all'analisi del ciclo di vita dei veicoli, a seguito della diffusione della mobilità elettrica. Valutazione delle prestazioni di reti elettriche di distribuzione (*hosting capacity*), incluso studi sulla possibile interazione con sistemi di accumulo distribuito in rete.



---

**TECNICHE DI MISURA DI PARAMETRI METEO-CLIMATOLOGICI**


---

*Cluster:* Energia, Smart Secure and inclusive communities

*Codice Ateco :* M72, M74

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

Caratterizzazione, calibrazione ed installazione di sensori per la misura di parametri meteorologici e di interesse climatologico.

Implementazione delle procedure di acquisizione, calibrazione e controllo qualità dei dati. Analisi dati per la caratterizzazione meteo-climatologica del sito di misura.

**Utilizzo**

Studio della variabilità dei parametri meteorologici su diverse scale temporali. Applicazioni inerenti la qualità dell'aria: analisi delle condizioni meteorologiche legate alla diffusione degli inquinanti.

Applicazioni inerenti lo sfruttamento di energia solare: misura dello spettro della radiazione solare; stima della copertura nuvolosa; caratterizzazione dell'impatto di nubi e aerosol sulla radiazione solare; analisi delle traiettorie delle masse d'aria da associare alla presenza di aerosol e nubi.

Applicazioni inerenti lo sfruttamento di energia eolica: analisi dei campi di vento finalizzate alla individuazione delle direzioni e delle intensità prevalenti; analisi della frequenza ed intensità dei picchi di vento.

Applicazioni inerenti la valutazione degli eventi estremi: analisi statistica della frequenza e dell'intensità degli eventi estremi.

**Attività svolte e in corso**

Caratterizzazione meteo-climatologica della Stazione per le Osservazioni Climatiche ENEA di Lampedusa (misure di parametri meteorologici e di radiazione solare e infrarossa, misure dei profili verticali di temperatura ed umidità).

Campagne di misura nell'ambito di progetti nazionali ed internazionali per lo studio del clima nel Mediterraneo e per la validazione di modelli meteorologici e radiativi.

Studio delle interazioni aria-mare nel Mediterraneo attraverso misure acquisite presso la boa a largo di Lampedusa.

Osservatorio meteo-climatologico antartico: misure di parametri meteorologici standard al suolo, mediante una rete di 16 stazioni meteorologiche automatiche, ed in quota mediante due stazioni di radiosondaggio (base Mario Zucchelli e base italo-francese Concordia); misure di precipitazione ed accumulo nevoso e della copertura nuvolosa.

**Centro di ricerca di riferimento**



## REALIZZAZIONE DI COMPONENTI E MATERIALI CERAMICI AVANZATI PER LA PRODUZIONE E IL RECUPERO DELL'ENERGIA

*Cluster:* Energia, Fabbrica intelligente

*Codice Ateco :* C23, C24, D35

### Aspetti innovativi e relativi benefici

I ceramici avanzati hanno elevata resistenza alle alte temperature e alla corrosione; per tali caratteristiche sono i candidati ideali all'integrazione o alla sostituzione dei materiali metallici per migliorare l'efficienza e la sostenibilità dei processi industriali.

L'ENEA sviluppa e sperimenta compositi, monoliti e rivestimenti ceramici fino all'ingegnerizzazione e alla realizzazione di prototipi; fornisce supporto nella scelta dei materiali innovativi e commerciali, determina le caratteristiche termomeccaniche, fisiche e di resistenza all'ossidazione/corrosione.

### Utilizzo

Materiali e componenti innovativi per:

produzione di energia non rinnovabile, rinnovabile e nucleare  
impianti di recupero e scambiatori di calore a medie ed alte temperature per i settori industriali siderurgici, cementiero, petrolchimico, chimico, farmaceutico e vetro.

### Attività svolte e in corso

Realizzazione di componenti ceramici per scambiatori e recuperatori di calore; deviatori di flusso ceramici per turbine a gas, refrattari per camere di combustione; anime ceramiche lisciviabili per investment casting; rivestimenti ceramici anticorrosione e funzionali.

Caratterizzazione termomeccanica di materiali per nucleare.

Prove di resistenza all'ossidazione e alla corrosione da sali fusi per scambiatori e recuperatori di calore.

Sperimentazione di materiali per impianti solari, eolici e termofotovoltaici.

Progetti: SEMPRE, PROMOMAT, PUMA, BAYHEX.

Collaborazioni con aziende: Neubor glass, Ansaldo Energia, Stara Glass, Cetma, EMA - Europea Microfusioni Aerospaziali.

Brevetti:

IT0001323827 "Procedimento per la giunzione di materiali ceramici, in particolare materiali ceramici a base di carburo di silicio";

BO2005A000311 - "Procedimento per la realizzazione di materiale sintetizzato a base di carburo di silicio e nitrato di alluminio".

### Centro di ricerca di riferimento



---

## SVILUPPO DI OTTIMIZZATORI DI POTENZA CON FUNZIONALITÀ E SERVIZI AVANZATI E SISTEMI DI CONTROLLO EMBEDDED

---

*Cluster:* Energia, Smart Secure and inclusive communities

*Codice Ateco :* C26, D35

### Aspetti innovativi e relativi benefici

Sviluppo e realizzazione di prodotti innovativi caratterizzati da elevate prestazioni energetiche, bassi costi e caratteristiche di multifunzionalità anche finalizzati all'efficientamento dei consumi energetici. Erogazione di servizi avanzati di rete ed utente nel contesto delle reti e microreti energetiche intelligenti (Smart Grid) in presenza di generazione distribuita da fonte rinnovabile e SdA.

### Utilizzo

BOS (Balance Of System) per fonti rinnovabili (fotovoltaico, *fuel cell*, micro-mini eolico, ecc.). Microgrid in presenza di poli-generazione e cogenerazione distribuita e accumulo energetico. Efficientamento energetico di edifici e cluster di edifici in contesto residenziale ed industriale (NZEBS). Tracking solare. Acquisizione dati/telemonitoraggio impianti. Controllo e automazione.

### Attività svolte e in corso

Progettazione e sviluppo di PV Optimizer per la gestione smart di generatori fotovoltaici on-grid e off-grid.

Progettazione e sviluppo di convertitori DMPPT DC-DC e microinverter.

Progettazione e sviluppo architetture DCS per gestione integrata PV + storage.

Progettazione di convertitori per applicazioni in contesti di micro-reti e reti intelligenti.

Definizione ed implementazione di servizi avanzati per End-User e DSO.

### Centro di ricerca di riferimento




---

## DESIGN E FABBRICAZIONE DI CAVI E MAGNETI SUPERCONDUTTORI

---

*Cluster:* Energia

*Codice Ateco:* D35

### Aspetti innovativi e relativi benefici

L'ENEA è impegnata in attività di ricerca e sviluppo sull'utilizzo di materiali superconduttori con elevate temperature critiche, in modo da abbattere i costi di raffreddamento utilizzando l'azoto liquido.

### Utilizzo

Linee di Trasmissione e sistemi di accumulo (SMES).

### Attività svolte e in corso

Prototipo di cavo superconduttore con nastri di YBCO.

### Centro di ricerca di riferimento



---

## TESSUTI FUNZIONALI A BASE DI NANOFIBRE PRODOTTI PER ELECTROSPINNING

---

*Cluster:* Fabbrica intelligente

*Codice Ateco :* C13, C29, C30

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

Produzione di tessuti formati da fibre a scala nanometrica eco- e bio-sostenibili a base di polimeri bio-based; conferimento ai tessuti di proprietà funzionali attraverso l'inserimento di nanocariche che li possono rendere antibatterici, idro/oleo repellenti, insonorizzanti, termicamente isolanti, elettricamente conduttori; utilizzo di una tecnologia a basso costo e di facile scalabilità.

**Utilizzo**

Tessuti funzionalizzati per ambienti interni in mezzi di trasporto, materiali con specifiche proprietà funzionali per il settore tessile e dell'arredo, nanocontatti, membrane per filtrazione di aria, materiale di rinforzo per compositi e laminati.

**Attività svolte e in corso**

Realizzazione di prototipi come componenti di indumenti tecnici (Progetto MAIND); realizzazione di membrane a conduzione protonica per PEMFC (Celle a combustibile con membrana a scambio protonico, Progetto SEB).

**Centro di ricerca di riferimento**



---

## TECNICHE DI TELERILEVAMENTO AEROSPAZIALE PER IL MONITORAGGIO AMBIENTALE E A SUPPORTO DELLO SFRUTTAMENTO DELLE RINNOVABILI

---

*Cluster:* Aerospazio

*Codice Ateco :* M72, M74

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

Applicazioni integrate delle più recenti tecniche di osservazione aerospaziale multisensore (LIDAR, multi/iperspettrali, SAR), multi-piattaforma (satellite, aereo, droni), di calibrazione in sito e GIS (Geographical Information System), basate anche su open-source e big/data.

**Utilizzo**

Monitoraggio e mappatura per supporto alla loro gestione ecosostenibile in un'ottica di mitigazione ed adattamento agli impatti legati all'antropizzazione, al "land degradation" ed ai cambiamenti climatici. Vulnerabilità ed impatti relativi a fattori di origine naturale (sismi, frane, inondazioni, ondate di calore) o antropica (inquinamento, incendi) in ambiente urbano e su infrastrutture.

**Attività svolte e in corso**

Telerilevamento integrato da reti sismiche e misure non distruttive per il monitoraggio dei beni culturali ed infrastrutture (Progetti: TeRN II, MIUR-FAR, Monitoraggio Duomo di Orvieto, Min. Beni Culturali). Mappatura e monitoraggio degli ecosistemi costieri e bassi fondali, in particolare della *Posidonia oceanica*. (Progetti: ENERGIA dal mare del MISE, DT-AmaR, POR Sicilia). Monitoraggio multiscala dello stress e stato di salute di vegetazione semi-

naturale e colture tramite telerilevamento multiplatforma (satellite, ultraleggero, drone) e rilievi in sito basati su proximal sensing ad analisi di laboratorio. (Collaborazioni: Univ. Sassari, Arsiat Lazio).

Valutazione della risposta del tessuto urbano a fattori antropici o naturali (irradiazione solare, ondate di calore, precipitazioni intense, incendi, etc.), per fotovoltaico e a supporto di politiche/strategie di mitigazione/prevenzione ed adattamento. (Progetti: RoMA-Resilience of Metropolitan Area - MIUR, Smart Cities).

Centro di ricerca di riferimento



## TECNICHE DI MISURA DI PARAMETRI METEO-CLIMATOLOGICI

*Cluster:* Energia, Smart Secure and inclusive communities

*Codice Ateco :* M72, M74

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

Caratterizzazione, calibrazione ed installazione di sensori per la misura di parametri meteorologici e di interesse climatologico.

Implementazione delle procedure di acquisizione, calibrazione e controllo qualità dei dati. Analisi dati per la caratterizzazione meteo-climatologica del sito di misura.

**Utilizzo**

Studio della variabilità dei parametri meteorologici su diverse scale temporali. Applicazioni inerenti la qualità dell'aria: analisi delle condizioni meteorologiche legate alla diffusione degli inquinanti.

Applicazioni inerenti lo sfruttamento di energia solare: misura dello spettro della radiazione solare; stima della copertura nuvolosa; caratterizzazione dell'impatto di nubi e aerosol sulla radiazione solare; analisi delle traiettorie delle masse d'aria da associare alla presenza di aerosol e nubi.

Applicazioni inerenti lo sfruttamento di energia eolica: analisi dei campi di vento finalizzate alla individuazione delle direzioni e delle intensità prevalenti; analisi della frequenza ed intensità dei picchi di vento.

Applicazioni inerenti la valutazione degli eventi estremi: analisi statistica della frequenza e dell'intensità degli eventi estremi.

**Attività svolte e in corso**

Caratterizzazione meteo-climatologica della Stazione per le Osservazioni Climatiche ENEA di Lampedusa (misure di parametri meteorologici e di radiazione solare e infrarossa, misure dei profili verticali di temperatura ed umidità).

Campagne di misura nell'ambito di progetti nazionali ed internazionali per lo studio del clima nel Mediterraneo e per la validazione di modelli meteorologici e radiativi.

Studio delle interazioni aria-mare nel Mediterraneo attraverso misure acquisite presso la boa a largo di Lampedusa.

Osservatorio meteo-climatologico antartico: misure di parametri meteorologici standard al suolo, mediante una rete di 16 stazioni meteorologiche

automatiche, ed in quota mediante due stazioni di radiosondaggio (base Mario Zucchelli e base italo-francese Concordia); misure di precipitazione ed accumulo nevoso e della copertura nuvolosa.

Centro di ricerca di riferimento



---

#### REALIZZAZIONE DI COMPONENTI ATTIVI E DI CELLE A COMBUSTIBILE COMPLETE AD ALTA E BASSA TEMPERATURA

---

*Cluster:* Energia

*Codice Ateco:* C27

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

Sviluppo e diffusione di sistemi per generazione elettrica e cogenerazione di piccola-media taglia, ad elevata efficienza e basso impatto ambientale. Utilizzo di fonti rinnovabili per la produzione distribuita di energia elettrica e calore.

**Utilizzo**

Generazione elettrica mobile e fissa. Generazione di calore.

**Attività svolte e in corso**

In corso studio e sperimentazione di componenti e prototipi, nell'ambito di progetti europei (FP7 e H2020) con coinvolgimento anche di aziende nazionali: SOLID POWER, ICI Caldaie, Turbocoating, Electro Power Systems.

Centro di ricerca di riferimento



---

#### PRODUZIONE DI NANOSTRUTTURE A DIVERSA MORFOLOGIA

---

*Cluster:* Energia, Fabbrica intelligente e Mobilità sostenibile

*Codice Ateco:* M72

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

Produzione di nanostrutture con dimensioni e morfologia controllata. Crescita di films sottili per mezzo di differenti tecniche, CVD (Chemical Vapour Deposition) e MOCVD termica. Inoltre è possibile la loro caratterizzazione mediante tecniche di spettroscopia elettronica avanzate (XPS; Auger, LEED, EELS e IPES).

Le nanostrutture trovano largo impiego in numerosi campi legati all'energia ed all'ambiente.

**Utilizzo**

Le nanostrutture vengono utilizzate in molti ambiti e trovano largo impiego in diversi settori disciplinari, dall'elettronica e fotonica, alla sensoristica chimica e biologica. In particolare, in campo energetico, l'interesse per le nanostrutture è molto ampio, dalla produzione di idrogeno alle celle a combustibile, e possono essere utilizzate per la realizzazione di dispositivi portatili per la generazione e l'accumulo di energia.

**Attività svolte e in corso**

Applicazioni sempre più diffuse di reti intelligenti, di veicoli a trazione elettrica, di fonti rinnovabili (celle fotovoltaiche, impianti eolici) richiedono l'utilizzo di sistemi di accumulo adeguati. Le batterie al litio-ione sono degli importanti candidati e quindi la loro capacità specifica e il regime di corrente

di carica/scarica divengono caratteristiche cruciali per poter rendere realizzabile la loro applicazione in questi contesti. Nell'ambito delle attività "Ricerca Sistema Elettrico" finanziato dal Ministero dello Sviluppo Economico sono stati realizzati materiali nanostrutturati nella forma di strutture nanometriche filiformi di silicio da utilizzare come materiali anodici in batterie litio-ione. In particolare, sono stati ottenuti campioni mediante la tecnica di Chemical Vapor Deposition (CVD) utilizzando come metallo catalizzatore, oro, argento e rame. I nanofili di silicio si sono mostrati molto promettenti in quanto queste strutture sono in grado di disporre di spazio vuoto per sopportare le variazioni di volume e permettono un più facile rilassamento delle sollecitazioni indotte dall'inserzione dello ione litio.



Centro di ricerca di riferimento

### MATERIALI POLIMERICI ALTAMENTE POROSI, CAPACI DI FILTRARE LA CO2

Aspetti innovativi e relativi benefici

Le attività di ricerca dell'ITM hanno l'obiettivo di promuovere conoscenza, innovazione e alta formazione nel settore delle membrane e loro applicazione nel trattamento di acque, separazione di gas, organi bioartificiali, biotecnologie, agroalimentare. **Le membrane sono applicate in settori strategici quali energia, ambiente, acque, salute, manifatturiero.** In tali aree, le tecnologie a membrana hanno raggiunto un ruolo leader con una crescita annuale maggiore del 20%. L'ITM di Cosenza, in collaborazione con le Università di Edimburgo, della Pennsylvania e della Florida, ha composto delle **membrane con materiali polimerici altamente porosi, capaci di filtrare la CO2**

Istituto di riferimento

Istituto per la tecnologia delle membrane (ITM)

Dipartimento di riferimento



### REATTORE COMMERCIALE PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FUSIONE NUCLEARE

Aspetti innovativi e relativi benefici

L'IFP svolge ricerche nei campi della fisica e della tecnologia dei plasmi, in particolare dedicate alla fusione termonucleare. Le reazioni termonucleari costituiscono la sorgente principale di energia nelle stelle e hanno un ruolo molto importante nei processi astrofisici. All'interno delle stelle la temperatura e la densità della materia sono così elevate da produrre un gran numero di reazioni di fusione. Il principale costituente della materia stellare, l'idrogeno, viene convertito in elio, sprigionando una quantità enorme di energia termica, radiazione elettromagnetica, flusso di particelle (vento solare) e neutrini.

IFP partecipa al progetto ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor) che rappresenta un passaggio chiave verso la futura realizzazione di un reattore commerciale per la produzione di energia da fusione nucleare.

Obiettivo di ITER è dimostrare la fattibilità scientifica e tecnologica della produzione netta di energia a partire da reazioni di fusione.

Da ITER al reattore commerciale il passo sarà unico e si realizzerà con **DEMO, prototipo di reattore non sperimentale** e per il quale sono già avviati studi e progetti concettuali. Tra gli obiettivi di DEMO rientrano:

produzione netta di circa 1,5 GW elettrici, a partire da una potenza da fusione prodotta di 2,5-5 GW;

produzione della quantità di trizio richiesta per la chiusura del ciclo combustibile;

dimostrazione dell'efficacia di tutte le tecnologie necessarie alla costruzione di centrali a fusione.

Istituto di riferimento

Istituto di fisica del plasma "Piero Caldirola" (IFP)

Dipartimento di riferimento



Dipartimento Ingegneria, ICT e  
Tecnologie per l'Energia e i Trasporti

## TECNOLOGIE E PROCESSI ENERGETICI INNOVATIVI A BASSO IMPATTO AMBIENTALE

Aspetti innovativi e relativi benefici

L'ITAE sviluppa e promuove **tecnologie e processi energetici innovativi a basso impatto ambientale, mediante l'uso di sorgenti energetiche di natura fossile e rinnovabile.**

Linee di ricerca :

**Celle a combustibile**, sono dei dispositivi elettrochimici capaci di generare energia elettrica e calore utilizzando un combustibile senza generare fiamma

Idrogeno e combustibili ecocompatibili, sistemi per la produzione dell'idrogeno da combustibili fossili e rinnovabili, da fonti rinnovabili, sistemi per la produzione di eco-combustibili da rifiuti e scarti, sistemi per la produzione di combustibili alternativi.

Accumulo ed uso razionale dell'energia

Integrazione di nuove tecnologie e fonti energetiche rinnovabili

Istituto di riferimento

Istituto di tecnologie avanzate per l'energia "Nicola Giordano" (ITAE)

Dipartimento di riferimento



Dipartimento Ingegneria, ICT e  
Tecnologie per l'Energia e i Trasporti

---

## UTILIZZO DELLE FONTI RINNOVABILI NEGLI USI FINALI

---

Aspetti innovativi e relativi benefici	<p>L'attività di ricerca dell'ITC riguarda:</p> <p>Tecnologia dei materiali e dei sistemi per la costruzione</p> <p>Valutazione e miglioramento della sicurezza e della qualità dell'ambiente costruito e delle infrastrutture</p> <p>Condizionamento dell'aria, riscaldamento e refrigerazione</p> <p>Nell'ambito delle proprie attività, particolare attenzione è rivolta alle tematiche energetiche e all'utilizzo delle fonti rinnovabili negli usi finali.</p>
Istituto di riferimento	Istituto per le tecnologie della costruzione (ITC)
Dipartimento di riferimento	 <p>Dipartimento Ingegneria, ICT e Tecnologie per l'Energia e i Trasporti</p>

---

## PREVISIONE METEOROLOGICA A BREVE TERMINE FINALIZZATA ALLA PREVISIONE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI

---

Aspetti innovativi e relativi benefici	<p>L'ISAC si occupa di tematiche relative alla produzione di energia da fonti rinnovabili (principalmente eolico, solare e geotermico - primo pillar) sotto diversi punti di vista e in diversi campi di applicazione (ambientale, nel costruito storico e non, nello sviluppo tecnologico, nella conservazione del patrimonio culturale, ecc. - secondo pillar).</p> <p><b>Le attività modellistico/teoriche</b> riguardano diversi aspetti della produzione di energia da fonti rinnovabili:</p> <p><b>Previsione meteorologica a breve termine (2-3 giorni) finalizzata alla produzione di energia da fonti rinnovabili</b>, nella fattispecie per i parametri meteorologici di principale interesse per l'eolico ed il solare.</p> <p><b>Sviluppo di modelli fisici per la stima della produzione energetica da un parco eolico.</b> In questi modelli si applicano tecniche come le Large Eddy Simulations che consentono di simulare alla microscala i campi di vento in vicinanza delle turbine eoliche, in modo da considerare effetti di "ombra" all'interno del parco eolico.</p> <p><b>Sviluppo di modelli predittivi relativi a flussi di vento ad altissima risoluzione spaziale in ambiente urbano.</b> Questi modelli consentono di poter migliorare la predizione dell'energia prodotta da micro-eolico in ambiente urbano.</p> <p><b>Attività modellistico/teorica riguardante la radiazione solare.</b></p> <p><b>Modelli di nowcasting della radiazione solare da misure satellitari.</b> Queste tecniche utilizzano modelli di propagazione dei corpi nuvolosi per prevedere, a breve termine (6-12 h), l'irraggiamento nei siti di interesse.</p> <p><b>Sviluppo e utilizzo di nuovi modelli di supporto gestione dell'aspetto ambientale (indoor and outdoor), della riduzione della CO<sub>2</sub> ambientale e del Life Cycle assessment dei materiali usati per la ristrutturazione di edifici (nuovi o esistenti, storici o non).</b></p>
--	---

---

### **Sviluppo di modelli per definire dei “building performance indicators”**

sia indoor che outdoor. In particolare (aerogel, coating riflettenti, intonaci), sistemi per finestre, sistemi di illuminazione per il risparmio energetico e il miglioramento delle condizioni ambientali indoor in edifici e distretti storici; materiali isolanti tradizionali e innovativi, nuovi prodotti self-cleaning con attivazione estesa al campo visibile e sistemi di illuminazione solare per il risparmio energetico e il miglioramento delle condizioni ambientali indoor in centri commerciali.

**Energia geotermica a bassa entalpia associata a pompe di calore** per riscaldamento e raffrescamento e ad altre fonti di energia rinnovabili (solare ed eolico) su edifici civili e storici

**I modelli di Life Cycle Assessment e Life Cycle Cost Assessment** consentono infine di avere una visione completa dell’impatto che hanno le energie rinnovabili in un contesto che considera i diversi processi che entrano nel problema quali, ad esempio, il costo della creazione/smaltimento di un pannello solare o di una turbina eolica, o la creazione e l’utilizzo di nuovi materiali nell’edificazione e ristrutturazione del costruito sino al loro smaltimento.

Istituto di riferimento

Istituto di scienze dell’atmosfera e del clima (ISAC)

Dipartimento di riferimento



Dipartimento di Scienze del Sistema  
Terra e Tecnologie per l’Ambiente

## **MATERIALI NANOSTRUTTURATI UTILIZZATI NELLA GENERAZIONE DI ENERGIA RINNOVABILE**

Aspetti innovativi e relativi benefici

L’attività di ricerca si concentra su soluzioni innovative per micro e nanoelettronica, materiali avanzati e processi per componenti intelligenti, optoelettronica e fotonica, sensori e micro multifunzione /nanosistemi.

**Materiali nanostrutturati:** il grafene è un nuovo materiale trasparente, potenzialmente di elevata conducibilità elettrica, e dunque un ottimo elettrodo per celle solari. Elettrodi di grafene sono stati applicati con successo a celle fotovoltaiche di silicio amorfo idrogenato e a celle a colorante organico DSSC (Dye Sensitized Solar Cells)

- **Nuovi materiali basati su nanocristalli, nanofili e nanobuchi in silicio**  
**Moduli di silicio amorfo idrogenato su substrati flessibili di polimide** (in collaborazione con STMicroelectronics) che mostrano efficienze di conversione di potenza molto elevate anche in condizioni di bassa illuminazione, particolarmente adatti per applicazioni indoor.

**Nano-antenne integrate con diodi ultra-veloci (“nanorectenne”)**, con l’obiettivo di trasformare la potenza ottica incidente direttamente in potenza elettrica.

Istituto di riferimento

Istituto per la microelettronica e microsistemi (IMM)

Dipartimento di riferimento



Dipartimento di Scienze Fisiche  
e Tecnologie della Materia

## CONOSCENZA DELLE VARIABILI CLIMATICHE A SCALA LOCALE

### Aspetti innovativi e relativi benefici

L'efficienza energetica degli edifici storici è la sfida futura delle nuove politiche urbane con l'**integrazione delle fonti di energia rinnovabili nelle reti energetiche urbane** e l'uso di **tecnologie che permettano di utilizzarle anche nel delicato settore dei beni culturali**.

Il processo di valutazione e conoscenza storica, la valutazione delle caratteristiche fisico-ambientali e delle modificazioni indotte dai mutamenti climatici, lo studio dei processi di degrado e la conservazione, il consolidamento e recupero così come l'elaborazione di metodologie legate ad un utilizzo più consapevole dell'energia e dei materiali, sono raccordati nelle attività dell'IBAM in un approccio sostenibile connesso alla natura fragile di questi beni. Analogo discorso per i territori, analizzati valutando l'evoluzione storica dell'uso del suolo (boschivo, agrario, zootecnico) correlata con i cambiamenti climatici a supporto di strategie di sviluppo economico con un utilizzo ecosostenibile del territorio.

L'accurata **conoscenza delle variabili climatiche a scala locale** (temperatura, umidità, irraggiamento solare, vento, precipitazioni, etc.) **attraverso nuove tecnologie** è di strategica importanza quindi sia **nella pianificazione e gestione dell'utilizzo delle risorse rinnovabili sul territorio** sia nell'implementazione di strategie più accurate di efficientamento energetico del patrimonio costruito (si veda progetto CIEnTech finanziato dalla Regione Basilicata).

### Istituto di riferimento

Istituto per i beni archeologici e monumentali (IBAM)

### Dipartimento di riferimento



Dipartimento di Scienze Fisiche  
e Tecnologie della Materia

## GRAFENE PRODOTTO SU SUBSTRATO DI CARBURO DI SILICIO (SiC)

### Aspetti innovativi e relativi benefici

NANO svolge ricerche multidisciplinari sulla sintesi e la fabbricazione di nanostrutture e dispositivi, sugli studi sperimentali e teorici-computazionali delle loro proprietà e funzionalità e loro interfacce, nonché la loro integrazione in sistemi funzionali complessi. La conoscenza acquisita è usata per elaborare applicazioni multidisciplinari in diversi campi, quali l'energia, la nano(bio)tecnologia e la nano-medicina.

All'istituto NANO il grafene è studiato per i diversi scopi con un approccio multidisciplinare (misto sperimentale teorico). Di particolare interesse è il **grafene prodotto su substrato di carburo di silicio (SiC)** che ha ottime proprietà strutturali ed elettroniche estese su superfici relativamente grandi (micron o più). Inoltre è localmente ondulato in maniera regolare, fatto interessante **per le applicazioni riguardanti l'interazione con l'idrogeno**. Infatti gli studi effettuati da NANO mostrano che l'interazione con l'idrogeno può essere manipolata tramite il controllo della curvatura. Questa può localmente regolare la reattività del grafene e costituire la base per dispositivi di stoccaggio di idrogeno.

**Studio delle proprietà termoelettriche dei nanomateriali.** Lo sviluppo della nanotecnologia sta aprendo nuove strade per ottenere materiali con proprietà nuove e sembra ormai chiaro che renderà possibile una nuova generazione di convertitori a stato solido caratterizzati da una efficienza significativamente più alta. Le attività di NANO si incentrano sui nanofili di semiconduttore, per i quali è stato dimostrato come sia possibile ridurre la conduttanza termica fino a valori significativamente inferiori a quelli di materiali “bulk”.

Una attività specifica riguarda la **realizzazione di materiali nanostrutturati, in particolare nanofibre basate su polimeri piezoelettrici, per applicazioni di energy harvesting.** Questi sistemi sono estremamente flessibili e versatili, e come tali possono essere impiegati nei settori dei dispositivi indossabili, dell’ambient assisted living e della tecnoedilizia.

Un risultato recente è **il primo interruttore ultraveloce per onde elettromagnetiche** che potrebbe portare a interruttori con velocità di commutazione enormemente maggiori rispetto a quelle dei più avanzati transistor attuali e quindi alla possibilità di costruire dispositivi elettronici ultraveloci.

CnrNano è all’avanguardia nell’uso di **nanomateriali e nella progettazione di laser e rivelatori Terahertz** compatti, sensibili, veloci e a basso costo. Le onde Terahertz, che penetrano facilmente plastica, vestiti e altri materiali, sono una nuova frontiera della radiologia applicata alla rilevazione di armi o agenti biologici nascosti, o per evidenziare difetti nei materiali, negli imballaggi o nelle opere d’arte.

Istituto di riferimento

Istituto Nanoscienze (NANO)

Dipartimento di riferimento



Dipartimento di Scienze Fisiche  
e Tecnologie della Materia

---

---

**SORGENTI LASER A BASE CERAMICA PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FUSIONE INERZIALE**


---

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

Lo YAG policristallino dopato con elementi appartenenti alle terre rare, rappresenta una valida alternativa ai singoli cristalli utilizzati come mezzi attivi in dispositivi laser allo stato solido per specifiche applicazioni. Rispetto ai cristalli singoli più comunemente utilizzati, i materiali ceramici a base di YAG policristallino offrono diversi vantaggi quali: alto contenuto di elementi dopanti, minor costo, rapido processo di produzione, possibilità di produrre architetture complesse (strutture stratificate). Questi materiali permettono la realizzazione di sorgenti laser compatte ed altamente efficienti utilizzabili in diverse applicazioni ove richiesta alta energia di potenza come: a) Sistemi laser per applicazioni industriali (es taglio, saldatura, trattamenti superficiali) in vari settori manifatturieri, di microelettronica ed energetica; b) Sistemi laser emittenti impulsi ultraveloci e ultraintensi per la diagnosi e la terapia in medicina.

**Istituto di riferimento**

Istituto di scienza e tecnologia dei materiali ceramici (ISTEC)

**Dipartimento di riferimento**


---

**NANOPOLVERI PER APPLICAZIONI ENERGETICHE E TRIBOLOGICHE**


---

**Aspetti innovativi e relativi benefici**

*La realizzazione di manufatti ceramici ad alta efficienza dipende fortemente dalle caratteristiche chimico-fisiche delle polveri di partenza utilizzate. Presso l'ISTEC vengono implementati metodi di sintesi convenzionali applicando innovativi sistemi di riscaldamento (es. microonde, infrarossi) per la produzione di particelle a base di cerio ad elevata reattività chimico-fisica e massimo controllo di purezza e morfologia. Questi sistemi additivati con nanoparticelle a base sia metallica che ossidica, permettono di migliorare varie proprietà dei fluidi tradizionali, tra cui il coefficiente di attrito, la resistenza all'usura, la capacità di carico e la resistenza a pressioni elevate, superando in gran parte il problema della sedimentazione tipico delle sospensioni realizzate con particelle di dimensioni milli- o micro-metriche.*

**Istituto di riferimento**

Istituto di scienza e tecnologia dei materiali ceramici (ISTEC)

**Dipartimento di riferimento**

---

## MATERIALI INNOVATIVI A BASE DI CARBONIO PER APPLICAZIONI ENERGETICHE

---

### Aspetti innovativi e relativi benefici

Le principali tematiche di ricerca riguardano la chimica sostenibile (innovazione di processo, efficienza e selettività) e le **nuove energie rinnovabili (tecnologie dell'idrogeno e delle fuel cells, valorizzazione di biomasse, solare fotovoltaico di terza generazione, cattura e valorizzazione del biossido di carbonio)**.

L'ICCOM lavora :

su **materiali innovativi a base di carbonio per applicazioni energetiche**, sono stati sviluppati elettrocatalizzatori a base di tali materiali ed impiegati con successo in processi fondamentali, al cuore della tecnologia delle energie rinnovabili, come la reazione di riduzione elettrochimica dell'ossigeno.

### Istituto di riferimento

Istituto di chimica dei composti organo metallici (ICCOM)

### Dipartimento di riferimento



Dipartimento Scienze Chimiche  
e Tecnologie dei Materiali

---



