

IREX Annual Report 2016

La trasformazione dell'industria italiana delle rinnovabili tra integrazione e internazionalizzazione

Sintesi dei risultati

In cooperation with:



Endorsed by:



La trasformazione dell'industria italiana delle rinnovabili tra integrazione e internazionalizzazione

Direttore scientifico:

Alessandro Marangoni

Team:

Emanuele Zanardelli

Dario Struia

Maura Mingarelli

In cooperation with:



Endorsed by:



Si ringraziano per la preziosa collaborazione i partner del rapporto che hanno contribuito con informazioni, idee e suggerimenti. Si intende che la responsabilità circa i contenuti, le valutazioni e le tesi sostenuti rimane a totale carico dell'Autore.

Indice

1. Introduzione
2. Gli investimenti italiani e le tendenze strategiche
3. Gli economics delle rinnovabili in Europa
4. Le prospettive nelle nazioni extra europee
5. Le rinnovabili e il sistema elettrico italiano
6. Le nuove frontiere dell'industria elettrica italiana

1. Introduzione

L'Irex Annual Report 2016, di cui questo documento è una sintesi, si inserisce in un contesto di forte cambiamento dell'industria energetica ed elettrica in Italia e nel mondo.

L'energia cambia. Muta il fuel mix e la struttura del parco di generazione, passato in Italia in pochi anni da circa 3.000 grandi impianti a oltre 700.000 distribuiti sul territorio.

Si evolve il quadro competitivo e cresce l'internazionalizzazione delle imprese italiane, mentre il progresso tecnologico rende i costi di generazione competitivi con le fonti tradizionali. In Europa cambiano le policy e i modelli di sviluppo delle rinnovabili, con gli impianti utility scale che cedono il passo a quelli di piccola e media taglia e alla generazione diffusa.

Cambiano anche le grandi utility europee, con una mutazione tecnologica e dei modelli di business che va ben oltre le trasformazioni indotte dalle liberalizzazioni degli anni Novanta.

Gli investimenti si spostano quindi verso le aree emergenti del mondo, ricche di risorse naturali e con la domanda elettrica in crescita. Questa globalizzazione è trainata dai grandi player energetici, ma coinvolge anche molte medie e piccole pure renewable cresciute in Italia grazie alle politiche di sostegno degli anni scorsi.

L'avvento delle rinnovabili, passate da nicchia a pivot del settore, trasforma anche il mercato elettrico: dalla formazione dei prezzi al suo funzionamento; dall'adeguatezza del sistema agli effetti sul dispacciamento. Proprio le rinnovabili pongono con forza la necessità di un nuovo market design.

La digitalizzazione delle reti consentirà soluzioni smart, cambiando i modelli di produzione e quelli di consumo. Questa trasformazione sta poi facendo evolvere la filiera tecnologica italiana, con lo sviluppo di nuovi sistemi e modelli di business.

In questo quadro, l'Irex Report 2016 si articola su cinque aree principali:

- gli investimenti italiani nel 2015, sia di crescita interna che esterna, e i trend strategici prevalenti;
- la valutazione degli economics di eolico e fotovoltaico in Europa;
- le prospettive di alcuni dei mercati extra europei più attrattivi;
- l'evoluzione del sistema elettrico italiano e il ruolo delle rinnovabili;
- le nuove frontiere dell'industria elettrica italiana con l'emergere di una filiera tecnologica innovativa.

La mappatura degli investimenti nel 2015 registra 140 operazioni per 6.231 MW (+31,5% rispetto al 2014) e 9,9 miliardi di investimenti. Le operazioni di crescita esterna superano quelle per linee interne, contando per il 53% del totale. La crescita interna segna 2.402 MW e 3,77 miliardi di investimenti con due terzi delle operazioni all'estero. Al contrario, la crescita esterna si è focalizzata per il 75% sul mercato domestico e il 51% sono state acquisizioni. Nel 2015 è cresciuto anche il settore dell'efficienza energetica, con accordi strategici in ambito smart system e storage. Prosegue il consolidamento del settore e l'internazionalizzazione delle imprese. I primi dieci player per potenza in Italia coprono, infatti, il 39% delle operazioni, il 51% della potenza e il 46% degli investimenti. Le operazioni

estere sono il 46% con 2.961 MW censiti, soprattutto eolici. Sono localizzate in larga parte in Centro-Sud America e in Africa, mentre l'Europa è stabile.

Gli **economics di eolico e fotovoltaico in Europa** mostrano un quadro differenziato tra i vari Paesi. L'eolico è in tutti i casi sostenibile con un differenziale LEOE-LCOE sempre positivo. I costi di generazione, tuttavia, variano molto tra i diversi Paesi: dal minimo intorno ai 40 €/MWh di Francia e Danimarca al massimo, oltre i 70 €/MWh, di Italia e Grecia. Il calo e la volatilità dei prezzi elettrici in molti Paesi può però incidere sensibilmente sulla redditività degli investimenti. Molto diverso il panorama per il fotovoltaico, nel quale i grandi impianti solo in alcuni casi sono profittevoli nell'attuale quadro regolatorio e di mercato.

Continuano invece a diffondersi quelli di piccola-media taglia per i quali varie nazioni prevedono ancora politiche di sostegno, sia dirette che indirette. Laddove i ricavi superano i costi per le installazioni tra 10 e 100 kW, i LCOE variano tra gli 85,5 €/MWh (Sud della Francia) e i 115 (Regno Unito).

Il rallentamento dei mercati europei spinge gli **investimenti verso le aree emergenti**. America Latina e Africa sono le destinazioni prevalenti. Questa edizione dello studio si focalizza su alcuni dei Paesi più promettenti: Brasile, Cile, Perù, Stati Uniti, Messico, Marocco, Egitto, India, Giappone e Turchia. Disponibilità di vasti territori, alta producibilità e politiche favorevoli sostengono la profittabilità degli investimenti in queste nazioni.

Il sistema elettrico italiano si sta trasformando sia per il processo di convergenza tra i Paesi europei (*Target Model*) sia per alcune politiche nazio-

nali su temi specifici: *Capacity Market* e riforma del MSD. La revisione del market design non può però prescindere da valutazioni sull'adeguatezza del sistema elettrico, attuale e futura. Le analisi per il 2015 e al 2025 mostrano una sostanziale capacità di fronteggiare i picchi di fabbisogno, mentre eventuali criticità sono gestibili con le attuali capacità di import e i potenziamenti delle interconnessioni previsti. Il parco impianti, inoltre, pare sufficientemente flessibile per gestire un'elevata generazione incompressibile in momenti di basso carico. Possibili criticità nel lungo termine sarebbero gestibili con gli investimenti in corso e con la riforma del MSD attualmente in discussione.

Cala l'impatto degli sbilanciamenti di eolico e PV sui volumi scambiati sul MSD, pari nel 2015 al 9,7% rispetto all'11,5% dell'anno precedente.

Nonostante il calo dei prezzi, rimane significativo e si consolida l'effetto peak shaving del fotovoltaico, con una riduzione del PUN nelle ore di picco diurne di 586 milioni di euro.

La trasformazione del sistema elettrico, avviata con la crescita della generazione distribuita, sarà influenzata, oltre che dall'innovazione tecnologica, dal ruolo dell'autoconsumo e dalla riforma tariffaria.

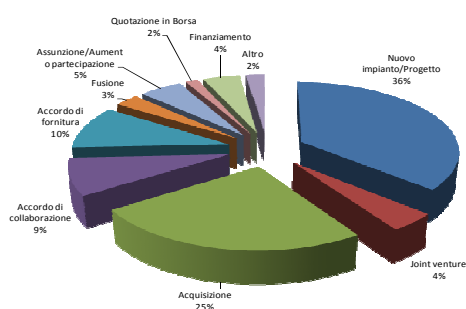
Si aprono così nuove prospettive per la **filiera tecnologica italiana**. Gruppi internazionali attivi nel nostro Paese e piccole-medie imprese italiane innovative stanno cambiando l'industria elettrica nazionale. Componenti, tecnologie, sistemi di gestione e controllo nella generazione, così come smart grid, piattaforme di monitoraggio, soluzioni di telegestione ed efficienza energetica sono le nuove frontiere.

2. Gli investimenti italiani e le tendenze strategiche

Il rapporto analizza gli investimenti utility scale avvenuti nel 2015 nel settore delle rinnovabili condotti da aziende italiane ed estere in Italia e dalla sole italiane all'estero. La mappatura, svolta su fonti aperte, considera operazioni di crescita interna, esterna e di fornitura nei diversi segmenti: eolico, fotovoltaico, idroelettrico, geotermico, biomasse, solare termodinamico ed efficienza energetica.

Nel 2015 sono state mappate 140 operazioni, per una capacità di 6.231 MW e un investimento totale di 9.953 milioni di euro. Rispetto all'anno precedente diminuisce il numero di operazioni (-30% circa) ma aumenta sensibilmente la potenza (+31,5%) e il valore, salito di quasi 3 miliardi di euro. In confronto al 2014, cala di due punti la percentuale di progetti di nuovi impianti (compresi EPC), che sono il 50,4% della capacità. Di questi più dell'80% sono stati effettuati all'estero, principalmente in Sud America e Sud Africa, e per il 41% nel fotovoltaico con 846 MW censiti.

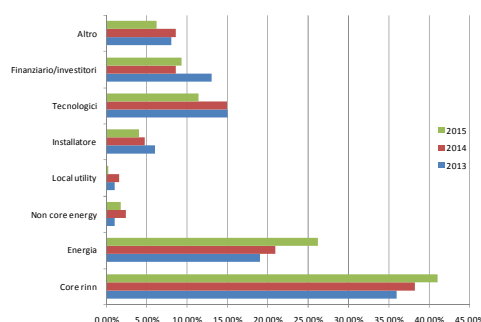
Figura 2.1 Le operazioni del 2015



Continua il trend di consolidamento che ha caratterizzato il mercato italiano negli ultimi anni. Le prime dieci aziende per potenza installata coprono infatti il 39% delle operazioni, 3.187 MW (2.516 nel 2014) e 4,5 miliardi di euro contro i 3,6 del 2015.

Le operazioni di finanza straordinaria superano in numero quelle di crescita interna e di fornitura ma non per potenza. Salgono in particolare le acquisizioni, giunte al 25% (tre punti in più rispetto al 2014) con un totale di 1.964 MW, per il 31% all'estero. Stabili gli accordi di collaborazione al 9%, mentre aumentano quelli di fornitura. Le joint venture e le fusioni crescono lievemente, mentre calano partecipazioni, quotazioni in Borsa e finanziamenti (Figura 2.1). Il fotovoltaico è il più coinvolto, con il 38,5%, seguito da eolico al 29% ed efficienza energetica con il 17% delle operazioni. Stabile l'idroelettrico, mentre restano marginali biomasse, geotermico e solare termodinamico.

Figura 2.2 Gli attori 2013-2015



Ancora in aumento nell'ultimo triennio le pure renewable (41%, 38 nel 2014) seguite dagli energetici. In discesa gli installatori e i non core energy così come local utility e tecnologici. In leggera salita gli investitori finanziari giunti al 9,3% nel 2015 contro l'8,5% del 2014 (Figura 2.2).

Una visione più ampia, data dalla mappatura Irex dal 2008 al 2015 (Figura 2.3), mostra con chiarezza l'evoluzione del settore italiano delle rinnovabili, dalla prima fase di rapido sviluppo all'attuale rallentamento e

9.953 milioni di euro di investimenti nel 2015, 6.231 MW

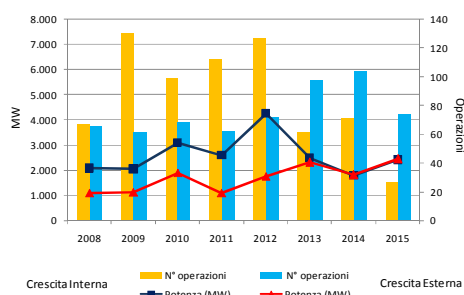
Top 10: 51% della capacità e 46% degli investimenti

Investimenti all'estero e acquisizioni in Italia

Dalla crescita al consolidamento, il mercato cambia

consolidamento. L'analisi del diverso andamento di crescita interna ed esterna per numero di operazioni e per potenza evidenzia la forte crescita della prima fino al 2012 e l'inversione di tendenza avvenuta nel 2013 in coincidenza con i cambi nelle politiche di incentivazione. Fino al 2012 compreso, le operazioni interne superavano quelle per linee esterne, sia in numero sia per capacità. Dal 2013 invece, il flusso si è invertito, dando inizio al processo di consolidamento che continua ancora oggi. Infatti, diminuiscono le nuove installazioni mentre aumentano le operazioni di finanza straordinaria che nel 2015, come si è visto, superano quelle di crescita interna.

Figura 2.3 Le operazioni 2008-2015



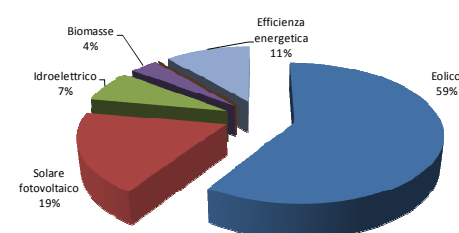
La crescita interna

Le operazioni di crescita interna censite nel 2015 sono solo 27, ma assommano a 2.402 MW e 3,77 miliardi di investimenti stimati. L'estero vale il 66,6% delle operazioni (soprattutto in nazioni extra europee) e copre più del 95% della capacità, per 3,5 miliardi di euro di investimenti.

Prevale l'eolico, sia in termini di operazioni censite sia per capacità. Infatti, il 67,6% di potenza autorizzata e installata nel 2015 (1.624 MW) è eolica (+58% rispetto al 2014), coinvolgendo 2,4 miliardi di euro di investimenti e il 59% delle operazioni. Di

queste ultime solo il 25% sono avvenute in Italia, con una taglia media degli impianti di 20 MW. Cresce notevolmente la capacità all'estero (+70%), con installazioni di grande taglia (50% degli impianti superiori a 80 MW). In discesa le operazioni nel fotovoltaico, che contribuiscono per il 19% alla crescita interna (Figura 2.4), per un totale di 359 MW (-35% rispetto al 2014), tutte localizzate all'estero.

Figura 2.4 La crescita interna



Continuano a diminuire gli investimenti in impianti a biomasse, con un calo della potenza mappata del 56%. Scompare di fatto il biogas, oramai limitato solo all'installazione di piccoli impianti, mentre il biometano ha sofferto il lungo iter legislativo e ancora non riesce a decollare.

Aumentano gli investimenti nell'idroelettrico con 401 MW contro i 105 del 2014, sviluppati quasi esclusivamente all'estero, essendo il 17% della potenza realizzata fuori Italia. Restano, invece, ancora al palo i possibili interventi di revamping nel nostro Paese.

I grandi player energetici sono i protagonisti delle operazioni di crescita interna, realizzata soprattutto all'estero, seguiti a grande distanza dalle pure renewable, le cui dimensioni limitano la possibilità di investire fuori Europa. Infatti, il 26% delle operazioni di crescita interna interessa il 69% della capacità mappata e il 64% degli investimenti, mentre solo un'opera-

Crescita interna: 3,5 miliardi di investimenti esteri

zione su tre rientra nei confini nazionali. Rimane limitata nella crescita interna la presenza degli investitori finanziari, che si attestano al 3,4% degli operatori nel 2015.

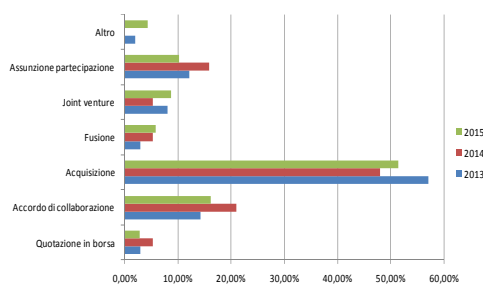
La crescita esterna

Il quadro della finanza straordinaria è speculare rispetto a quello della crescita interna: operazioni in prevalenza nel mercato domestico (75% del totale) e con un ruolo rilevante delle pure renewable.

La crescita esterna nel 2015 registra 74 operazioni che costituiscono il 53% del totale (rispetto al 50% nel 2014), per investimenti complessivi di 5 miliardi di euro e una potenza totale di 2.439 MW.

Le acquisizioni si confermano le operazioni prevalenti, attestandosi al 51,5% (48% nel 2014). Gli attori preponderanti sono core renewable, mentre le tecnologie maggiormente interessate, in linea con il 2014, sono il fotovoltaico, con il 43%, seguito dall'eolico e dall'idroelettrico, rispettivamente al 22% e 14%.

Figura 2.5 Le operazioni 2013-2015



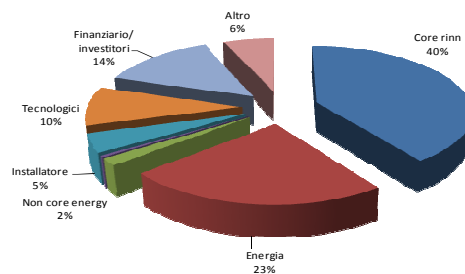
Gli accordi di collaborazione, seppur in leggero calo, sono secondi per numero di operazioni con il 16% (Figura 2.5). Le partnership interessano soprattutto il settore dell'efficienza energetica (80%), confermando le strategie avviate negli anni scorsi, mirate a sviluppare nuove aree di busi-

ness sinergiche con le rinnovabili. Seguono gli aumenti di partecipazione, nei quali le core renewable sono ancora le più attive.

Le operazioni sull'equity calano interessando solo l'11% della crescita esterna. Si registrano due quotazioni in Borsa, una all'AIM e l'altra sul mercato regolamentato Euronext di Parigi.

Crescono le joint venture e le fusioni che, entrambe al 5% nel 2014, passano al 9 e 6% rispettivamente nel 2015.

Figura 2.6 Gli attori



Le pure renewable restano i player più presenti nella crescita esterna, seguite dagli energetici in aumento al 23% contro il 19% del 2014. Rimane stabile la presenza dei tecnologici e dei non core energy, mentre risultano più attivi gli operatori finanziari occupando il 14% delle operazioni (13% nel 2014) e gli installatori che passano al 5% nel 2015 contro l'1% dell'anno precedente (Figura 2.6).

Accordi di fornitura

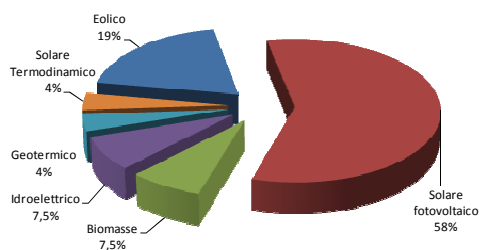
Sono state mappate 39 operazioni di fornitura nel 2015 per 1.390 MW (+24% rispetto al 2014) e un valore degli investimenti di 1.154 milioni di euro. Il 66,6% sono contratti EPC, che contano gran parte degli investimenti e il 61% della potenza dichiarata. Questi accordi riguardano principalmente progetti localizzati all'estero, concentrati per più del 37% nel continente africano, in linea con il 2014.

75% della crescita esterna in Italia

Partnership strategiche per efficienza energetica e sistemi di accumulo

Contratti EPC nel fotovoltaico e all'estero

Figura 2.7 Le operazioni EPC



*Accordi EPC:
più del 37%
interessano
l'Africa*

Le operazioni chiavi in mano sono soprattutto nel fotovoltaico, con il 58%, seguito dall'eolico al 19% (Figura 2.7). Nel 2015 si registra un aumento di contratti anche per l'idroelettrico e le biomasse, mentre restano ancora ai margini geotermico e solare a concentrazione. Le più attive in questi accordi sono le pure renewable (51% sul totale degli operatori), seguite dai tecnologici al 22%. I contratti O&M pesano per il 18% sugli accordi di fornitura, coinvolgono fotovoltaico ed eolico, e interessano il territorio nazionale per il 57%.

Le tendenze strategiche

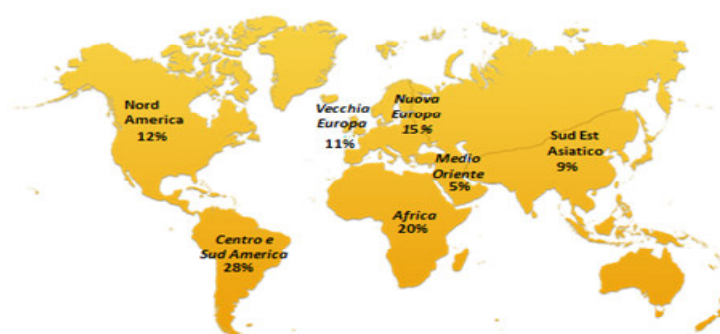
Il 2015 vede intensificarsi quei processi di concentrazione ed internazionalizzazione che hanno caratterizzato il mercato delle rinnovabili negli ultimi anni. Prosegue anche lo sviluppo dei settori dell'efficienza energetica e dello storage, mentre cresce e si consolida la presenza degli investitori finanziari.

Il **consolidamento del settore** in Italia, dopo la crescita disordinata dei primi anni di boom delle rinnovabili, è sempre più evidente. I dati registrati per il 2015 sono un chiaro segno dell'orientamento verso operazioni di finanza straordinaria, in particolare di M&A, piuttosto che verso investimenti in nuove installazioni. Si stanno progressivamente riducendo i piccoli operatori con la concentrazione del comparto attorno ai player maggiori. Il blocco quasi totale delle grandi installazioni (in parte fisiologico, in parte dovuto alla revisione delle policy), da un lato ha spinto verso le installazioni di piccola taglia, dall'altro ha pesantemente condizionato lo sviluppo, e in alcuni casi la sopravvivenza, delle imprese minori. In questo contesto, le pure renewable sono molto attive in Italia, essendo il 42% degli operatori coinvolti, per il 28% della potenza e il 25% del valore.

Prosegue anche il processo di **internazionalizzazione**, con più del 46% delle operazioni mappate all'estero. Il 2015 vede ancora il Centro-Sud America come principale destinazione degli investimenti esteri italiani, seguito dal continente africano che sta crescendo sensibilmente. La quota di operazioni dislocate in Africa sale infatti al 20% contro il 14 dell'anno precedente, con 1.357 MW installati.

*Prosegue il
consolidamento
del settore*

Figura 2.8 Gli investimenti all'estero

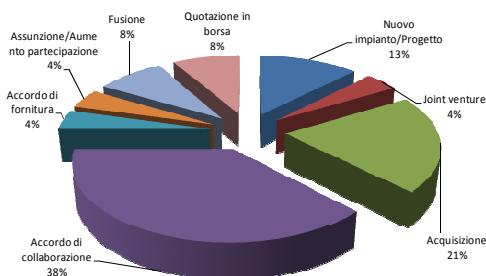


*America Latina
ancora prima
destinazione
degli investimenti
italiani, ma
cresce l'Africa*

Il Centro e Sud America scende invece al 28% dal 40% del 2014 contando 1.604 MW di potenza (Figura 2.8). Restano in sostanza invariate le percentuali relative a vecchia e nuova Europa, Medio Oriente e Sud-Est Asiatico. Il 63%, delle operazioni all'estero, interessa nuovi impianti o progetti, compresi EPC. L'eolico è la tecnologia prevalente con 1.733 MW censiti contro i 907 del 2014.

In crescita le operazioni di **efficienza energetica**, che nel 2015 coprono il 17% del totale mappato contro il 5% dell'anno precedente. Gli accordi di collaborazione pesano per il 38% e sono principalmente partnership strategiche (Figura 2.9), che vedono coinvolti player energetici e tecnologici, per lo sviluppo di sistemi di accumulo di energia da integrare con impianti a fonti rinnovabili, sistemi vehicle-to-grid e smart grid.

Figura 2.9 Efficienza energetica

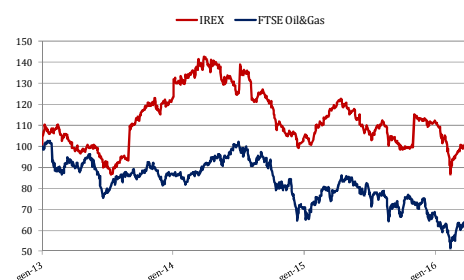


Gli **investitori finanziari** tornano ad avere un ruolo di rilievo, sia come partner di gruppi energetici e pure renewable che come investitori autonomi. Sebbene diminuisca nel 2015 il numero di operazioni che li vede coinvolti, pari al 13%, aumentano notevolmente rispetto al 2014, sia la capacità mappata (+62%), che gli investimenti, stimati per 2,3 miliardi di euro (1,1 nel 2014). Le operazioni che vedono attivo almeno un player finanziario assommano a più del 17%

della potenza mappata, contro il 14% del 2014, e il 23% degli investimenti. Come per gli anni precedenti le operazioni più numerose sono le acquisizioni, seguite dagli aumenti di partecipazione al 22%. Il fotovoltaico è la tecnologia maggiormente coinvolta, ma non per capacità. Infatti è l'eolico che registra il valore più alto in termini di potenza con 912,8 MW contro i 160 MW del fotovoltaico. Gli operatori finanziari nel 2015 sono infatti il fulcro di alcune operazioni in Italia di riassetto e consolidamento sia del settore eolico che fotovoltaico.

Il 2015 segna anche l'interruzione del trend negativo che aveva caratterizzato nello scorso anno le performance delle imprese rinnovabili italiane sui **mercati finanziari**. L'indice Irex, infatti, nel 2015 è cresciuto del 6%, nonostante l'incertezza normativa e i timori di ulteriori interventi retroattivi continuassero a preoccupare gli investitori. L'Irex ha registrato, inoltre, performance migliori rispetto all'indice del comparto energetico tradizionale. Il paniere delle small-mid cap pure renewable quotate ha visto l'uscita di Kinexia (ora Waste Italia) e l'ingresso di Iniziative Bresciane. La capitalizzazione delle 15 società dell'indice ad aprile 2016 è di circa 630 milioni di euro. Nonostante le incertezze e le dimensioni limitate anche le aziende dell'Irex sono state dinamiche sia nel M&A che nello sviluppo all'estero.

Figura 2.10 IREX Index 2013-2016



Efficienza energetica, storage e smart system in sviluppo

Investitori finanziari di nuovo tra i protagonisti

Indice IREX: renewables meglio di oil&gas

3. Gli economics delle rinnovabili in Europa

Nonostante il quadro di incertezza, sia congiunturale che nelle politiche energetiche, nel 2015 le rinnovabili hanno catalizzato la maggior parte degli investimenti in nuova generazione elettrica in Europa. In prospettiva, un'ulteriore spinta dovrebbe arrivare dall'accordo europeo per l'estensione del Pacchetto Clima al 2030, che comporterà una quota di energia rinnovabile di almeno il 45% dei consumi elettrici.

I sistemi di incentivazione mostrano però una tendenza, comune a larga parte delle nazioni europee, verso la riduzione delle tariffe ed il passaggio da meccanismi di tipo feed-in o certificati verdi ad aste al ribasso o a certificati del tipo Contract for Difference.

Tuttavia, il progressivo calo dei costi, seppur più lento rispetto al passato, migliora la sostenibilità economica degli investimenti nelle rinnovabili, favorendone la crescita nel medio periodo.

L'analisi di convenienza di eolico e fotovoltaico nel 2015 svolta in questa edizione del rapporto adotta lo stesso approccio della precedente, seguendo un diverso schema per le due tecnologie. Per l'eolico sono valutati gli investimenti utility scale, considerando un impianto tipo con potenza di 15 MW. Per il fotovoltaico si esaminano separatamente gli impianti utility scale e le installazioni residenziali o su coperture di piccoli-medi fabbricati commerciali o produttivi. Lo scopo è individuare le nazioni e i tipi di impianto che presentano i migliori risultati economici.

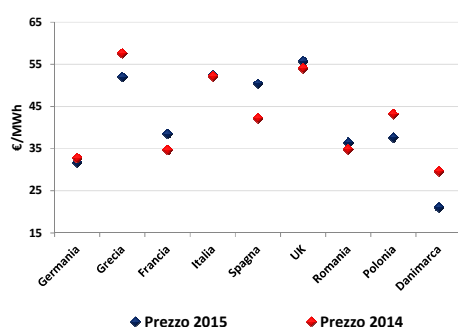
Per l'eolico la diminuzione degli incentivi non ha modificato in maniera sostanziale il quadro del settore, che mostra ancora una buona profittabilità nella maggior parte dei Paesi europei. Dal lato dei **costi** i LCOE presentano però significative differenze tra le nazioni in funzione delle peculiarità tecniche, economiche e finanziarie, oltre che normative. Il valore medio è diminuito del 6,9% rispetto al 2014 grazie al calo dei costi della tecnologia (-4,4%), di O&M (-19,6%), di permitting e progettazione (-8,5%) e del capitale (-5,8%). Le nazioni con i costi più alti sono l'Italia (77,5 €/MWh) e la Grecia (74,2 €/MWh) penalizzata ancora dall'alto costo del capitale. Danimarca, Francia e Germania mostrano, invece, i LCOE più bassi, intorno ai 40 €/MWh, risultando così l'eolico competitivo con le fonti fossili. La tecnologia è, in genere, la prima voce di costo con il 33,1% del LCOE medio. I costi di O&M incidono in media del 10,8%, mentre le property tax e le royalties variano sensibilmente tra i diversi Paesi. L'Italia, in particolare, è gravata da oneri elevati, che tuttavia dovrebbero in parte ridursi con la revisione dell'IMU contenuta nella Legge di Stabilità 2016.

Figura 3.1 LCOE-LEOE eolico

2015	LCOE (€/MWh)	LEOE LOW		LEOE HIGH	
		€/MWh	Δ %	€/MWh	Δ %
Germania	45,9	56,0	22%	60,6	32%
Grecia	74,2	75,7	2%	78,1	5%
Francia	39,9	59,5	49%	66,0	65%
Italia	77,5	86,5	11%	89,1	15%
Spagna	53,4	50,3	-6%	61,2	15%
UK	51,9	86,9	67%	92,0	77%
Romania	59,6	58,1	-2%	73,3	23%
Polonia	62,1	76,6	23%	90,9	46%
Danimarca	40,1	30,8	-23%	52,6	31%
Media	56,1	64,5	15%	73,8	32%

*Eolico ancora
attraente in
Europa, ma
ampi divari
tra i Paesi*

*LCOE eolico:
-6,9% rispetto
al 2014*

Figura 3.2 I prezzi elettrici in Europa

Il calcolo dei **ricavi**, data l'evoluzione recente e la volatilità dei prezzi elettrici, adotta due distinti criteri. Una prima ipotesi, analoga a quella delle edizioni precedenti e più conservativa, assume per l'intera vita dell'impianto i prezzi elettrici registrati nel 2015 (scenario LEOE low). Una seconda, più ottimistica (scenario LEOE high), assume, invece, una crescita dei prezzi elettrici nel medio-lungo periodo a seguito della ripresa mondiale dei consumi e dei prezzi delle principali commodities, oltre che di politiche climatiche sempre più stringenti.

A fronte di un LCOE medio di 56,1 €/MWh (Figura 3.1) il LEOE low è di 64,5 €/MWh (+15% la differenza), mentre il LEOE high è 73,8 €/MWh (+32% rispetto al LCOE). La situazione è tuttavia alquanto diversificata tra i vari Paesi. In particolare alcuni, che hanno potuto trarre beneficio dalle buone condizioni di producibilità associate a tariffe remunerative, hanno prodotto margini piuttosto consistenti, come nel caso della Gran Bretagna o della Francia. Altri, invece, come la Danimarca, la Spagna e la Romania hanno sofferto la drastica riduzione degli incentivi. Un discorso a parte merita la Grecia che, seppur in presenza di buone tariffe, è ancora gravata dall'alto costo del capitale.

Le prospettive per i prossimi anni penalizzano particolarmente i Paesi con un quadro regolatorio non ancora chiaro e definito (Spagna e Italia) o molto instabile (Romania e Polonia) in cui il legislatore è intervenuto più volte per modificare lo schema di incentivazione o dove si sono registrate elevate fluttuazioni delle tariffe negli anni a seguito, ad esempio, delle variazioni di prezzo dei certificati verdi.

Il **fotovoltaico** europeo, con circa 8 GW di nuova potenza nel 2015, è cresciuto del 15% rispetto al 2014, soprattutto tramite le installazioni medio-piccole (75% della nuova capacità). I **piccoli impianti** residenziali, infatti, hanno già raggiunto la market parity in alcuni Paesi che hanno sospeso gli incentivi diretti (Italia e Spagna), ma dove sono elevati i prezzi elettrici al consumo. L'analisi di LCOE e LEOE (Figura 3.3) considera, al pari dell'eolico, due scenari dei prezzi elettrici laddove non vengano tariffe specifiche.

Figura 3.3 LCOE e LEOE PV 2015

Paese		LCOE 2015 (€/MWh)	LEOE LOW		LEOE HIGH	
		€/MWh	Δ %	€/MWh	Δ %	
Germania	10 kW	112,2	117,3	5%	121,7	8%
	100 kW	92,0	103,0	12%	107,3	17%
Grecia 10 kW		154,6	112,7	-27%	115,2	-26%
Francia 100 kW	Nord	109,9	123,8	13%	127,5	16%
	Sud	85,5	123,8	45%	127,5	49%
UK	10 kW	127,7	121,7	-5%	126,6	-1%
	50 kW	114,9	121,7	6%	126,6	10%
Danimarca 10 kW		107,4	61,0	-43%	79,4	-26%
Romania 1 MW		92,1	84,6	-8%	99,4	8%
Polonia 1 MW		96,1	77,2	-20%	91,1	-5%
Germania 1 MW		105,9	81,1	-23%	85,4	-19%
UK 1 MW		128,3	126,9	-1%	131,8	3%

Tra i Paesi in cui permangono incentivi che rendono convenienti questi investimenti vi sono la Francia, dove la redditività per le installazioni da 100 kW di potenza è compresa tra il 13% del caso Nord low e il 49% di quello Sud high. In Germania lo spread tra LCOE-LEOE è +5% nel ca-

Prezzi elettrici ancora in calo in molti Paesi europei

Il fotovoltaico cresce grazie ai piccoli impianti. Francia, Germania e UK i più interessanti

so low e +8% in quello high per gli impianti da 10 kW e +12% low e +17% high per quelli da 100 kW. Nel Regno Unito: -5% scenario low e -1% in quello high per i 10 kW e +6% low e +10% high per i 50 kW. Rimane, invece, negativa la redditività per gli impianti da 10 kW in Grecia ed in Danimarca. La prima penalizzata da un alto valore del LCOE conseguenza di un costo del capitale ancora elevato, mentre la seconda risente di un basso livello del LEOE dovuto alla revisione delle tariffe incentivanti e ai prezzi elettrici più contenuti d'Europa, oltre che ad un basso grado di insolazione.

*Fotovoltaico
utility scale
prosegue
in UK e
Germania*

Gli **impianti utility scale**, invece, ottengono le migliori prestazioni in Gran Bretagna: -1% nello scenario low, ma +3% in quello high. In Romania (-8% low e +8% high) la convenienza è solo teorica in quanto pesano le incertezze sul futuro quadro regolatorio che di fatto la rendono molto meno attrattiva di quanto indicherebbe il confronto tra LCOE e LEOE. Gli investimenti utility scale sembrerebbero non profittevoli in Polonia e Germania, ma proprio quest'ultima è stata la nazione più dinamica in Europa, con 200 MW di grandi impianti costruiti nel 2015 (stime preliminari). I LCOE possono, infatti, ridursi rendendo competitivi anche installazioni utility scale nel caso, ad esempio, siano su aree dismesse o discariche, o grazie a economie di scala nell'O&M nel caso di grandi portafogli di impianti.

*In Italia PV
sostenibile pur
in assenza di
incentivi
diretti*

In **Italia** la scadenza del V Conto Energia ha messo termine all'incentivazione diretta al fotovoltaico. Tuttavia permangono alcune forme di sostegno indiretto: le detrazioni

fiscali per le ristrutturazioni edilizie, la riduzione dell'IVA per l'acquisto di impianti residenziali e il meccanismo dello Scambio sul Posto. L'analisi evidenzia che per le installazioni domestiche da 10 kW finanziate con mezzi propri il periodo di recupero dell'investimento è di poco più di 8 anni al Nord, mentre al Sud, dove l'insolazione è maggiore, si ottiene un payback poco sopra i 6 anni. Anche le installazioni commerciali o industriali da 100 kW risultano convenienti: al Nord il tempo di rientro dell'investimento è di circa 9 anni, mentre di 7 anni e mezzo nel Meridione.

In Italia, inoltre, il fotovoltaico (come altre fonti rinnovabili o la cogenerazione ad alto rendimento) può essere sviluppato con il modello del **SEU - Sistema Efficiente di Utenza**. Questo deve avere una potenza non superiore a 20 MW, essere connesso direttamente a un unico cliente finale ed insistere su un'area di proprietà dello stesso. In questo caso sono riconosciute agevolazioni tariffarie rispetto agli oneri generali di sistema.

L'attrattività economica nel 2015 pare tuttavia ridursi rispetto all'anno precedente, soprattutto a causa del calo dei prezzi elettrici. Un impianto da 1 MW che opera in regime SEU consente un risparmio per il cliente di circa il 5,7% sul prezzo di acquisto dell'energia elettrica, mentre il produttore può conseguire un differenziale tra LEOE e LCOE pari al 3%. Tuttavia la normativa inerente i SEU potrebbe essere rivista a partire dal 2017 per adeguarsi alle linee guida europee sugli aiuti di Stato.

4. Le prospettive nelle nazioni extra europee

La maturità ormai raggiunta dai mercati europei sta spostando sempre più gli investimenti nei Paesi emergenti. Le aree maggiormente interessate sono l'America Latina e l'Africa, dove molte nazioni solo negli ultimi anni hanno avviato il processo di transizione verso l'energia pulita.

In questa edizione del report, l'attenzione è stata focalizzata sui Paesi che, per condizioni climatiche ed ambientali, livello degli investimenti e politiche di sostegno alle rinnovabili, presentano i maggiori margini di sviluppo nel breve e medio periodo. In particolare, l'analisi ha riguardato il Brasile, il Cile ed il Perù per l'area sudamericana, gli Stati Uniti e il Messico per quella dell'America centrale e settentrionale, il Marocco e l'Egitto per l'Africa, l'India e il Giappone per l'area asiatica e la Turchia per la regione mediorientale. Altri Paesi, esaminati in precedenti edizioni del rapporto, come Russia, Arabia Saudita, Thailandia non sembrano invece riuscire a concretizzare le proprie potenzialità in tempi brevi. In altri casi, al contrario, questa edizione non considera più nazioni i cui mercati sono ormai maturi (Sudafrica) o che, sebbene di grande potenziale, sono poco aperti agli investitori esteri nel settore delle rinnovabili (Cina).

Nonostante il **Brasile** nel 2015 sia stato caratterizzato da una seria crisi politica ed economica, il settore delle rinnovabili ha mantenuto i livelli di crescita degli anni precedenti. Il mix di generazione del Paese resta uno di quelli più green, con un apporto delle rinnovabili pari al 78% del totale. Il contributo dell'idroelettrico (69,9%) è ancora determinante, seppur in calo

rispetto al 2014. In crescita, invece, la generazione eolica e quella da bioenergie, mentre il fotovoltaico è ancora in fase di avvio. Nel 2015 la capacità installata da FER è cresciuta di 6,7 GW, di cui 2,9 GW di idroelettrico, 3 GW di eolico e 873 MW di biomasse. L'installato totale di fotovoltaico, invece, è di soli 21 MW. Le previsioni diffuse dal Ministero dell'Energia brasiliano indicano una significativa crescita del PV a partire dal 2017 (+1,7 GW), con l'entrata in esercizio degli impianti che si sono aggiudicati le aste negli ultimi due anni. Proprio nella seconda asta di riserva del 2015 sono stati aggiudicati nuovi progetti eolici per 548,2 MW e fotovoltaici per 1.115 MW, ad un prezzo medio rispettivamente di 203,46 R\$/MWh (55 €/MWh al cambio medio del 2015) e 297,75 R\$/MWh (80,5 €/MWh). Il LCOE del Brasile, a seconda delle condizioni ambientali e finanziarie considerate, varia tra 39,0 e 82,0 €/MWh per l'eolico e tra 60,3 e 104,9 €/MWh per il PV.

In **Cile** le rinnovabili stanno vivendo un periodo di forte crescita nonostante l'assenza di incentivi diretti. Molteplici sono le ragioni: le condizioni ambientali particolarmente favorevoli (fino a 2.800 kWh/mq all'anno di GHI per il PV), l'elevato grado di apertura del mercato, la stabilità economica e politica del Paese e prezzi dell'energia mediamente più elevati che nel resto dell'area sudamericana. L'avvio dei lavori di interconnessione tra i due principali sistemi elettrici del Paese (SIC e SING), che dovrebbero concludersi entro il 2017, potrà essere un ulteriore driver di sviluppo per le FER, andando a collegare l'area con

Risorse naturali abbondanti e politiche favorevoli nelle nazioni extra europee

Brasile: le FER resistono alla crisi

*In Cile eolico
e PV battono
il carbone*

le migliori risorse naturali del Paese (la zona settentrionale dove peraltro si concentrano i principali insediamenti industriali e minerari), con la zona centrale, che serve circa il 90% della popolazione. Per il 2016, inoltre, il Governo cileno ha programmato delle aste per la concessione di quasi 3.000 ettari di terreno per progetti fotovoltaici da realizzare in aree particolarmente attrattive. La capacità complessiva di impianti FER (escluso il grande idroelettrico) in esercizio a fine 2015 ammontava a 2,6 GW, di cui 0,9 GW di eolico e 0,8 GW di fotovoltaico. Risultano attualmente in costruzione ulteriori 2,8 GW (in prevalenza PV per 2,1 GW), mentre i progetti che hanno già superato la fase autorizzativa ammontano ad ulteriori 18,1 GW, di cui 5,8 GW eolici e 10,6 GW di PV. La competitività delle FER sul mercato cileno è testimoniata dai risultati dell'ultima asta, aperta a tutte le tecnologie, tenutasi ad ottobre 2015. Tutti i 1.200 GWh messi a gara sono stati aggiudicati da progetti FER, con un prezzo medio di 79,3 \$/MWh e minimi di 65 \$/MWh offerti da progetti PV, contro gli 85 \$/MWh proposti da un impianto a carbone.

*Messico:
al via il
mercato
elettrico*

In **Messico** il 2015 ha visto il completamento della storica riforma del sistema elettrico nazionale avviata solamente un anno prima. Il nuovo assetto prevede, oltre all'apertura agli investitori privati (stranieri inclusi) del segmento della generazione, la creazione di un mercato wholesale controllato e gestito dal CENACE, ente pubblico con funzioni di controllo e coordinamento sul sistema elettrico nazionale. Sono state introdotte nuove misure di incentivazione tramite un sistema di certificati (CEL - Certificados de Energías Limpias), ri-

lasciati ai produttori da FER per ogni MWh generato. I certificati saranno lo strumento principale per raggiungere l'obiettivo del 35% di generazione da rinnovabili entro il 2024, attraverso l'imposizione di quote di acquisto di energia pulita per distributori, venditori, grandi consumatori e produttori da fonti fossili. Nel 2015 in Messico sono entrati in esercizio impianti FER per poco più di 1 GW, di cui 714 MW eolici, 103 MW di PV e 256 MW di geotermico (di cui il Paese è tra i leader mondiali), portando la capacità rinnovabile complessiva a 17,6 GW (di cui 12,4 idroelettrici). Ad inizio 2016, inoltre, si è tenuta la prima asta indetta dall'utility pubblica CFE ed aperta agli operatori privati. Sono stati aggiudicati 11 progetti, per una capacità complessiva di 1,7 GW a prezzi medi di 40,5 \$/MWh per il PV e 43,9 \$/MWh per l'eolico.

Con oltre 219 GW di capacità rinnovabile in esercizio gli **Stati Uniti** sono, dopo la Cina, il principale mercato mondiale delle rinnovabili. Il 2015 è stato l'anno di maggior crescita dal 2012 con 15,8 GW di nuove installazioni. Gli investimenti hanno riguardato principalmente l'eolico (+7,7 GW) e il fotovoltaico (+7,3 GW). L'annuncio a fine 2015 del prolungamento dei principali incentivi federali per eolico (PCT - Production Tax Credit) e fotovoltaico (ITC - Investment Tax Credit), dovrebbe far proseguire il trend di forte crescita degli ultimi anni. La **California** è uno degli Stati che ha intrapreso in maniera più decisa la transizione verso le rinnovabili, grazie anche alle ottime risorse naturali. A fine ottobre 2015 la capacità californiana si attestava a 21,7 GW, circa il 10% di quella di tutti gli Stati Uniti. Tale risultato è attribuibile a una serie di incentivi

*Il rinnovo
degli incentivi
spinge gli
investimenti
negli USA*

statali diversificati a seconda della fonte e della taglia degli impianti, oltre che agli ambiziosi RPS (Renewable Portfolio Standard), le quote d'obbligo di acquisto di energia pulita per le utility californiane, con il target innalzato al 50% entro il 2030 proprio alla fine del 2015. Il LCOE di un impianto fotovoltaico utility scale situato in California si attesta in un range tra 65,6 e 80,7 €/MWh, mentre i costi dell'eolico sono compresi tra 47,7 e 63,2 €/MWh a seconda delle diverse condizioni di operatività.

Anche in **Giappone** il 2015 ha segnato il record di nuove installazioni FER. Gli impianti entrati in esercizio nell'ultimo anno sono 10,5 GW (di cui 10 di PV) portando la capacità complessiva del Paese a 90 GW. Proprio il fotovoltaico, a seguito dell'abbandono del nucleare, è diventato la tecnologia di punta nel parco giapponese, raggiungendo in pochi anni una capacità cumulata di 33,3 GW (terzo Paese al mondo dopo Cina e Germania). Un ulteriore impulso alla crescita delle rinnovabili potrebbe arrivare dalla piena liberalizzazione del mercato elettrico retail. I clienti residenziali, infatti, saranno liberi di scegliere il fornitore con possibili effetti positivi anche a monte nella generazione. Le politiche di incentivazione restano generose, con il riconoscimento per 20 anni di una feed-in tariff di 22.000 ¥/MWh (163,8 €/MWh) per l'eolico e di 24.000 ¥/MWh (178,7 €/MWh) per il PV, in calo rispetto ai 26.000 ¥/MWh dell'anno precedente. I LCOE giapponesi, tuttavia, per gli impianti situati nelle aree con le migliori condizioni di operatività, sono inferiori alle tariffe, rispettivamente 112,2 €/MWh per l'eolico e 149,5 €/MWh per il fotovoltaico.

L'**India** è una delle nazioni con il maggior potenziale al mondo per le rinnovabili, al momento solo in parte sfruttato. La capacità a fine 2015 è di 82,1 GW (di cui 46,3 GW di idroelettrico) con 6,9 GW installati nell'ultimo anno. Proprio nel 2015 il Governo indiano ha annunciato nuovi ambiziosi obiettivi per il 2022: 175 GW di capacità installata (escluso il grande idroelettrico), di cui 100 GW solari e 60 GW eolici. Per raggiungere tali target, coesistono incentivi dei singoli Stati (tipicamente Feed-in Tariff) e una serie di misure nazionali: il GBI (Generation Based Incentive) che va a sommarsi alle FIT, uno schema di certificati per l'energia rinnovabile riservato agli impianti a fonti rinnovabili che non accedono alle FIT.

Il **Marocco** offre concrete possibilità di sviluppo, grazie alla sua stabilità politica e sociale e ad eccellenti condizioni naturali: fino a 2.300 kWh/mq all'anno di GHI per il solare e capacity factor con picchi del 45% per l'eolico. Gli obiettivi fissati dal Governo prevedono una capacità di 6 GW, di cui 2 GW eolici, 2 idroelettrici e 2 solari (sia PV che CSP) entro il 2020, pari al 42% della capacità di generazione del Paese. Attualmente sono in esercizio 160 MW solari e 787 MW eolici, mentre ulteriori 1.395 MW solari e 1.220 MW eolici sono in fase di sviluppo. Il Marocco punta su impianti di grande taglia da realizzarsi in poche aree preventivamente individuate, favorendo l'ingresso di investitori stranieri con la formula del BOOT. Questi sono selezionati con un sistema di aste finalizzate a stipulare PPA con imprese e agenzie pubbliche. Il processo di selezione è molto competitivo, ma anche piuttosto lungo e complesso

*In Giappone
2015 record
di nuove
installazioni*

*India: target
ambiziosi e
incentivi
generosi*

*Marocco:
stabilità
politica e
strategie per
gli investimenti*

5. Le rinnovabili e il sistema elettrico italiano

L'evoluzione del mercato elettrico

Il sistema elettrico italiano vive una profonda trasformazione, sia nel parco di generazione che nelle regole del mercato elettrico. La revisione del quadro normativo deriva da due macro categorie: una esogena, cioè il **processo di convergenza tra i vari Paesi europei**, l'altra endogena, legata alle politiche italiane.

Alla prima appartiene il recepimento del *Target Model*, le cui caratteristiche tecniche sono definite in molti documenti, tra cui i Network Code di mercato: il Capacity Allocation and Congestion Management (CACM), in vigore da agosto 2015, il Forward Capacity Allocation (FCA) e l'Electricity Balancing (EB), ancora in fase di approvazione. Circa il Mercato del Giorno Prima (MGP), l'Italia ha completato a oggi il *Market Coupling* sulla frontiera settentrionale (salvo la Svizzera). L'allocazione implicita della capacità transfrontaliera con Francia, Austria e Slovenia ha già evidenziato effetti positivi, ad esempio annullando i casi con flussi di energia incoerenti rispetto ai segnali di prezzo. Se le peculiarità del MGP (ad esempio, il Prezzo Unico Nazionale - PUN) non hanno precluso il Market Coupling, più complessa pare l'integrazione del Mercato Infrarazionale e di Bilanciamento. Il *continuous trading*, con la chiusura delle sessioni un'ora prima della consegna, e la definizione di aree sovranazionali in cui condividere le risorse di bilanciamento e la riserva per la regolazione sono tipiche di un modello di dispacciamento decentralizzato, il cui recepimento costituirà la sfida dei prossimi anni per l'Italia, finora basata su un approccio centralizzato.

Le **politiche italiane** proseguono invece su vari temi, alcuni prettamente nazionali, ad esempio la riforma dei servizi di interrompibilità, dei criteri per l'assegnazione degli strumenti di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di uso della capacità di trasporto e del *settlement*. Altri, pur originandosi in ambito italiano, impattano sul recepimento delle indicazioni europee. Sono la riforma degli sbilanciamenti effettivi, con la riduzione a due macrozone, la revisione degli sbilanciamenti per gli impianti FRNP, la riforma del MSD, con la revisione dei prodotti scambiati e dei requisiti di abilitazione per la partecipazione, in modo da estenderla ai soggetti oggi esclusi (impianti FRNP e Generazione Distribuita o GD).

Il *Capacity Market*, approvato dal MISE nel 2014 ed ora all'esame della Commissione Europea, ha subito due evoluzioni: l'introduzione di un segmento per i servizi di flessibilità e l'anticipazione di una "Fase di prima attuazione". Se quest'ultima può migliorare l'adeguatezza del sistema elettrico, la sessione di flessibilità mira a selezionare risorse di generazione più performanti, un obiettivo che già il MSD attuale, e ancor più con le modifiche proposte, potrebbe conseguire.

La riforma del mercato elettrico deve anche migliorare l'integrazione della GD, introducendo la figura dell'aggregatore. Questo interfacerà insieme di GD e carichi sia verso i mercati dell'energia che verso quelli dei servizi ancillari. Si aprono così opportunità per nuove attività di mercato, svolte sia da soggetti esistenti (come i trader) che da nuovi, sviluppando business model innovativi.

Target model europeo motore del cambiamento

Riforma del mercato elettrico italiano: servizi di flessibilità, capacity market e aggregazione

L'adeguatezza del sistema

La revisione del quadro normativo del mercato elettrico, dettata dal mutamento del contesto energetico, non può prescindere dalla valutazione dello stato attuale del parco di generazione e delle sue plausibili evoluzioni. In particolare, i due sviluppi del mercato della capacità prima ricordati, portano ad interrogarsi sull'adeguatezza del sistema in termini di potenza disponibile alla punta (a salire) e di grado di flessibilità dei nostri impianti (a scendere) nel medio-lungo termine. Le analisi esaminano due scenari al 2020 e al 2025, partendo dalla situazione del 2015, secondo i criteri Entso-e. Le ipotesi per il medio e lungo periodo (*base* e *sviluppo*) considerano due evoluzioni future del parco di generazione italiano e dell'andamento del **fabbisogno alla punta**. Per quest'ultimo, nell'ipotesi base si è assunto un carico pari a 60 GW per entrambi gli orizzonti temporali, mentre lo scenario sviluppo considera una domanda pari rispettivamente a 65 e 69 GW per il medio e lungo periodo.

L'evoluzione del parco impianti, in entrambe le ipotesi, assume una riduzione della potenza **termoelettrica** di circa 7 GW, dovuta a impianti in dismissione, indisponibili per vincoli autorizzativi e in conservazione (fonte Terna). Nell'ipotesi base, tale calo viene compensato in parte dalle biomasse, che raggiungono 4,8 GW nel 2020 e 5,6 GW nel 2025. Lo scenario sviluppo considera una crescita delle bioenergie più marcata nel 2025 (7,4 GW) e l'entrata in esercizio di 2,4 GW di termoelettrico ad oggi autorizzato. Per **eolico** e **fotovoltaico**, nell'ipotesi base si sono scelte le proiezioni di

Terna (PdS 2016), pari rispettivamente a 11,7-20,3 GW al 2020 e 12,5-22,4 GW per il 2025. Lo scenario sviluppo, invece, considera 12,2-23,5 GW al 2020 (scenario outlook & adequacy forecast 2015 di Entso-e) e 15,3 GW per l'eolico e 29,3 GW per il fotovoltaico al 2025 (fonte Terna, scenario vision 3). L'**idroelettrico** considera le ipotesi evolutive di Terna, pari a 18,8 GW nel 2020, 18,9 GW (base) e 19,3 GW (sviluppo) nel 2025.

Fronteggiare il fabbisogno alla punta

La valutazione dell'adeguatezza a salire considera l'evoluzione della capacità di generazione disponibile alla punta in rapporto al fabbisogno di potenza, comprensivo di riserva. La potenza efficiente al 2015 è di circa 113,6 GW, di cui il 16% idroelettrici, l'8% eolici, il 17% fotovoltaici e il 59% termoelettrici. Le stime della potenza disponibile alla punta per il 2015 e lo scenario base considerano coefficienti medi prudenziali di 64,1% per l'idroelettrico, 67,4% per il termoelettrico e 24,1% per fotovoltaico ed eolico (dati Terna nel periodo 2000-2010). L'ipotesi sviluppo, invece, considera per eolico e fotovoltaico un coefficiente di 35,9% (media 2009-2015). La potenza disponibile alla punta nel 2015 risulta così pari a 63,8 GW (di cui 19% idroelettrica, 71% termoelettrica, 3% eolica e 7% fotovoltaica). La punta di carico nel 2015 (registrata alle ore 16 del 21 luglio) ha raggiunto il record di 59.353 MW, +15% rispetto al carico massimo del 2014. Assumendo in 4.600 MW la riserva operativa si raggiunge un carico totale di 63,9 GW, valore prossimo alla potenza disponibile stimata.

Nonostante l'elevato fabbisogno di potenza, il sistema elettrico è stato in

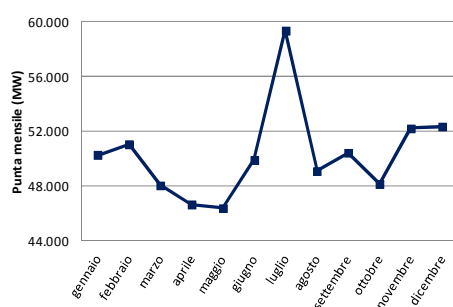
*Ancora 7 GW
di termoelettrico
in dismissione ...*

*... e record
di potenza a
luglio 2015
(59,3 GW)*

*Import sempre
più strategico
per margine
di adeguatezza*

grado di gestire tale situazione con il contributo dell'attuale capacità di importazione (circa 6,5-8,5 GW a seconda dei periodi). Il margine di adeguatezza per il 2015, considerando l'import, è dunque pari a 6,9 GW. Occorre altresì considerare come il picco di luglio sia stato un evento eccezionale: nel corso dell'anno, infatti, la media del fabbisogno alla punta non è andata oltre i 50,3 GW (Figura 5.1).

Figura 5.1 Punte di carico 2015



*Picchi di
potenza:
media 2015
a 50,3 GW*

Le valutazioni sull'adeguatezza nel medio-lungo periodo (Figura 5.2) evidenziano come nello scenario base si registrino deficit di capacità sia al 2020 (-4,2 GW) che al 2025 (-2,9 GW), peraltro facilmente gestibili con l'attuale capacità di importazione. Le condizioni migliorano nell'ipotesi sviluppo, ma sempre con un gap tra fabbisogno e potenza disponibile, pari a 4,1 GW nel 2020 e 1,2 GW nel 2025. Anche in questo caso, l'attuale

capacità di import pare sufficiente a gestire in sicurezza eventuali picchi di fabbisogno.

L'analisi, essendo improntata a criteri prudenziali, non tiene però conto degli investimenti in corso per aumentare la capacità di interconnessione (circa 2 GW nel breve periodo) e del contributo potenziale dei servizi di interrompibilità (circa 4 GW), che possono migliorare il livello di adeguatezza nei prossimi anni. In conclusione, i potenziali deficit di capacità paiono gestibili con le misure e gli investimenti ad oggi messi in campo, tra i quali l'avvio ormai prossimo del mercato della capacità, che permetteranno un'adeguata gestione di eventuali picchi di domanda.

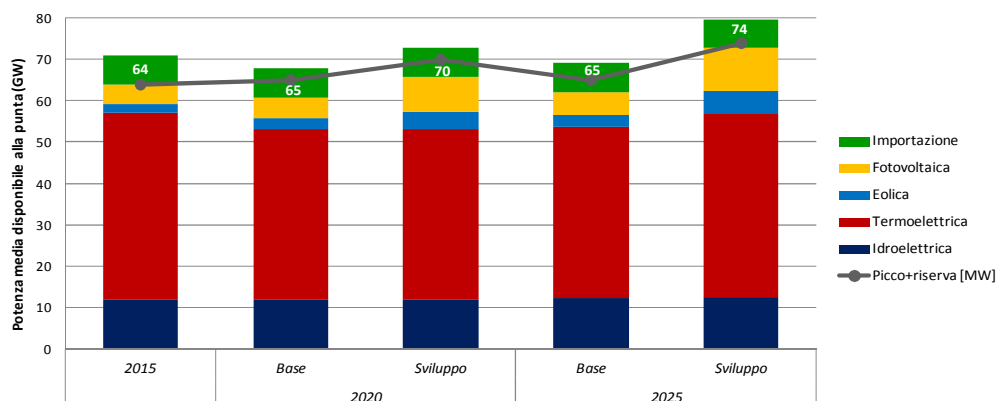
La flessibilità del parco impianti

Un parco di generazione che si possa definire adeguato, oltre a far fronte a eventuali punte di fabbisogno, deve anche garantire la sicurezza del sistema in momenti di bassa domanda ed elevata immissione in rete di energia elettrica prodotta da FER.

La valutazione del grado di flessibilità del sistema elettrico considera il differenziale tra domanda e generazione incompressibile FER (carico residuo) che, nel 2015, ha toccato il minimo

*Deficit di
capacità
gestibili con
attuali misure
e investimenti*

Figura 5.2 L'adeguatezza del sistema a salire nel medio-lungo termine



con circa 4.681 MWh il 6 aprile alle 13.00. In tale condizione, considerando la somma tra la generazione FER e la produzione del termoelettrico “must run” (assunto, in ottica prudenziale, come la produzione termoelettrica registrata nell’ora di carico minimo esaminata) il sistema è riuscito a garantire un adeguato grado di flessibilità, grazie all’attuale capacità di pompaggio (5.070 MW) e di esportazione (3.460 MW, stagione estiva).

Partendo dalle valutazioni per il 2015, l’analisi è stata estesa su un orizzonte di medio-lungo periodo, seguendo le due ipotesi evolutive descritte ad inizio capitolo (base e sviluppo), ad eccezione della crescita della domanda, per la quale si sono assunte le proiezioni di Terna per il 2020 e 2025, pari rispettivamente a 320-322 TWh nell’ipotesi base e 334-354 TWh nello scenario sviluppo.

I risultati delle elaborazioni (Figura 5.3) mostrano un grado di flessibilità adeguato nel medio periodo, con un margine positivo pari a circa 1.600 MWh nell’ipotesi base e di 670 MWh in quella di sviluppo.

Diverse le evidenze per l’orizzonte 2025. Se nello scenario base si registra un margine positivo di circa 258 MWh, nell’ipotesi di sviluppo, carat-

terizzata da un’elevata penetrazione di eolico e fotovoltaico, potrebbero aversi alcune criticità a causa del deficit di flessibilità di circa 2.435 MWh. Tuttavia, il gap riscontrato pare gestibile sia con i potenziamenti delle interconnessioni ad oggi pianificati (posto che i mercati confinanti siano ricettivi), sia con il contributo della domanda in condizioni critiche. Anche l’eventuale partecipazione delle FRNP ai servizi di rete, ad oggi in discussione, porterebbe ad un significativo incremento del grado di flessibilità del sistema, soprattutto in termini di riserva a scendere.

Gli impatti delle FRNP su MSD

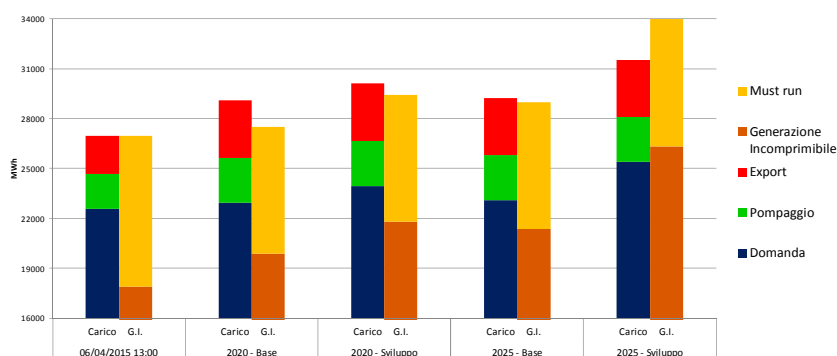
La crescita della generazione rinnovabile, in particolare di quella non programmabile (FRNP), oltre che generare possibili criticità nelle giornate di basso carico, incide anche sui volumi del MSD movimentati a copertura degli sbilanciamenti. L’analisi sugli effetti delle FRNP sul mercato di dispacciamento, giunta alla quarta edizione, considera dati di fonte Terna relativi alla previsione e al consuntivo della produzione di eolico e PV. La differenza tra previsione e produzione delle due fonti, in ogni ora, per tutti i giorni, è stata depurata dagli errori di previsione della domanda.

*Flessibilità:
ad oggi sistema
adeguato grazie
a export e
pompaggi*

*Possibili
criticità nel
lungo periodo
con forte
penetrazione
FER ...*

*... ma gestibili
con interventi
in corso*

Figura 5.3 L’adeguatezza del sistema a scendere nel medio-lungo termine



*In diminuzione
l'impatto delle
FRNP sul
MSD: 9,7%*

*L'aumento dei
volumi MSD
non è dovuto
alle sole FRNP*

*Peak shaving:
586 milioni
i benefici
nel 2015*

Tale valore è stato poi rapportato ai volumi scambiati sul MSD. Le elaborazioni svolte per il 2015 mostrano un ridimensionamento dell'impatto degli sbilanciamenti netti di eolico e fotovoltaico sul MSD, che si attesta al 9,7% (contro l'11,5% del 2014 e l'11,7% del 2013). Tale diminuzione è dovuta, in parte, al calo della produzione eolica nel 2015 (-3,3%) e soprattutto all'aumento dei volumi scambiati sul MSD nello scorso anno (28,1 TWh, +9,7% sul 2014).

La crescita degli scambi nel MSD da un lato e la contestuale diminuzione dell'errore di previsione delle FRNP dall'altro, evidenziano come gli sbilanciamenti dovuti a eolico e fotovoltaico siano solo uno dei fattori che incidono nelle dinamiche di approvvigionamento di risorse sul MSD da parte del TSO. L'effetto riconducibile all'errore di previsione delle FRNP, peraltro sempre più contenuto, pare quindi essere solo uno dei driver che impattano sui mercati dei servizi.

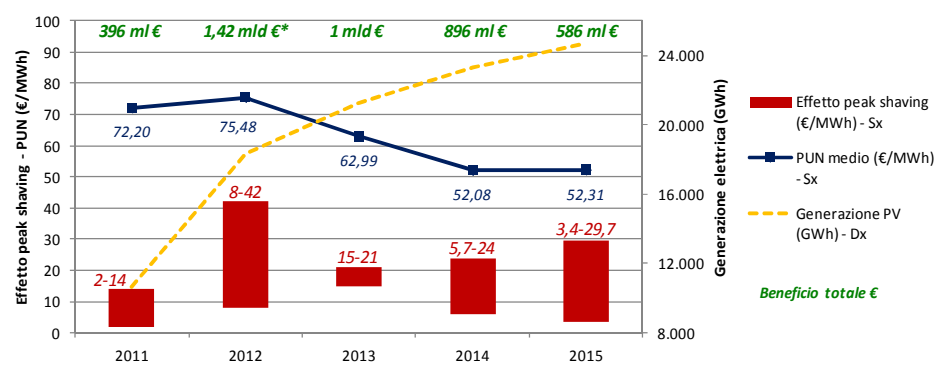
Gli effetti sui prezzi di mercato

Prosegue l'effetto di riduzione dei prezzi elettrici dovuti alla produzione fotovoltaica nelle ore di picco diurne. L'analisi, giunta alla quinta edizione, evidenzia nel 2015 un beneficio netto di 586 milioni di euro, con variazioni

di prezzo tra le ore di alta domanda diurne e serali comprese tra 3,4 e 29,7 €/MWh. Il fenomeno, nonostante il rallentamento delle nuove installazioni (301 MW nel 2015, fonte GSE) da un lato e l'arresto della discesa del PUN medio dall'altro (con conseguente riduzione dei benefici in termini assoluti), pare a tutt'oggi ancora rilevante. La riduzione di prezzo media, infatti, nel 2015 è stata di 13 €/MWh, pari al 25% del PUN medio dello stesso anno. Tra le variabili che hanno influenzato positivamente il beneficio sui prezzi del fotovoltaico, inoltre, va considerata la crescita della domanda elettrica (+1,5% sul 2014). La ripresa dei consumi, infatti, ha permesso di raggiungere classi di carico (47-50 GWh) assenti negli anni scorsi.

Dall'analisi dell'andamento storico dell'effetto peak shaving (Figura 5.4) emerge il processo di consolidamento che ha interessato il fenomeno negli ultimi anni. Con il crescere della generazione fotovoltaica, il 2012 ha visto benefici elevati sia in termini assoluti (1,42 mld) che di differenziale di prezzo tra le ore di picco diurne e quelle serali (8-42 €/MWh). Viceversa, nel 2014 e 2015 si sono riscontrati valori assoluti più contenuti, ma di maggior impatto se confrontati con il prezzo medio dell'energia elettrica.

Figura 5.4 Il peak shaving nel mercato elettrico italiano (2011-2015)



* 838 milioni al netto dell'aumento dei prezzi notturni

6. Le nuove frontiere dell'industria elettrica italiana

La trasformazione del sistema

Il cambiamento del parco di generazione italiano riguarda non solo lo spostamento verso le rinnovabili, ma anche l'avvento di un modello di produzione diffuso di piccola taglia, spesso vicino ai centri di consumo.

L'insieme della GD comprende circa 600.000 impianti per una potenza di circa 30 GW (il 25% della potenza efficiente lorda italiana) e una generazione lorda di circa 63,4 TWh, (il 22% del totale nazionale). Della produzione netta, 14,8 TWh sono consumati in loco e 46,7 TWh sono immessi in rete (dati AEEGSI 2013). Il fotovoltaico copre da solo il 58% della potenza di GD installata e ben il 98,6% del numero di impianti. La sua evoluzione sarà pertanto determinante per le sorti della GD e del suo impatto sul sistema elettrico. L'installato fotovoltaico è passato dai 18.420 MW del 2013 ai 18.609 del 2014, ai 18.910 del 2015 (stime GSE) e le previsioni di Terna indicano tra 22,4 e 29,3 GW al 2025. Sul futuro dello sviluppo del fotovoltaico, e quindi di buona parte della GD in Italia, incidono due temi chiave: il ruolo dell'autoconsumo e la riforma tariffaria.

Se da un lato la GD avvicina la generazione al carico, dall'altro solo il 24% della sua produzione è consumata in loco (dati 2013). Alle configurazioni impiantistiche per l'**autoconsumo** sono riconosciute specifiche condizioni tariffarie, applicando i corrispettivi a copertura delle componenti variabili degli oneri generali di sistema all'energia elettrica prelevata dalla rete anziché a quella consumata. Ciò dovrebbe favorire l'autoconsumo, ma po-

trebbe anche comportare alcune criticità, come evidenziato dall'AEEGSI.

In un'ottica di sistema non paiono, infatti, univocamente evidenti i benefici in termini di efficienza energetica derivanti dalla crescita dell'autoconsumo a fronte del minore concorso alla copertura degli oneri generali di sistema. Peraltro l'incertezza circa il perdurare delle agevolazioni tariffarie e la mancanza di una quantificazione dei benefici di sistema conseguibili tramite l'autoconsumo non consente di avere una visione chiara del futuro di queste installazioni e della direttrice evolutiva del sistema elettrico nazionale, anche in termini di tecnologie abilitanti, come i sistemi di accumulo. Per questi ultimi è stato creato il quadro normativo e regolatorio per la connessione alla rete elettrica, mentre ancora devono essere ben individuati e definiti i modelli di business.

La **riforma tariffaria** per le utenze domestiche, in vigore da inizio 2016 e da completare entro il 2018, ponendosi come obiettivo principale il superamento della progressività, potrebbe modificare sensibilmente i modelli di consumo e, in prospettiva, incidere non poco sull'assetto futuro dell'industria elettrica italiana. Da un lato, potrebbe, almeno in prima battuta, rendere meno interessante la generazione in sito, dato che l'incidenza di alcune componenti tariffarie cala all'aumentare dei consumi. Dall'altro, se la riforma conseguirà l'obiettivo di trasferire in ambito elettrico alcuni consumi ora soddisfatti con altri vettori energetici, l'opzione della generazione locale e addirittura della cogenerazione anche di taglia

Generazione distribuita e sistema elettrico

Autoconsumo, quale ruolo futuro?

La riforma tariffaria

residenziale, eventualmente accoppiata a sistemi di accumulo, troverebbe una sostenibilità economica.

Qualunque sarà l'evoluzione della GD, le sue dimensioni attuali già incidono in modo non trascurabile sulla gestione del sistema elettrico italiano e, viste le situazioni simili in altri Paesi, dell'intero sistema europeo interconnesso, ponendo nuove sfide per i gestori delle reti. L'Italia si è mossa tempestivamente e nel 2015 ha condensato i risultati dei progetti pilota Smart Grid, avviati da AEEGSI con delibera 39/10, in sei funzionalità:

- osservabilità dei flussi di potenza e delle risorse;
- regolazione della tensione;
- regolazione della potenza attiva degli utenti di rete;
- telescatto per la prevenzione del fenomeno isola indesiderata;
- esercizio avanzato della rete MT;
- impiego di sistemi di accumulo per servizi di rete.

La remunerazione tariffaria output based è per ora limitata alle prime due funzionalità ma l'attenzione tecnica e regolatoria sugli altri temi rimane comunque alta. Anche la GD si è dovuta recentemente adeguare ad alcune nuove prescrizioni derivanti dal Codice di Rete, mentre sono in fase di definizione alcuni ulteriori requisiti tecnici che si tradurranno nel breve periodo nella necessità di nuovi retrofit su alcuni impianti di GD.

Sebbene gli interventi, sia tecnologici che regolatori, siano ancora in fase di avvio, il sistema elettrico sta evolvendo rapidamente e siamo agli inizi di una trasformazione radicale, che sarà non solo tecnologica ma anche nei modelli di business, di generazione e di consumo.

La filiera tecnologica italiana

Questa evoluzione del sistema elettrico si sta accompagnando a interessanti segnali di sviluppo di una filiera tecnologica italiana innovativa.

Il quadro è molto complesso e in continua evoluzione, con lo sviluppo di nuovi prodotti, sistemi e servizi da parte di grandi player tecnologici così come l'affacciarsi di piccole e medie imprese innovative di nicchia.

Si è quindi cercato di sistematizzare l'attuale filiera italiana, definendone le diverse aree e individuando gli ambiti più innovativi e con i migliori potenziali di sviluppo. Si sono delineati i vari settori, la possibile attrattività futura dei diversi segmenti e le tipologie di attori coinvolti.

I settori comprendono l'elettromeccanica e l'elettronica di potenza per impianti di generazione e infrastrutture di trasporto e consumo dell'energia, i componenti e i sistemi di automazione, protezione e controllo locali e i sistemi di telecontrollo. In ciascun comparto sono in genere attivi tre tipi di player: i fornitori tecnologici, i costruttori di sistemi/integratori/EPC e le aziende di servizi: consulenza, ingegneria, ESCO, ecc.

Nell'ambito della **generazione elettrica e termica** e nel settore della componentistica e dei sistemi di potenza spiccano le tecnologie più innovative come le **centrali maremotrici** e i **sistemi di accumulo** elettrochimico. Essendo attività ancora nelle prime fasi del ciclo di vita, vedono soprattutto attività di R&S, mentre la dimensione industriale è ancora limitata, con un modesto parco installato, costituito soprattutto da impianti pilota o sperimentali. Invece per le

Lo sviluppo di una filiera tecnologica italiana

Tecnologie di generazione e storage

tecnologie più mature e forti di un installato consistente, **idroelettrico, eolico e fotovoltaico**, il mercato della componentistica di potenza vive da un lato di revamping e dall'altro di innovazione, soprattutto con riguardo all'automazione, al controllo locale (derivanti in alcuni casi da nuovi requisiti normativi) e al telecontrollo. Si pensi in questo ultimo caso alle aziende che offrono servizi di O&M di impianti eolici e fotovoltaici, quasi sempre dotate di sale di telecontrollo di un parco installato sovente molto disperso geograficamente. Per le **bioenergie** e l'ORC, le prospettive di sviluppo più interessanti riguardano le tecnologie per la produzione di biometano, l'utilizzo di nuove biomasse e il miglioramento della raffinazione del combustibile (Figura 6.1).

L'area **Smart Transmission & Distribution System** da un lato comprende i gestori delle reti di trasmissione e distribuzione (Smart Grid) e dall'altro gli utenti di rete, attivi, passivi o misti, cioè i prosumer (Smart User).

Nell'ambito **Smart Grid** i componenti e i sistemi elettromeccanici di potenza sono interessati dai processi smart per alcuni apparati, come i trasformatori a basse perdite o con sistemi innovativi di regolazione della tensione (che sono sostenuti da requisiti normativi) o come i sistemi di accumulo in ambito trasmissione (power e energy intensive) e distribuzione. Le installazioni di storage utility oriented vedono la forte presenza della filiera italiana come fornitrice di singoli prodotti o di sistemi completi ad alto contenuto innovativo (Figura 6.2).

L'obiettivo più importante per la Smart Grid è però l'aumento della hosting capacity delle reti, in particolare con riferimento alla diffusione della generazione distribuita. Questo spinge a rendere intelligenti i sistemi di protezione, comando e controllo e i sistemi di telecontrollo delle reti, per i quali è prevista una crescita, sia pur moderata almeno per queste fasi iniziali.

Monitorare e ottimizzare la producibilità di eolico e fotovoltaico

Bioenergie e biometano

Smart grid e smart user

Figura 6.1 Presenza e trend della filiera tecnologica italiana nella generazione

Settore	Tipologia di attore	Small Hydro	Fv e solare termico	Eolico	Biogas/Biomasse	ORC	Mare motrice
Componenti e impianti elettromeccanici di potenza (apparecchiature per generazione tradizionale e rinnovabile, quadri elettrici, trasformatori, motori, apparati per mobilità elettrica, ecc.)	Fornitori di tecnologia e componenti						
	Costruttori di sistemi, integratori, EPC						
	Fornitori di servizi (ingegneria, consulenza, gestione, ESCO, ecc)						
Componenti e sistemi elettromeccanici ed elettronici per l'automazione, protezione, comando e controllo locale degli impianti elettrici (PLC, protezioni, sensori, Remote Terminal Unit, ecc.)	Fornitori di tecnologia e componenti						
	Costruttori di sistemi, integratori, EPC						
	Fornitori di servizi (ingegneria, consulenza, gestione, ESCO, ecc)						
Sistemi di gestione e controllo (monitoraggio e controllo da remoto delle reti e degli impianti, compresa la parte ICT di comunicazione)	Fornitori di tecnologia e componenti						
	Costruttori di sistemi, integratori, EPC						
	Fornitori di servizi (ingegneria, consulenza, gestione, ESCO, ecc)						
Legenda:	Presenza nel settore						
	Tendenza						

*Gestione
intelligente
delle reti e
dei consumi*

Sul lato **Smart User**, come per i settori regolati, l'innovazione si concretizza per lo più in sistemi di protezione, monitoraggio, comando e controllo, nella prospettiva di un loro coinvolgimento nella gestione del sistema, le cui avvisaglie si riscontrano già oggi nella normativa.

Nel filone **Smart City** rientrano soluzioni innovative per migliorare la vivibilità dell'ambiente urbano, la mobilità (non solo con la diffusione di mezzi elettrici) e per un uso più razionale delle risorse idriche ed energetiche e una più efficiente gestione dei rifiuti. Sono non tanto interventi infrastrutturali, quanto piattaforme di monitoraggio, funzionali sia alla gestione operativa che alla pianificazione. Molte aziende si pongono in questo caso come veri e propri fornitori e gestori di servizi, oltre che di attività di ingegneria. Il tema della **mobilità elettrica**, già presente nelle Smart City, si riferisce all'infrastruttura di ricarica

(apparati di potenza e sistemi di controllo e fatturazione), piuttosto che alla parte veicolare, in cui sono presenti anche alcuni casi di particolare innovazione.

Infine, il settore **efficienza energetica** è l'esempio forse più diretto di come l'intervento legislativo si traduca in requisiti normativi e generi business in varie direzioni. Le aziende italiane hanno fatto evolvere gli apparati hardware principali consumatori di energia elettrica, quali i sistemi di illuminazione, i motori elettrici e i trasformatori, mentre si è potenziata la presenza nel segmento dei sistemi di monitoraggio dei consumi energetici, anche termici, di edifici e/o di processi produttivi (smart factory, building & home). Il monitoraggio consente poi a molte aziende di servizi di associare la propria offerta al raggiungimento di obiettivi di risparmio energetico in una logica Esco.

*Smart city,
mobilità e
efficienza
energetica*

Figura 6.2 Presenza e trend della filiera italiana nelle smart application

		Sistemi di Accumulo	Smart Transmission & Distribution System		Smart City	Mobilità elettrica	Efficienza energetica
Settore	Tipologia di attore		Gestori reti Smart Grid	Smart User, prosumer			
Componenti e impianti elettromeccanici di potenza (apparecchiature per generazione tradizionale e rinnovabile, quadri elettrici, trasformatori, motori, apparati per mobilità elettrica, ecc.)	Fornitori di tecnologia e componenti						
	Costruttori di sistemi, integratori, EPC						
	Fornitori di servizi (ingegneria, consulenza, gestione, ESCO, ecc.)						
Componenti e sistemi elettromeccanici ed elettronici per l'automazione, protezione, comando e controllo locale degli impianti elettrici (PLC, protezioni, sensori, Remote Terminal Unit, ecc.)	Fornitori di tecnologia e componenti						
	Costruttori di sistemi, integratori, EPC						
	Fornitori di servizi (ingegneria, consulenza, gestione, ESCO, ecc.)						
Sistemi di gestione e controllo (monitoraggio e controllo da remoto delle reti e degli impianti, compresa la parte ICT di comunicazione)	Fornitori di tecnologia e componenti						
	Costruttori di sistemi, integratori, EPC						
	Fornitori di servizi (ingegneria, consulenza, gestione, ESCO, ecc.)						
Legenda:	Presenza nel settore	Molto rilevante Rilevante Significativa Modesta					
	Tendenza	Crescita Crescita moderata Stabile Calo moderato Calo					

Alessandro Marangoni

Economista aziendale, è esperto di strategia e finanza nei settori energia e ambiente, sia a livello accademico che professionale.

Docente e consulente con una vasta esperienza in diversi settori industriali e dei servizi, è autore di numerose pubblicazioni di strategia e di gestione aziendale.

Il presente documento è una sintesi del più ampio studio “La trasformazione dell’industria italiana delle rinnovabili tra integrazione e internazionalizzazione”.

Le informazioni contenute in questo rapporto provengono da fonti aperte. La ricerca si basa su informazioni e dati divulgati dalle società esaminate, da istituti di ricerca, dai media e da istituzioni.

Althesys non assicura in alcun modo la completezza e la correttezza delle informazioni, che sono riportate unicamente allo scopo di presentare il quadro e l’evoluzione del settore in esame.

Il presente rapporto non intende in alcun modo costituire un parere, un suggerimento d’investimento o un giudizio su persone o società citate.

La società non si assume alcuna responsabilità per un eventuale uso improprio delle informazioni contenute nel presente rapporto.

E’ vietata la riproduzione, totale o parziale, in qualsiasi forma o mezzo e di qualsiasi parte del presente documento senza l’autorizzazione scritta da parte di Althesys Strategic Consultants.

Per informazioni: info@althesys.com

ALTHESYS Strategic Consultants è una società professionale indipendente specializzata nella consulenza strategica e nello sviluppo di conoscenze.

E' attiva nelle aree dell'analisi strategica, della finanza straordinaria e della ricerca economico-finanziaria. Ha una profonda conoscenza dei settori ambientali, energetici, delle public utilities e delle infrastrutture.

ALTHESYS realizza studi e ricerche a livello nazionale e internazionale per conto di primarie imprese ed istituzioni.

IREX Monitor è il think tank italiano dell'industria delle energie rinnovabili.

Cogliere le dinamiche competitive, valutare le strategie aziendali e orientare le policy nazionali è la sua mission.

L'osservatorio monitora il settore delle rinnovabili con il proprio Annual Report e realizza l'Irex Index che traccia le pure renewable quotate in Borsa.

www.althesys.com

Copyright © 2016

Althesys S.r.l.

All rights reserved

ISBN 978-88-6891-010-5



Via Larga, 31 - 20122 Milano

Tel: +39 02 5831.9401 – Fax +39 02 5830.1281

www.althesys.com - info@althesys.com