

Linee guida per la connessione e l'integrazione dell'eolico offshore nella RTN

Enrico Maria Carlini, Silvia Moroni, Alessandra Zagnoni, Corrado Gadaleta, Alfonso De Cesare, Chiara Giordano, Michela Migliori Terna S.p.A.

L'articolo presenta le linee guida elaborate da Terna per la connessione degli impianti eolici offshore alla RTN. Vengono inoltre illustrate le principali evidenze emerse dalle indagini tecnologiche e dalle analisi di rete svolte

Introduzione

L'eolico offshore rappresenta una tecnologia di generazione da fonte rinnovabile in rapida evoluzione, con un potenziale di crescita enorme in Italia.

Infatti, costituisce una delle principali opzioni per la decarbonizzazione del sistema energetico nazionale: l'Italia avrà bisogno di una capacità compresa tra i 140 e i 155 GW di Fonti Rinnovabili entro il 2040 per raggiungere gli obiettivi del Green Deal. Questo target comporta una notevole accelerazione dei tassi di crescita attuali: sarà infatti necessario installare 8,5 GW di nuovo eolico offshore entro il 2030 e 15,5-18,5 GW entro il 2040.

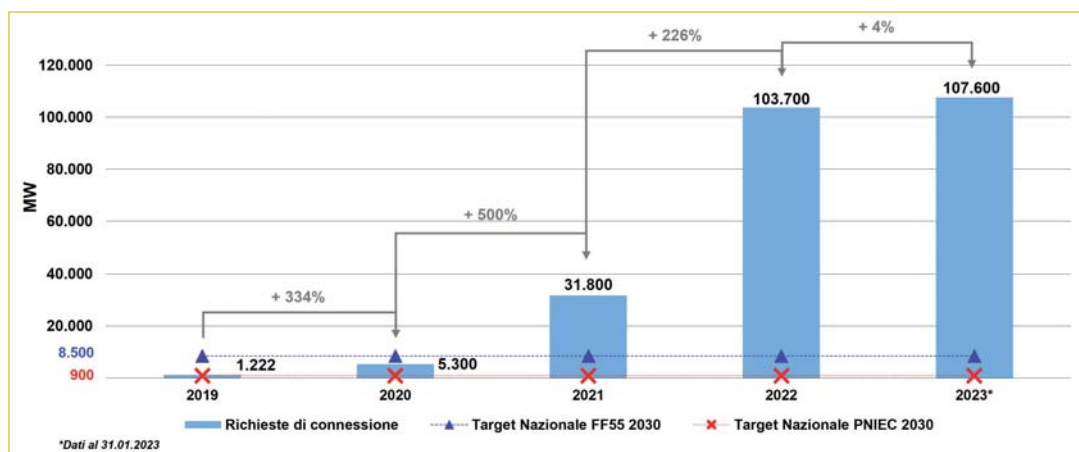
L'energia eolica offshore è in grado di ridurre l'impatto ambientale, nonché di sfruttare la disponibilità del vento in mare aperto, dove la velocità risulta più elevata e più uniforme rispetto alla terraferma, a beneficio di un maggior numero di ore equivalenti di produzione. Inoltre, i parchi eolici offshore sono solitamente più grandi rispetto ai siti onshore, grazie alla maggiore disponibilità di spazio, al *layout* più regolare, al diametro e alla potenza nominale delle turbine che riescono in parte a compensare i maggiori costi di installazione, funzionamento e manutenzione.

Difatti, le turbine eoliche stanno progressivamente raggiungendo dimensioni e capacità di potenza molto rilevanti, con conseguenti miglioramenti in termini di prestazioni e costi. Nell'ultimo decennio la capacità nominale media delle turbine eoliche offshore è considerevolmente cresciuta, raggiungendo 10-14 MW di potenza nominale e sono in programma sviluppi fino a 20 MW [1].

Inoltre, i recenti avanzamenti tecnologici sulle soluzioni flottanti (turbine, sottostazioni) e sui cavi dinamici, hanno reso possibili applicazioni offshore anche su fondali marini caratterizzati da elevate profondità, come quelli del Mar Mediterraneo.

Nel contesto nazionale, Terna ha registrato negli ultimi anni un fortissimo incremento delle richieste di connessione per impianti eolici offshore. La **figura 1** illustra l'evoluzione delle

Figura 1
Evoluzione delle richieste di connessione per impianti eolici offshore in Italia a confronto con i target nazionali di installato previsti negli scenari di policy 2030 PNIEC e FF55



iniziative offshore in Italia confrontate con i target al 2030. È facile notare come:

- il vecchio scenario di policy del *Piano Nazionale Integrato Energia e Clima* - PNIEC [2], prevedeva 900 MW di capacità eolica offshore al 2030, mentre, come detto, il nuovo scenario di policy Fit-For-55 (FF55) [3] ne prevede 8.500 MW;
- le richieste di connessione relative all'eolico offshore si discostano in maniera significativa dallo scenario PNIEC, sia in termini di quantità che di localizzazione. Più in dettaglio, a fine gennaio 2023 le richieste di connessione hanno raggiunto una potenza pari a circa 108 GW (oltre 120 volte e 12 volte in più rispetto agli scenari di policy PNIEC e FF55), prevalentemente localizzate nelle regioni del Sud Italia e nelle isole maggiori.

Risulta evidente come l'ammontare delle richieste abbia raggiunto dei valori molto al di sopra dei target nazionali previsti nei recenti scenari adottati da Terna per gli studi di pianificazione di lungo termine.

L'integrazione della generazione eolica offshore nel sistema pone una serie di complessità tecniche e di esercizio che devono essere af-

frontate in sede di pianificazione. Il pieno sfruttamento delle risorse eoliche offshore dipende, infatti, essenzialmente da due fattori: la connessione alla rete elettrica sulla terraferma e l'accuratezza delle previsioni sulla producibilità.

In questo articolo vengono illustrate le soluzioni di connessione definite da Terna per gli impianti eolici offshore e le sfide derivanti dalla loro concentrazione nelle aree meridionali e nelle Isole, ovvero in porzioni di rete non densamente magliate.

Il paragrafo seguente presenta lo stato attuale delle iniziative offshore in Italia. Gli esiti delle survey tecnologiche condotte con i principali fornitori di sottostazioni, cavi e turbine sono riportati nella sezione Soluzioni Tecnologiche, mentre nella sezione successiva sono illustrati gli schemi di connessione definiti dal TSO italiano. La metodologia di analisi sviluppata per l'integrazione della generazione offshore nella RTN è descritta nella sezione Metodologia di Analisi. Infine, le ultime due sezioni espongono, rispettivamente, i risultati e le conclusioni finali.

Overview richieste di connessione

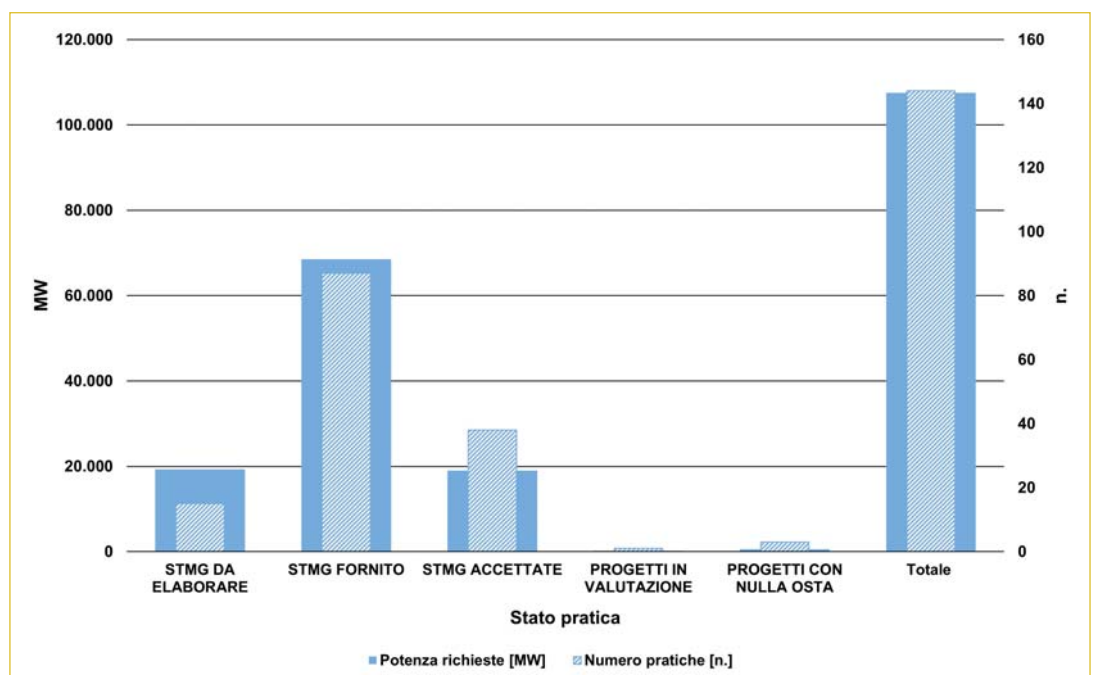
Al 31.01.2023 le richieste di connessione per impianti eolici offshore pervenute a Terna ammontano a 107.549 MW (un valore 20 volte superiore rispetto al 31.12.2020).

Il processo per la connessione di impianti di produzione alla RTN definito dalla normativa vigente [4] è articolato nelle sei fasi illustrate nella **figura 2**.

Figura 2
Processo di connessione



Figura 3
Stato di avanzamento delle richieste di connessione per impianti eolici offshore in Italia al 31.01.2023



Come rappresentato in **figura 3**, per quasi il 90% delle iniziative è stata definita una soluzione di connessione. In dettaglio:

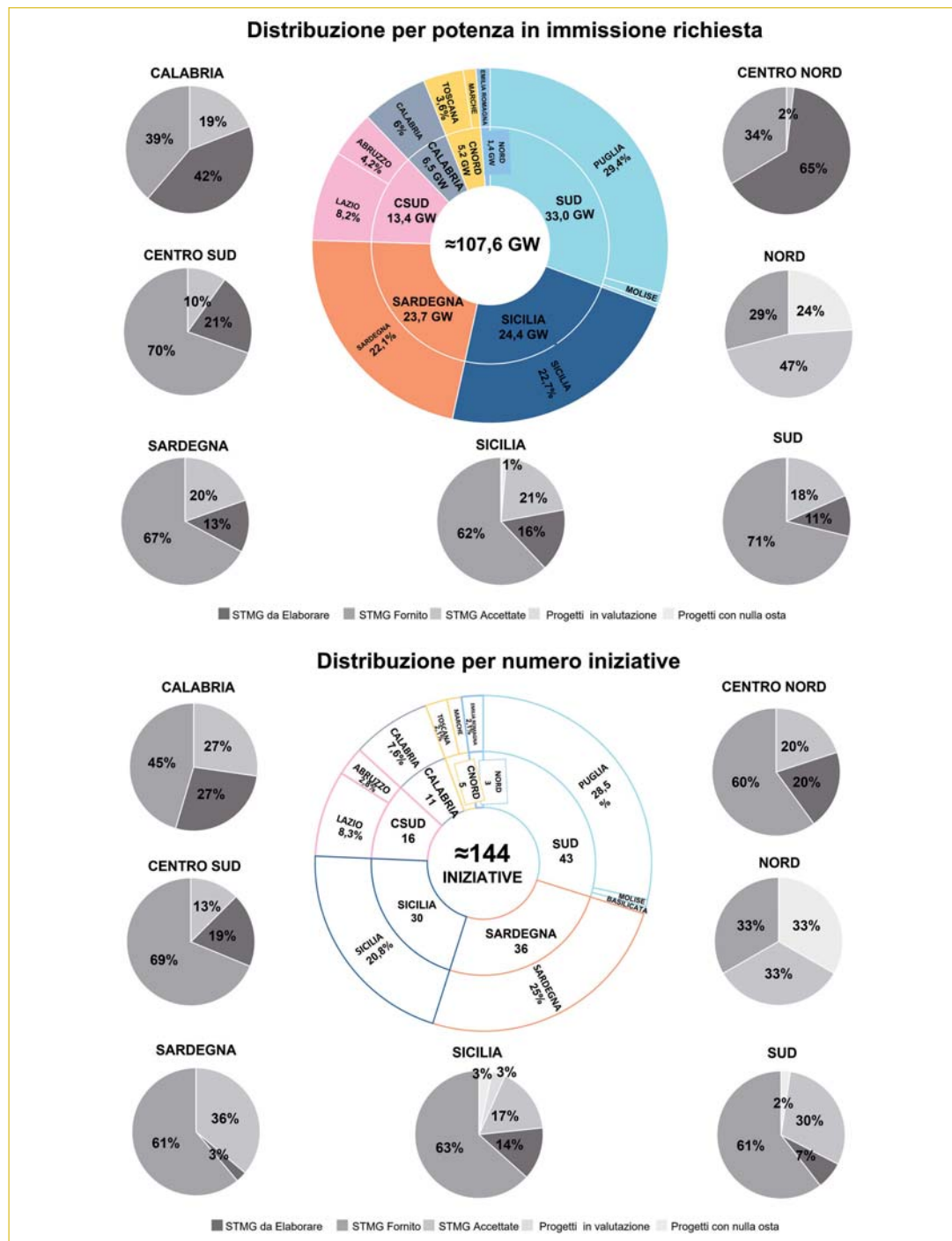
- 88.284 MW hanno ottenuto la Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) o si trovano in una fase del processo di connessione più avanzata (il 18% e il 64% del totale sono rispettivamente nello stato STMG Accettata e STMG Fornita);
- 7.361 MW (il 7% del totale) stanno per ottenere la STMG, ovvero hanno una soluzione di

connessione concordata attraverso tavoli di lavoro avviati con gli operatori;

- 8.628 MW (l'8% del totale) sono sospese, dovendo i richiedenti sottoporre integrazioni alla documentazione presentata per l'elaborazione della STMG;
- 3.276 MW (il 3% del totale) sono allo studio per la definizione della STMG.

La distribuzione geografica delle richieste di connessione degli impianti eolici offshore è rappresentata in **figura 4**. I diagrammi a torta

Figura 4
Distribuzione geografica e stato di avanzamento delle richieste di connessione per impianti eolici offshore in Italia al 31.01.2023



certificano che più dell'80% delle iniziative interessa le regioni del Sud (circa il 30% del totale in Puglia) e le Isole (circa il 22% e il 23% del totale rispettivamente in Sicilia e Sardegna), ovvero le zone a più alta ventosità. La zona di mercato Centro Nord è caratterizzata dalla più alta percentuale di iniziative nello stato "STMG da Elaborare" (65% del totale zonale); occorre tuttavia rilevare che tale primato è dovuto a un'unica iniziativa al momento sospesa in attesa di integrazioni alla documentazione tecnica propedeutica al rilascio della soluzione.

Quasi il 30% delle richieste pervenute sono caratterizzate da taglie particolarmente rilevanti, in alcuni casi superiori ai 2 GW. Inoltre, come si evince dalla **figura 5**, più del 50% delle iniziative si colloca in un *range* di potenza richiesta in immissione compresa tra i 500 MW e i 1000 MW. Considerata la dimensione di questi impianti, e la forte aleatorietà della fonte primaria, è fondamentale effettuare un corretto dimensionamento delle infrastrutture pubbliche di rete, sia attraverso la valutazione dei potenziali impatti che iniezioni di potenza così ingenti potrebbero avere sulla RTN, sia attraverso analisi di ottimizzazione dell'efficienza del sistema.

In **figura 6** è rappresentata la distribuzione qualitativa delle singole iniziative offshore in Italia: la mappa indica che la maggior parte è concentrata a largo delle coste pugliesi, siciliane e sarde.

Lo schema di connessione per un impianto eolico offshore, e specialmente le opere di utenza

per la connessione [5], variano in funzione della taglia dell'impianto, della distanza dalla costa e del profilo batimetrico che caratterizza l'area occupata dall'impianto e dalle opere annesse. Sulla base delle coordinate geografiche fornite dai produttori in sede di richiesta di connessione, è stato elaborato un grafico a bolle in cui ogni iniziativa è definita dai tre parametri. Nella fattispecie, la dimensione delle bolle è proporzionale alla taglia nominale dell'impianto, mentre la posizione rispetto agli assi è proporzionale alla profondità del fondale e alla distanza dalla costa del punto baricentrico del parco eolico off-shore. Guardando alla dispersione delle bolle, si nota che circa l'80% delle richieste si colloca in aree in cui la profondità del fondale marino supera i 100 m e circa l'88% si trova a una distanza dalla costa inferiore ai 60 km (**figura 7**).

Soluzioni tecnologiche: best practices e prospettive

Come esposto nei precedenti paragrafi, l'incremento delle richieste di connessione per impianti eolici offshore in Italia è un fenomeno recente, esploso negli ultimi 3 anni. Data la limitata esperienza nella connessione e nell'esercizio di impianti di questo tipo (a oggi si annovera un unico impianto da 30 MW installato in prossimità del porto di Taranto), Terna ha ritenuto opportuno condurre una *survey* internazionale per raccogliere informazioni utili a formulare solu-

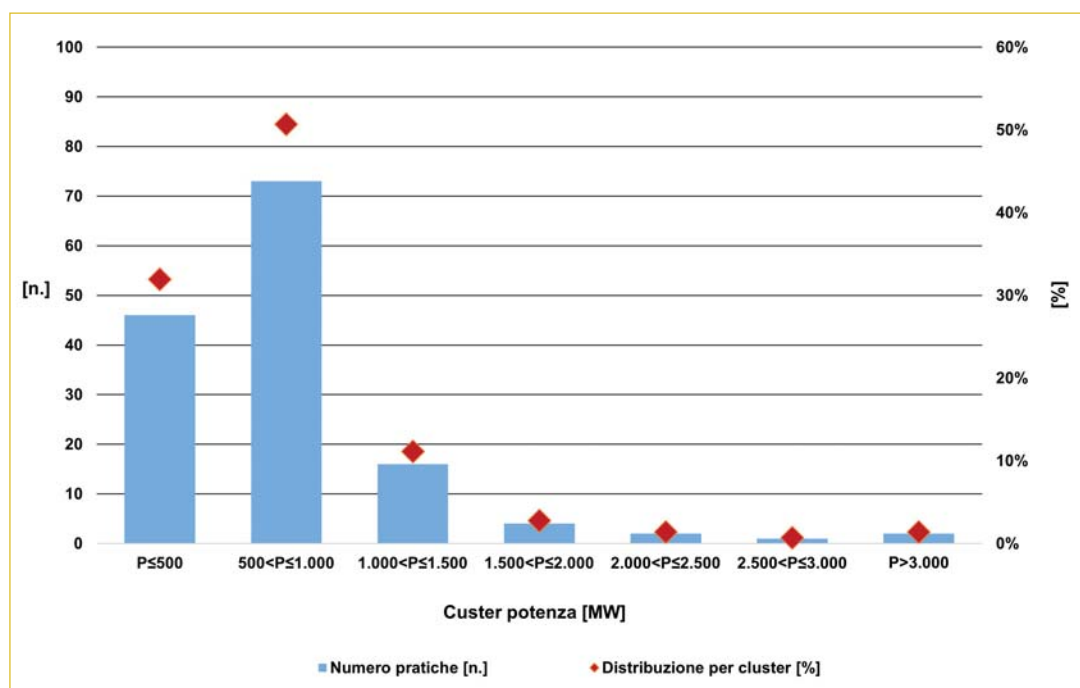


Figura 5 Stato avanzamento delle richieste di connessione per impianti eolici offshore in Italia al 31.01.2023

zioni di connessione razionali e coordinate, in un contesto in rapida evoluzione caratterizzato da elevate incertezze e complessità tecniche.

Le indagini condotte hanno riguardato sia tematiche di *policy* e regolazione, affrontate con i TSO europei che hanno maturato esperienza nella gestione di iniziative offshore, sia tematiche tecnologiche, discusse con i principali fornitori di turbine eoliche, cavi e sottostazioni.

Alla luce degli esiti ricognitivi, è possibile affermare che lo sviluppo delle infrastrutture di rete per l'integrazione della generazione offshore può avvenire secondo due differenti modelli, illustrati in **figura 8**:

□ **Developer Build Model**, in cui lo sviluppo e la gestione delle infrastrutture di trasmissione offshore è a carico dei produttori. Ad esempio, il modello UK prevede che, una volta realizzata, l'infrastruttura sia ceduta a un proprietario di trasmissione offshore che gestisce e mantiene l'asset di trasmissione nel mercato elettrico (*Offshore Transmission Owner - OFTO*).



Figura 6 Distribuzione delle singole iniziative di impianti eolici offshore in Italia al 31.01.2023

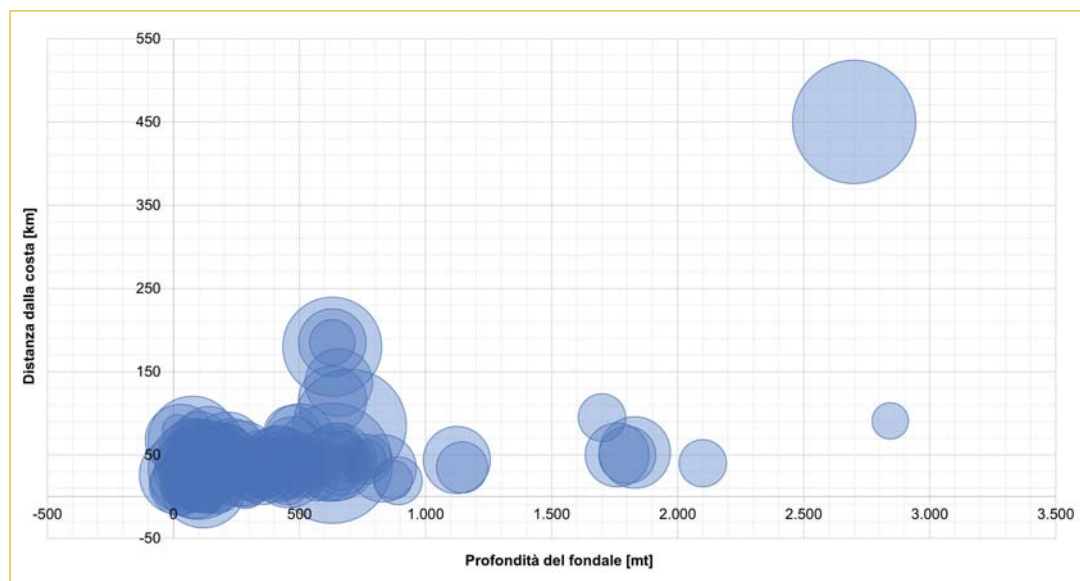


Figura 7 Distribuzione delle richieste di connessione in funzione della potenza nominale (dimensione bolla), distanza dalla costa e profondità del fondale

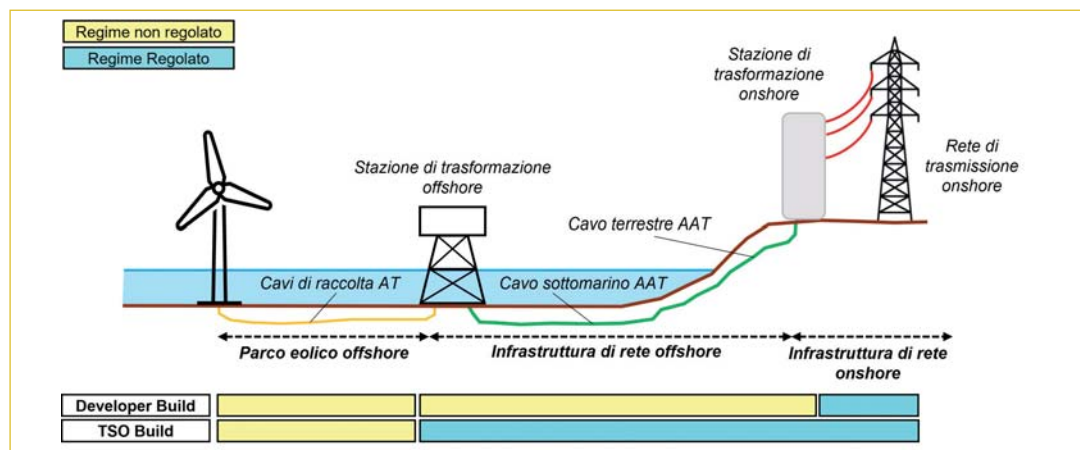


Figura 8 Modelli di sviluppo dell'infrastruttura di rete offshore

L'OFTO viene selezionato tramite una procedura competitiva e riceve, per la gestione dell'infrastruttura offshore, la tariffa determinata in esito alla procedura competitiva che è pagata in parte anche dal produttore;

- **TSO Build Model**, in cui lo sviluppo e la gestione delle infrastrutture di trasmissione offshore è affidata al TSO. I costi delle opere di rete realizzate dal TSO sono a carico della collettività (attraverso l'applicazione di tariffe/imposte). Tale modello è spesso accompagnato dalla definizione e pianificazione centralizzata (a livello istituzionale) delle aree in cui localizzare gli impianti offshore (modello applicato in Francia, Germania, Paesi Bassi Belgio, Danimarca).

Al fine di raccogliere informazioni a 360 gradi, sia sulle tecnologie disponibili sul mercato, sia sulle prospettive di sviluppo e le *best practice*, le indagini hanno coinvolto una moltitudine di esperti: fornitori di turbine e sottostazioni (soluzioni fisse e flottanti), fornitori di cavi, gestori di rete, decisori pubblici e autorità.

Dall'analisi delle caratteristiche dei progetti, realizzati e di prossima realizzazione, fornite dai principali *player* nei mari del Nord, è emerso che:










- per distanze dalla costa inferiori ai 150 km e per potenze inferiori a 1 GW è di norma impiegata la soluzione di connessione in corrente alternata (HVAC); questo schema implica la realizzazione di una stazione di trasformazione offshore per elevare la tensione dal livello adottato per i cavi di raccolta del parco eolico (tipicamente 66 kV) al livello adottato dai cavi di potenza per la trasmissione sulla terraferma (230-400 kV);
- per distanze superiori ai 150 km dalla costa e potenze superiori a 1 GW è di norma adotta-

ta la soluzione di connessione in corrente continua (HVDC); questo schema implica la realizzazione di una stazione di conversione offshore AC/DC.

È però da osservare che la totalità dei progetti analizzati nel *portfolio* di referenze sono localizzati a profondità inferiori ai 100 metri (mediamente 40-50 m) e, pertanto, si riferiscono esclusivamente a soluzioni di connessione *bottom fixed* in cui sia le turbine che le sottostazioni di trasformazione o di conversione sono ancorati al fondale e i cavi sono statici. Queste soluzioni fisse, presentano un'elevata maturità tecnologica.

Al contrario, il Mar Mediterraneo è caratterizzato da batimetrie molto più profonde, che in alcune regioni possono superare i 1000 metri già a distanze contenute dalla costa. Le possibili soluzioni di connessione sono quindi fortemente limitate dalla maturità delle tecnologie oggi disponibili. A tal proposito, le survey hanno evidenziato che:

- per profondità superiori ai 100 m, le soluzioni flottanti già disponibili sul mercato seppur con una limitata esperienza di esercizio, risultano essere le turbine ed i cavi dinamici a 66 kV. Cavi dinamici a tensioni superiori sono infatti già impiegati nel settore *oil & gas*: la piattaforma floating "Gjøa" in Norvegia è ubicata a una profondità di circa 400 m ed è collegata alla terraferma tramite un cavo AC in rame isolato in XLPE a 115 kV misto dinamico (1,5 km) e statico (105 km). Inoltre, sempre in applicazioni *oil & gas*, sono in programma installazioni di cavi dinamici a 132 kV;
- per profondità superiori ai 100 m, le sottostazioni flottanti in corrente alternata potrebbero raggiungere la maturità tecnologica in tempi

Profondità del fondale	Componente				
	Turbine	Cavi di potenza		Stazioni elettriche	
0-100 mt	Soluzioni fisse 	Soluzioni statiche AC 	Soluzioni statiche DC 	Soluzioni fisse AC 	Soluzioni fisse DC 
>100 mt	Soluzioni flottanti 	Soluzioni dinamiche AC 66 kV Soluzioni dinamiche AC 132/150 kV Soluzioni dinamiche AC 230/400 kV	Soluzioni dinamiche HVDC 	Soluzioni flottanti AC 	Soluzioni flottanti DC 

■ Maturità tecnologica elevata, soluzione consolidata

■ Maturità tecnologica moderata, soluzione disponibile sul mercato seppur con limitata esperienza di esercizio

■ Maturità tecnologica molto bassa, soluzione non disponibile sul mercato

Figura 9
Sintesi delle survey tecnologiche condotte

più brevi rispetto alle stazioni di conversione, le quali risultano condizionate dai rischi di malfunzionamento delle valvole dei convertitori dovuti alle oscillazioni associate al moto ondoso a cui sono sottoposte. Lo sviluppo di soluzioni dinamiche per i cavi di trasmissione in HVAC è a uno stadio preliminare, mentre non si hanno a oggi evidenze riguardo allo sviluppo di cavi dinamici HVDC.

In **figura 9** è riportata una sintesi delle evidenze emerse dalle indagini tecnologiche condotte.

Nel corso della ricognizione sono stati approfonditi anche gli aspetti inerenti al Codice di Rete. A livello nazionale, attualmente si applica l'Allegato A.17 [6] che disciplina le condizioni generali di connessione alle reti AT per centrali eoliche. Poiché il documento non è stato appositamente pensato per i parchi di generazione eolica offshore, per questo tipo di impianti si fa riferimento anche a quanto indicato nella normativa tecnica con cui l'Italia ha recepito il codice di rete europeo *Requirements for Generators* - RfG [7].

Schemi di connessione per impianti offshore

Lo schema da adottare per il collegamento al Punto di Connessione sulla terraferma, stabilito dal Gestore di Rete, è scelto dall'utente richiedente la connessione sulla base dei seguenti fattori [8]:

- ❑ potenza nominale dell'impianto e potenza in immissione richiesta, strettamente legata alla disponibilità della fonte primaria e quindi alla producibilità attesa;
- ❑ caratteristiche della porzione di rete su cui l'impianto si inserisce;
- ❑ profondità del fondale marino e distanza dal nodo di connessione onshore, che influenzano anche la scelta tecnologica da perseguire.

I possibili schemi da adottare per la connessione degli impianti eolici offshore alla RTN, definite attraverso le survey descritte nel precedente paragrafo, sono rappresentati in **figura 10** e **figura 11**: si evince che il modello di svilup-

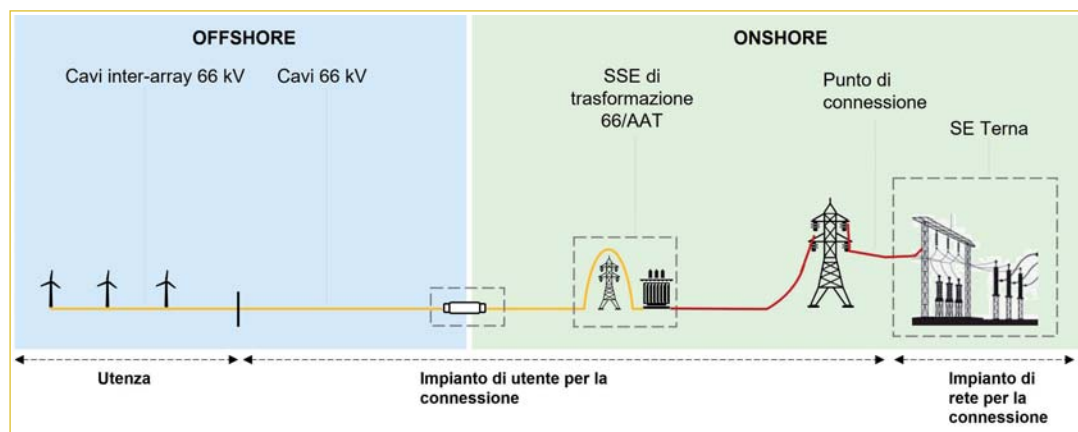


Figura 10
Schema generale di connessione con collegamento a 66 kV diretto del parco eolico a un nodo AAT onshore

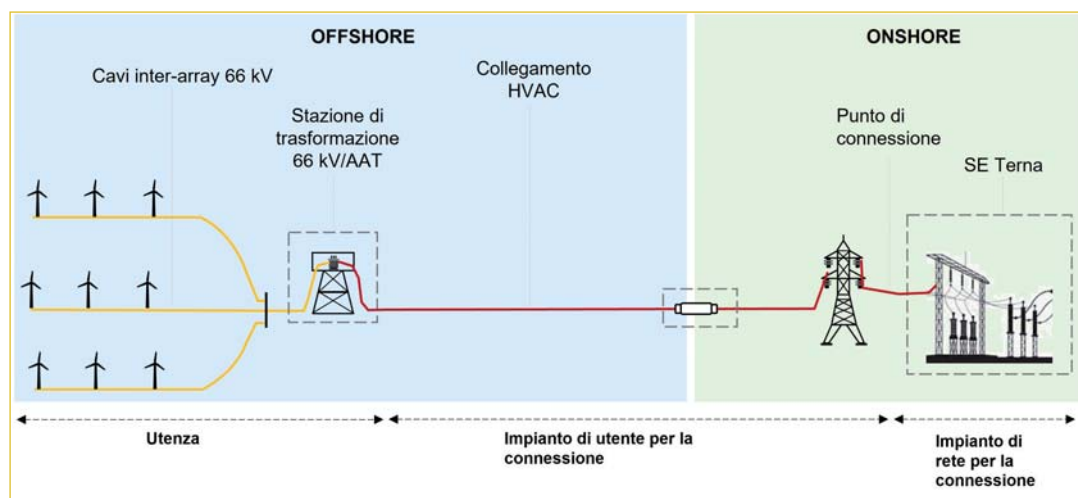


Figura 11
Schema generale di connessione con collegamento di una sottostazione offshore a un nodo AAT onshore

po dell'infrastruttura offshore è di tipo "Developer Build Model".

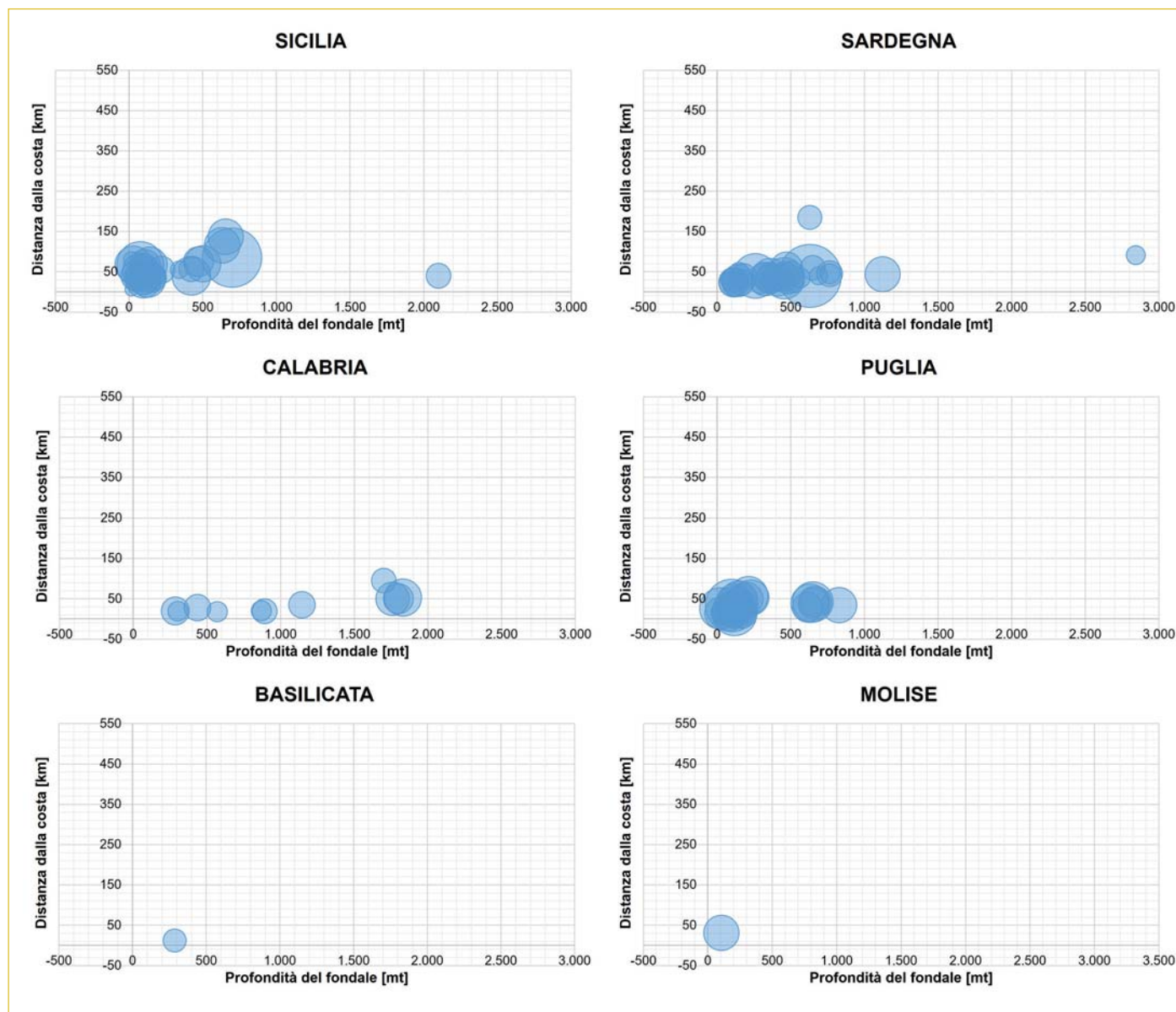
L'opzione in **figura 10** prevede la connessione diretta mediante cavi a 66 kV tra l'impianto di produzione e la sottostazione onshore dove avviene la trasformazione dal livello di tensione impiegato per i cavi *inter-array* (tipicamente 66 kV) al livello di tensione scelto per la connessione, (generalmente in Altissima Tensione). Questo schema di tipo radiale è adatto per iniziative con taglia inferiore a circa 300 MW e una distanza dal nodo di connessione inferiore a 40-60 km.

Lo schema in **figura 11** prevede una sottostazione di trasformazione offshore 66 kV/AAT e un collegamento a 400 kV o 230 kV tra la suddetta sottostazione e il nodo onshore individuato per la connessione. Questa soluzione è più

idonea per impianti di taglia superiore a 300 MW e con una distanza dal punto di connessione maggiore di 40-60 km. Al riguardo, è opportuno precisare che è possibile utilizzare un collegamento HVAC per distanze fino a 120 km, oltre le quali tipicamente si impiega la tecnologia HVDC [9].

Alla luce delle evoluzioni tecnologiche in atto, Terna non esclude di ampliare il numero degli schemi generali di connessione previsti per impianti eolici offshore.

Sulla base delle informazioni preliminari fornite dai proponenti in fase di richiesta STMG (coordinate geografiche dell'impianto di produzione e ipotesi di connessione), per le principali Regioni sono stati ricavati i grafici a bolla rappresentanti in **figura 12**. L'osservazione dei dati evidenzia che:



- la maggior parte delle iniziative caratterizzate da una elevata profondità del fondale, prossima ai 2000 m e in alcuni casi superiore, sono localizzate nelle due isole maggiori e in Calabria;
- gli impianti che si trovano a una distanza dalla costa superiore ai 100 km sono localizzati in prossimità della Sicilia e della Sardegna;
- per alcuni impianti collocati nelle vicinanze delle coste sarde, sono proposte dagli investitori soluzioni di connessione su un nodo di rete nuovo o esistente appartenente alla rete di trasmissione continentale (generalmente nel Lazio o in Toscana);
- tenuto conto delle sole indicazioni fornite dai richiedenti, per 6 iniziative di grossa taglia (potenza complessivamente richiesta in immissione di circa 9 GW) sarà necessario prevedere un collegamento HVDC tra la sottostazione

(SSE) di trasformazione offshore 66 kV/AAT e il punto di connessione onshore. Il numero di collegamenti HVDC e di stazioni di conversione HVAC/HVDC e HVDC/HVAC è vincolato anche alle scelte progettuali dei proponenti; a titolo d'esempio, ipotizzando stazioni di conversione da circa 1 GW, saranno necessarie circa 9 coppie di SSE di conversione.

Metodologia di analisi per l'integrazione della generazione offshore nella RTN

L'integrazione della generazione eolica offshore pone notevoli complessità legate soprattutto alla taglia rilevante delle singole iniziative, all'incertezza sulla loro effettiva concretizzazione

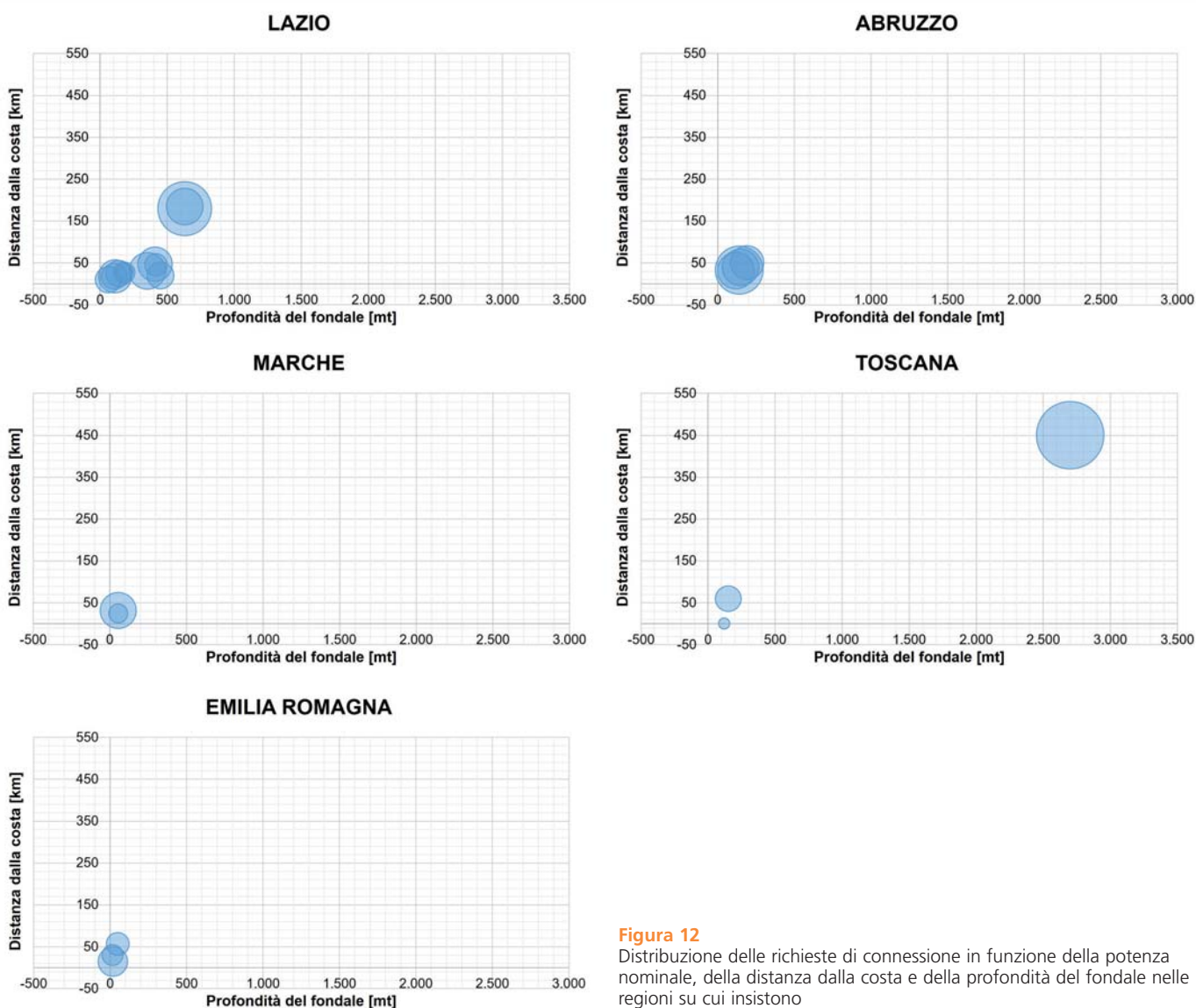


Figura 12 Distribuzione delle richieste di connessione in funzione della potenza nominale, della distanza dalla costa e della profondità del fondale nelle regioni su cui insistono

ne e alla limitata esperienza di Terna sulla connessione e l'esercizio di impianti di questo tipo.

La rapida e continua evoluzione dello scenario energetico e il significativo incremento delle richieste di connessione di impianti FER, sia onshore che offshore, richiedono un approccio strutturato e sinergico nelle valutazioni delle soluzioni di connessione. In questo paragrafo sono illustrate le ipotesi adottate dal Gestore per le analisi alla base della definizione delle soluzioni di connessione.

A. Stima delle producibilità della generazione eolica offshore in Italia

L'assenza di dati statistici ha reso necessario un nuovo approccio per la stima della produzione eolica offshore in Italia.

A partire dalle coordinate geografiche fornite dai produttori al momento della richiesta di connessione, è stato selezionato un set di punti significativi in cui è stata campionata la velocità oraria del vento tramite la piattaforma Vortexfdc [10]; un esempio di campionamento effettuato in Sardegna è rappresentato in **figura 13**.

Combinando i dati del vento con la curva di

densità di potenza di un aerogeneratore di riferimento (es. curva potenza/velocità del vento di una turbina da 12 MW illustrata in **figura 14**), e considerando i rendimenti di conversione disponibili in letteratura, è possibile desumere la potenza generata dalla singola turbina e, quindi, dall'intero parco offshore durante le ore dell'anno. La **figura 15** mostra un esempio di curva cumulata di potenza generata da un insieme di impianti eolici offshore collocati in Sardegna che producono per 8760 ore dell'anno.

Al fine di pianificare un'infrastruttura di rete che soddisfi i criteri di efficienza economica e gli *standard* di sicurezza, si accetta un livello di *overgeneration* (generazione rinnovabile non integrata nel sistema) del 10%, a cui corrisponde una soglia di produzione di picco stimata del 70% della potenza massima. Tale soglia rappresenta un limite ragionevole e cautelativo in presenza di un'elevata incertezza riguardo al tasso di concretizzazione dello scenario energetico, che consente di evitare il rischio di sovradimensionare le opere di sviluppo e le infrastrutture di rete per la connessione. Ricordiamo, poi, che in questa fase non sono tenute in conto le

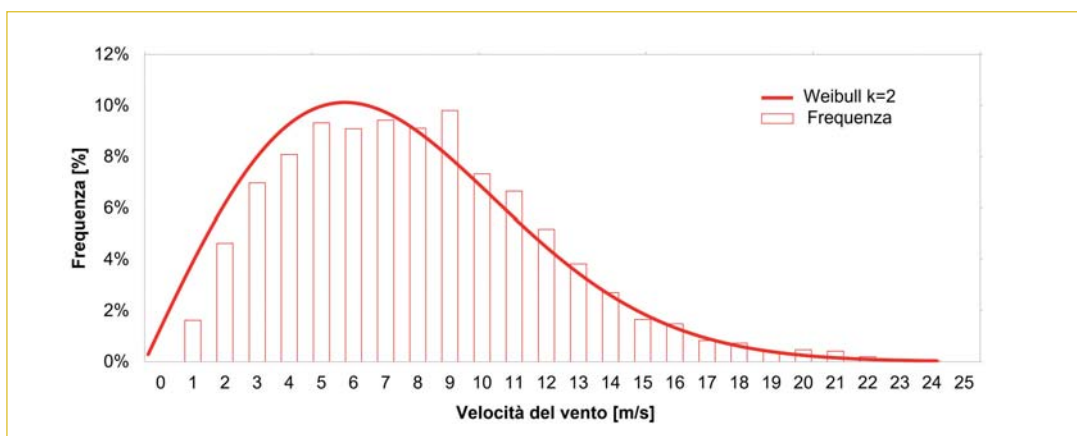


Figura 13
Distribuzione annuale della velocità del vento per un insieme di punti significativi in Sardegna

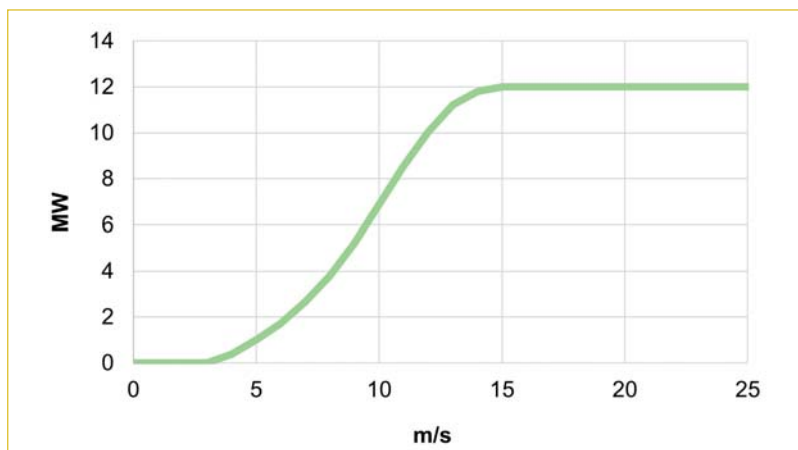


Figura 14
Curva di potenza in funzione della velocità del vento per un tipico aerogeneratore da 12 MW

misure di mitigazione dell'*overgeneration* che hanno a disposizione i produttori quali, ad esempio, i sistemi di accumulo associati all'impianto offshore.

B. Metodologia adottata nelle analisi

I rinforzi di rete necessari a integrare la futura generazione offshore nella RTN sono individuati mediante studi di *load flow* sia a rete integra (condizione N) che a rete non integra (condizione N-1). Lo scenario simulato tiene conto dell'ammontare delle richieste di connessione e della loro distribuzione, dei target previsti dal pacchetto FF55 al 2030 e dei limiti di scambio fra le zone di mercato in funzione delle opere di sviluppo previste [3].

Gli studi di *load flow* sono effettuati con il *tool* impiegato da Terna per le valutazioni in regime statico del Piano di Sviluppo della rete elettrica nazionale; l'applicativo fa ricorso al metodo iterativo di Newton-Raphson per la risoluzione delle equazioni del *load flow* e, nella soluzione di sistemi non lineari, prevede una tolleranza di 0,1 MW per la potenza attiva e 1 MVar per la potenza reattiva.

Al fine di ottimizzare le nuove infrastrutture di rete, e alla luce delle iniziative già presentate al TSO, di gran lunga superiori al target nazionale di + 8,5 GW al 2030, in ciascuna zona di mercato è stato considerato un contingente massimo di FER pari alla somma del fabbisogno zonale e del limite di scambio della zona con le altre zone di mercato adiacenti.

Dal momento che la quasi totalità delle iniziative offshore ha una taglia superiore ai 200 MW, la connessione degli impianti interessa nodi di rete in AAT [5]. Tuttavia, negli studi di lungo termine è necessario considerare anche l'impatto della generazione dei nuovi impianti onshore che insistono sulla rete di subtrasmissione a 150 kV poiché, essendo localizzata in aree del Paese

lontane dai centri di carico, determina un flusso in risalita che impegna la rete di trasmissione AAT. Al fine di tener conto di tutti questi fenomeni, sono stati effettuati studi statistici sulla producibilità degli impianti FER eolici e fotovoltaici e sul fabbisogno regionale per definire uno scenario "critico" per l'integrazione della generazione rinnovabile [11].

In via cautelativa, per le Regioni con il maggior numero di richieste di connessione è stato stimato un valore di producibilità che considera la massima produzione contemporanea della fonte eolica e solare; per la stima della producibilità sono stati usati i valori orari di due anni di serie storiche, opportunamente rettificati considerando le evoluzioni tecnologiche già maturate e attese nel prossimo futuro.

In **figura 16** sono rappresentati i risultati ottenuti per le Regioni che presentano il maggior numero di richieste di connessione.

Dall'analisi svolta, seppur limitata da una storia di dati ancora abbastanza ridotta, è emerso che:

- in media si verifica una producibilità contemporanea delle due fonti maggiore del 40% per una percentuale di ore annue compresa tra l'1% e il 5%;
- i valori di massima producibilità registrati per le due fonti sono pari al 65% per il fotovoltaico e il 75% per l'eolico onshore. Tali percentuali sono state impiegate per modellizzare la rete di subtrasmissione e i flussi in risalita dalla rete a 150 kV verso la rete di trasmissione a 230 kV-400 kV.

Infine, utilizzando le serie storiche del fabbisogno, è stato possibile definire il valor medio di carico atteso in ciascuna regione nelle ore di massima producibilità contemporanea solare ed eolica.

Gli studi in regime statico consentono, da un lato, di scegliere il nodo di connessione e, dall'altro lato, di individuare le opere di rete ne-

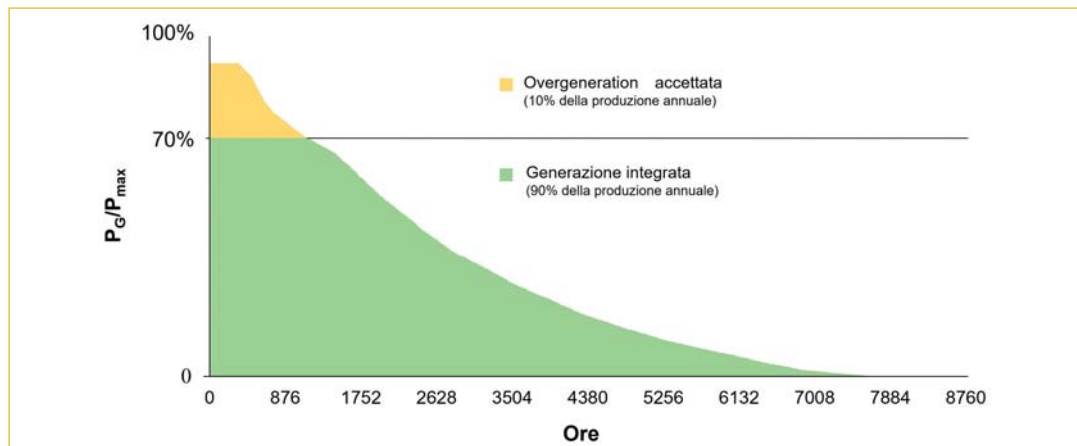
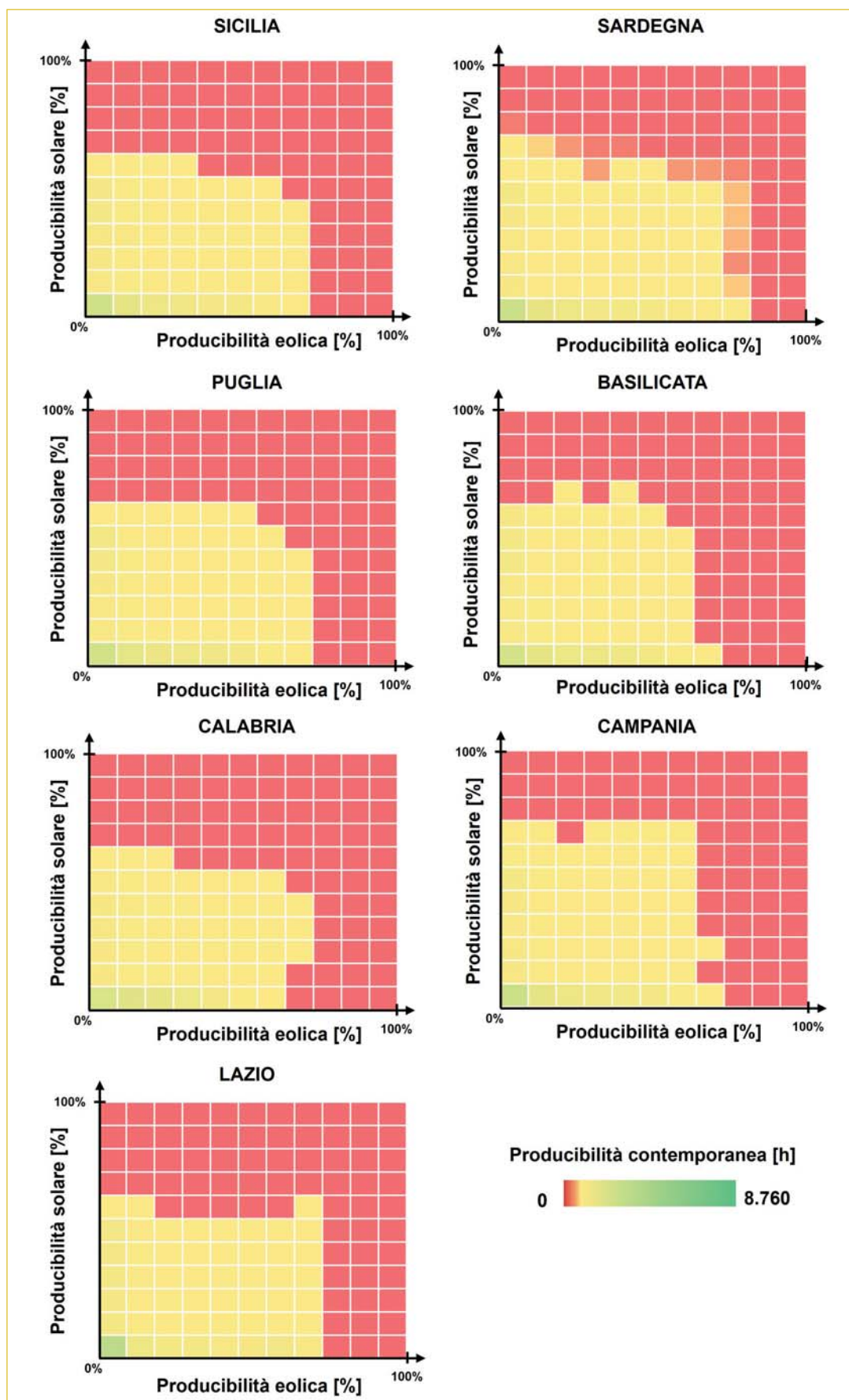


Figura 15
Soglia di overgeneration accettata per la valutazione della producibilità.

Figura 16
Risultati analisi statistica sulla massima produttività fotovoltaica ed eolica per regione



cessarie per eliminare le congestioni e il rischio di limitazioni permanenti alla produzione nel nodo di connessione.

Le soluzioni di connessione (e le relative opere connesse) e gli interventi di sviluppo previsti consentono di integrare un contingente di nuova generazione FER in linea con lo scenario di policy; tuttavia, sarà necessario un continuo monitoraggio dell'avanzamento delle iniziative offshore e onshore al fine di intercettare tempestivamente le ulteriori opere necessarie a integrare una capacità rinnovabile e un mix tecnologico significativamente diverso dai target previsti nello scenario di riferimento.

C. Criteri per la definizione delle soluzioni di connessione

Per la definizione del nodo di connessione e delle opere connesse a ciascuna iniziativa offshore è necessario considerare alcuni elementi essenziali per la sicurezza e l'efficienza del sistema elettrico.

In particolare, nella scelta del nodo di connessione si tiene conto di:

- **Localizzazione geografica dell'iniziativa:** per garantire l'economicità delle opere di connessione associate, si individuano nodi di connessione all'interno della porzione di rete rilevante più prossima all'iniziativa. Tuttavia, il Gestore considera, laddove possibile, anche eventuali preferenze espresse dai produttori in sede di richiesta di connessione (es. connessione su un nodo continentale di un'iniziativa al largo delle coste delle Isole Maggiori);
- **Potenza massima accoglibile su un singolo nodo AAT:** tenuto conto dei limiti delle tecnologie di stazione [12], al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico, la massima potenza accoglibile su un singolo nodo AAT non può superare i 3 GW (valore corrispondente all'incidente europeo di riferimento per l'area sincrona [13]);
- **Potenza di corto circuito associata al nodo di connessione (P_{cc}):** date le rilevanti potenze in gioco, è necessario prevedere la connessione su un nodo di rete magliato, in gra-

do di fornire una risposta robusta al disservizio più gravoso (perdita dell'elemento di rete che fornisce il maggior contributo al guasto). La P_{cc} è strettamente legata alle caratteristiche topologiche della rete e alla capacità termoelettrica in servizio nell'area. La progressiva sostituzione della generazione tradizionale rotante con generazione rinnovabile, interfacciata alla rete tramite convertitori statici, rende la valutazione di questo indicatore particolarmente importante;

- **Numero di stalli assegnati alla singola iniziativa:** essendo gli impianti offshore connessi alla rete AAT, il numero di stalli assegnati è vincolato dalle esigenze stimate di fabbisogno di riserva a salire da approvvigionare nella zona di appartenenza in uno scenario previsionale ad alta penetrazione rinnovabile. Pertanto, la potenza connessa alla RTN viene suddivisa sugli stalli di stazione onshore in modo tale da non superare la soglia di riferimento per l'area in esame. Si comprende, quindi, come in presenza di taglie rilevanti sia necessario prevedere una suddivisione del parco di produzione in blocchi di potenza distinti.

Per la definizione dei rinforzi necessari a "decongestionare" il nodo di connessione si considerano alcuni criteri inerenti alla magliatura della rete e al fabbisogno della zona su cui insistono le richieste. Naturalmente, le opere necessarie per la connessione di grandi impianti eolici offshore a porzioni di rete AAT poco sviluppate e/o caratterizzate da un basso valore di fabbisogno (nelle quali è necessario evacuare la generazione rinnovabile al nodo), saranno più consistenti rispetto al caso in cui l'impianto insiste su una porzione di rete robusta e con un fabbisogno sostenuto.

Risultati

Nella **tabella 1** si riportano i risultati - in termini di numero di soluzioni di connessione elaborate e tipologia di opere connesse funzionali al decongestionamento del nodo di connessione individuato - ottenuti adottando i criteri e la metodologia descritti nei precedenti paragrafi.

Tabella 1 Opere connesse alle soluzioni di connessione emesse per gli impianti eolici offshore al 31.01.2023

ELEMENTO DI RETE	TIPOLOGIA	N°
Stazione	Nuova	27
	Esistente	20
Elettrodotto	Nuovo	10
	Raccordi	8
	Potenziamenti	2

Le tipologie di opere connesse possono essere le seguenti:

- ❑ **Nuova stazione elettrica:** connessione su stallo/i di una nuova stazione RTN;
- ❑ **Stazione elettrica esistente:** connessione su stallo/i di una stazione RTN esistente o da ampliare;
- ❑ **Nuovo elettrodotto AAT:** realizzazione di un nuovo elettrodotto AAT (400-230 kV) funzionale al decongestionamento del nodo di connessione;
- ❑ **Raccordi AAT:** realizzazione di nuovi raccordi AAT di stazioni nuove o esistenti per assicurare un adeguato livello di magliatura della porzione di rete interessata;
- ❑ **Potenziamento elettrodotti esistenti:** potenziamento (mediante cambio conduttori o rimozione limitazioni) o riclassamento dell'elettrodotto a un livello di tensione superiore.

Conclusioni

In questo articolo sono presentate le linee guida per la connessione degli impianti eolici offshore alla RTN utilizzate dal Gestore di Rete.

Il documento fotografa lo stato delle richieste di connessione di impianti eolici offshore in Italia al 31 gennaio 2023 e descrive il processo di connessione previsto per queste iniziative.

Le indagini sulle tecnologie mature condotte a livello internazionale hanno consentito di individuare due schemi di connessione che Terna propone ai richiedenti tenendo in considerazione i seguenti fattori: potenza nominale dell'impianto e potenza in immissione richiesta, profondità del fondale marino e distanza dal nodo di connessione onshore, caratteristiche della porzione di rete su cui l'impianto si inserisce.

È inoltre stata illustrata la metodologia usata per l'integrazione della generazione eolica offshore negli scenari energetici futuri e i criteri adottati per la definizione del nodo di connessione e dei rinforzi di rete associati.

Infine, sono stati presentati i risultati, in termini di numero e tipologia di opere connesse, delle analisi di pianificazione condotte per individuare le soluzioni di connessione per gli impianti eolici offshore finora proposti dagli investitori.

bibliografia

- [1] **International Energy Agency - IEA:** *World Energy Outlook 2022*
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf>
- [2] **Italian Ministry of Infrastructures and Economic Development:** *Italian National Energy and Climate Package*
https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Proposta_di_Piano_Nazionale_Integrato_per_Energia_e_il_Clima_Italiano.pdf
- [3] **Terna S.p.A., Snam S.p.A.:** *Documento di descrizione degli scenari 2022*. In Italian
https://download.terna.it/terna/Documento_Descrizione_Scenari_2022_8da74044f6ee28d.pdf
- [4] **Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente - ARERA:** *Delibera 24 Luglio 2008 ARG/elt 99/08*
<https://www.arera.it/allegati/docs/08/099-08argallnew.pdf>
- [5] **Terna S.p.A.:** *Allegato A.2 al Codice di Rete*, Guida agli schemi di connessione
https://download.terna.it/terna/Allegato%20A.2%20CdR%20_8d993e7a32c1fe8.pdf
- [6] **Terna S.p.A.:** *Codice di Rete Nazionale, Allegato A.17, Condizioni generali di connessione alle reti AT - Sistemi di protezione regolazione e controllo* - https://download.terna.it/terna/Allegato_A.17_mark_up_8da39b1138f6e06.pdf
- [7] **Terna S.p.A.:** *Recepimento Regolamento UE 2016/631* - <https://download.terna.it/terna/0000/1151/51.PDF>
- [8] **E. M. Carlini, C. Gadaleta, M. Migliori, A. Conserva, D. Monno and S. Moroni:** *Integration of Wind Offshore Generation into the Italian Transmission Network: connection solutions and case study, AEIT International Annual Conference - AEIT, Rome, Italy, 2022*, pp. 1-6, doi: 10.23919/AEIT56783.2022.9951840.
- [9] **F. Palone, M. Schembari, S. Lauria, M. Maccioni, Marco:** *Very long distance connection of gigawattsize offshore wind farms: Extra high-voltage AC versus high-voltage DC cost comparison. IET Renewable Power Generation. 10. 2016, 713-720. 10.1049/iet-rpg.2015.0348.*
- [10] **Vortex FdC platform** - <https://vortexfdc.com>
- [11] **E.M. Carlini, A. De Cesare, C. Gadaleta, C. Giordano, M. Migliori, G. Forte:** *Assessment of Renewable Acceptance by Electric Network Development Exploiting Operation Islands. Energies 2022, 15, 5564* - <https://doi.org/10.3390/en15155564>.
- [12] **Terna S.p.A.:** *Allegato A.3 al Codice di Rete Requisiti e caratteristiche di riferimento di stazioni e linee elettriche della RTN*
<https://download.terna.it/terna/0000/0105/20.pdf>
- [13] *Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe, ENTSO-E WG SPD, Brussels, Belgium, Mar. 2016.*