

Il ruolo del Capacity Market nella transizione energetica

Memoria Elettività Futura sull’Affare assegnato n. 397 sulla razionalizzazione, la trasparenza e la struttura di costo del mercato elettrico e sugli effetti in bolletta in capo agli utenti

10/3/2021

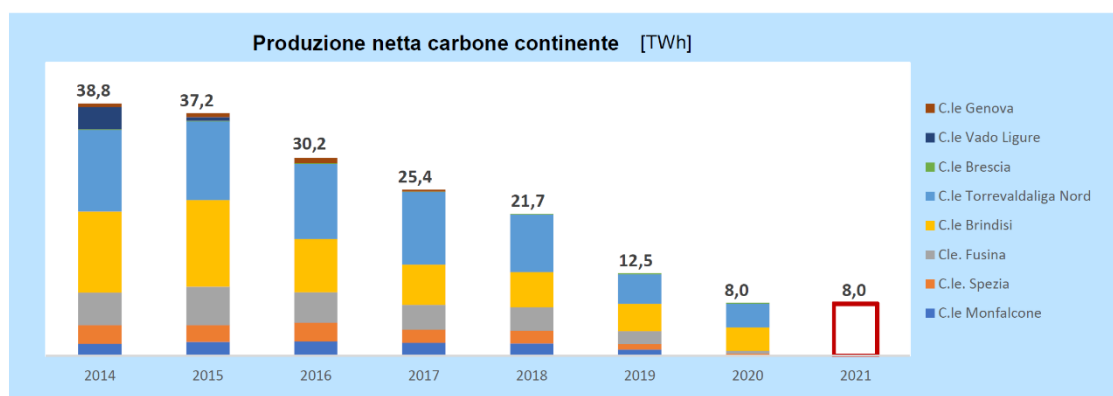
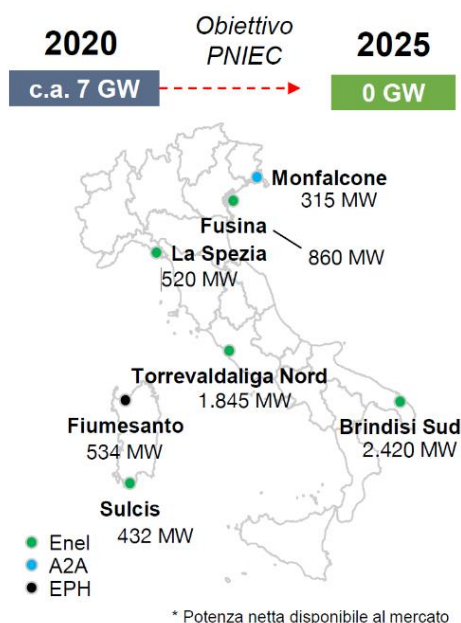


Contesto di riferimento

Le evoluzioni attese dello scenario energetico al 2030 secondo PNIEC e Green New Deal

	PNIEC	Green New Deal
Quota FER consumi elettricità	55%	70%
Capacità produzione aggiuntiva	+40 GW	+65 GW
Target energia prodotta	187 TWh	240 TWh
Phase out carbone	- 7,2 GW entro il 2025 ¹	

Il Phase out del carbone



¹ Quantificazione e rappresentazione grafica degli impianti a carbone attivi a oggi in Italia fornita da Terna nella propria audizione sull’Affare n. 397 del 2 febbraio 2021, diversa e aggiornata rispetto al dato presente nel PNIEC (7,9 GW)

- A oggi, rimangono circa 7,2 GW² di capacità di generazione da carbone da dismettere entro il 2025
- Autorizzata la dismissione di alcuni primi gruppi di generazione (Genova, 1 GR Brindisi, Bastardo)
- La capacità degli impianti a carbone che saranno dismessi entro il 2025 dovrà essere coperta da nuova capacità di generazione aggiuntiva per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico

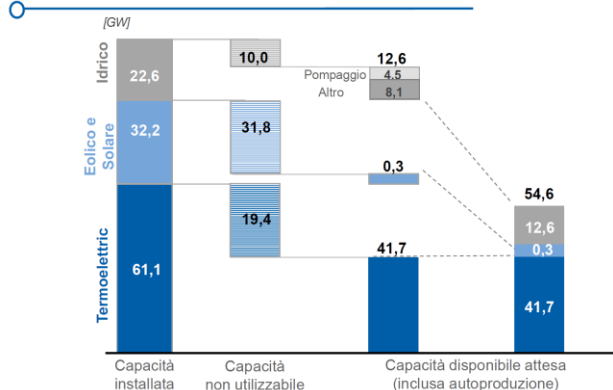
Il potenziamento necessario delle infrastrutture di rete

Complementarmente alla nuova capacità di generazione saranno realizzati diversi interventi infrastrutturali di sviluppo della RTN, tra cui il Tyrrhenian Link, il Sa.Coi.I. 3, la nuova dorsale adriatica e, come previsto dal PdS RTN 2020 di Terna, l'installazione di circa 4500 MVAR di nuovi compensatori sincroni nelle zone Sud, Centro e Sardegna. Stando a quanto previsto dal TSO, il Tyrrhenian Link, fondamentale per la decarbonizzazione e l'elettrificazione della Sardegna, dovrebbe entrare in esercizio solo a partire dal 2025 con un primo "modulo", il collegamento da 500 MW Campania-Sicilia, mentre il collegamento con la Sardegna dovrebbe essere completato dal 2026. Il raddoppio della capacità di trasporto a 1000 MW dovrebbe avvenire nel 2027-28. Tutto questo a patto che l'intervento venga autorizzato il prima possibile e che non ci siano ulteriori ritardi rispetto alla tabella di marcia stimata da Terna nel PdS RTN 2020. Di fatto, il Tyrrhenian Link entrerebbe completamente in esercizio ben oltre il 2025, anno indicato dal PNIEC per la conclusione del processo di phase-out degli impianti a carbone nel parco di generazione elettrico italiano.

² *Ibidem*

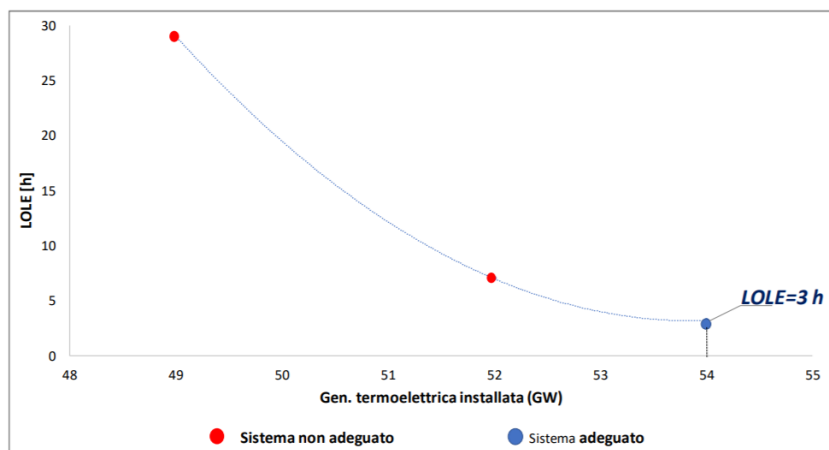
Adeguatezza del sistema elettrico

CAPACITÀ DISPONIBILE ATTESA – INVERNO 2021¹



Winter outlook 2021	Cold Wave Average RES ²	Cold Wave Low RES ³
Capacità installata	115,9	
Capacità in esercizio	113,7	
Capacità disponibile	56,6	54,6
Fabbisogno	52,9	52,9
Riserva Operativa	4,0	4,0
Margini senza Import	- 0,3	- 2,3
Import considerato	5,6	5,6
Margine atteso	5,3	3,3

- **LOLE** (Loss Of Load Expectation): principale indicatore per valutare l'adeguatezza di un sistema elettrico, calcolato in termini di ore all'anno in cui è probabile un distacco del carico. Un sistema elettrico si considera adeguato quando non ci sono più di 3 ore di LOLE in un anno
- Nel parco di generazione elettrica italiano, la capacità mediamente disponibile è notevolmente inferiore a quella installata a causa della variabilità della generazione da FER, vincoli tecnici (banda di riserva primaria da mantenere disponibile per il bilanciamento rapido del sistema) ed ambientali (temperatura), limitazioni autorizzative o indisponibilità di lunga durata (avarie o manutenzioni).
- La chiusura di impianti termici tradizionali e complessivamente obsoleti ha determinato una sensibile riduzione del margine di adeguatezza. Con la progressiva crescita della quota di generazione da FER per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030, si riducono le ore di funzionamento degli impianti termoelettrici che in assenza di meccanismi di remunerazione della capacità verrebbero dismessi dai produttori, in quanto non più sostenibili economicamente. Nella sua recente [audizione](#) sull'Affare n. 397 sulla razionalizzazione, la trasparenza e la struttura di costo del mercato elettrico e sugli effetti in bolletta in capo agli utenti, Terna indica che, in caso di condizioni climatiche estreme e in assenza di import, già nel brevissimo termine il sistema elettrico italiano rischierà di non rispettare il requisito di adeguatezza prima citato.
- **Rapporto Terna Adeguatezza Italia (2019)**: in un orizzonte di medio-lungo termine (2025-2030), il sistema elettrico italiano necessita di una capacità di generazione termoelettrica di almeno 54-55 GW per rispettare il criterio di adeguatezza di 3 ore max di LOLE. Ciò si traduce nel bisogno per il sistema elettrico italiano di interventi strategici volti a promuovere la realizzazione di nuova capacità in sostituzione di quella prevista in dismissione (in primis la generazione a carbone) e per mantenere in piena efficienza quella esistente, sempre più destinata ad avere un ruolo di backup e sempre meno a coprire il carico di base



- **Mid-term Adequacy Forecast (MAF) 2020** di ENTSO-E: per l'anno **2025** il MAF 2020 prevede un valore di **LOLE** per l'Italia pari a **50,56³ ore/anno**, decisamente più alto delle 3 ore/anno di un sistema elettrico adeguato. Questo è dovuto al valore di LOLE molto elevato per l'area Sardegna, pari a 57,63 ore/anno, determinato proprio dal phase-out degli impianti a carbone nell'isola.

IT00 ⁸	50.56 ⁹	22.32	111.11	86.71	0.58	-	2.51	1.16
ITCA	-	-	-	-	-	-	-	-
ITCN	0.06	-	0.19	-	0.02	-	0.10	-
ITCS	-	-	-	-	-	-	-	-
ITN1	0.00	-	0.02	-	0.02	-	0.10	-
ITS1	-	-	-	-	-	-	-	-
ITSA	57.63	45.38	71.60	140.25	0.54	-	2.51	1.16
ITSI	0.00	-	0.01	-	-	-	-	-

- Come illustrato da Terna nella sua audizione, gli standard di adeguatezza (*Reliability Standard*, RS, fondamentale per la costruzione delle curve di domanda) per le nuove aste del Capacity Market saranno definiti secondo la [Metodologia](#) definita da ACER a livello Europeo e recepita a livello nazionale con la Delibera 507/2020/R/eel che definisce come stimare il VOLL (costo economico legato all'energia non fornita), CONE (costo annuo legato alla realizzazione di nuova capacità) e LOLE. La Delibera stabilisce inoltre che Terna elabori, entro il 3 maggio 2021 (previa consultazione pubblica) e utilizzando la metodologia definita da ACER, uno studio sullo standard di adeguatezza al fine di contribuire a creare le condizioni per proseguire lo svolgimento delle diverse fasi del Capacity Market.

³https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF_2020_Appendix_1_Input_Data_Detailed_Results.pdf

Mercato della Capacità

- La produzione di elettricità basata sulle FER comporterà un utilizzo degli impianti di generazione elettrica convenzionali molto differente rispetto al passato. Tali impianti svolgeranno un servizio di compensazione della fluttuazione della produzione di elettricità derivante da impianti eolici e fotovoltaici, per loro natura non programmabili. Sarà pertanto richiesto agli impianti convenzionali un funzionamento con frequenti modulazioni del carico fino a completi spegnimenti e riaccensioni. Ciò porterà a un progressivo peggioramento dei fattori di utilizzo – in termini di ore annue equivalenti di funzionamento al massimo carico – e della sostenibilità economica dei citati impianti di produzione convenzionali, anche se ad alta efficienza e limitato impatto ambientale
- Nei mercati *energy-only* basati su prezzi spot come quello italiano l'incremento della generazione da FER, caratterizzata da costi variabili molto bassi, incide sul prezzo orario formatosi sul mercato, rendendolo inadeguato a fornire segnali di medio-lungo termine sufficientemente affidabili da indirizzare le decisioni di investimento/disinvestimento in impianti convenzionali potenzialmente necessari al sistema.
- I rimanenti 8 GW ca. di generazione a carbone per cui è previsto il totale *phase-out* entro il 2025, dei quali circa 7 GW sono effettivamente oggi in esercizio, dovranno essere sostituiti con nuova capacità di generazione
- Per poter garantire la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico italiano, la **presenza di capacità di generazione a gas esistente e nuova servirà - insieme allo stoccaggio di energia - per garantire la flessibilità richiesta dal sistema elettrico nei prossimi anni**, compensando la crescita della produzione da FER non programmabili, fornendo un backup alla variabilità di produzione di queste risorse, e garantendo livelli adeguati di sicurezza e adeguatezza del sistema, utili a mantenere il valore di LOLE entro il target di 3h max/anno
- In questo scenario, **il mercato della capacità fornisce i segnali di prezzo di lungo termine necessari al sistema e agli operatori ai fini sia del mantenimento in esercizio degli impianti esistenti più efficienti che della realizzazione di nuova capacità di generazione** senza la quale una corretta transizione a un sistema energetico caratterizzato da una quota sempre maggiore di impianti a FER non programmabili non sarebbe possibile
- **Considerate le loro caratteristiche tecniche** (capacità di rispondere in tempi rapidi e per periodi di tempo prolungati ad ampie escursioni del carico elettrico), **gli impianti**

termoelettrici flessibili a gas ad alta efficienza rappresentano, nell'immediato, la tecnologia principale per assicurare, oltre che l'adeguatezza, anche la stabilità richiesta dal sistema. Impianti che, per poter accedere al meccanismo, devono rispettare gli Emission Performance Standards (EPS), ossia limiti emissivi di CO₂ per attestarne l'efficienza e l'impatto ambientale limitato

- Nel **novembre 2019** si sono tenute le **due aste madri relative ai periodi di consegna 2022 e 2023**, che hanno visto assegnare tutta la capacità di produzione (~41 GW al 2022, ~45 GW al 2023) con il premio massimo (75.000 €/MW/anno per la capacità nuova e 33.000 €/MW/anno per quella esistente). Nelle due aste sono risultati assegnatari circa 5,7 GW di capacità nuova, con periodo di consegna di 15 anni, cioè fino al 2037-2038
- Con la capacità messa all'asta è stato **approvvigionato principalmente il fabbisogno nelle aree del continente** (Nord, Centro-Nord, Centro-Sud, Calabria) e **Sicilia**. Della capacità assegnata, circa **5,8 GW** sono **capacità nuova** e **2,3 GW** da **FER non programmabili**
- Lo scorso 4 febbraio il MiSE ha pubblicato il "Piano di implementazione" italiano delle modifiche richieste dal Regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica, definito a valle di una consultazione svolta nell'agosto 2020⁴. Nel Piano il MiSE risponde alla Commissione UE, confermando che il Capacity Market è stato disegnato e implementato nel rispetto dei criteri e delle condizioni del Regolamento UE 943/2019 e delle Decisioni della Commissione stessa sulla conformità del meccanismo all'art. 107 del TFUE. Inoltre, indica come il Capacity Market sia uno strumento indispensabile per garantire l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico italiano, facilitare l'integrazione delle FER non programmabili nel parco di generazione, permettere il completamento del percorso di phase-out del carbone e per fornire agli operatori segnali di prezzo di lungo periodo per gli investimenti.

Prospettive future e azioni necessarie

I prossimi **obiettivi e le sfide per il Capacity Market** necessari affinché possa assolvere appieno la sua funzione sono principalmente 4:

- **Risolvere le difficoltà autorizzative riscontrate da diversi titolari di nuovi impianti risultati assegnatari di capacità nuova alle aste per gli anni di consegna 2022/23** che, come noto, rischiano la risoluzione del contratto da parte di Terna nel caso in cui non

⁴ <https://www.mise.gov.it/index.php/it/213-normativa/notifiche-e-avvisi/2041993-mercato-elettrico-piano-di-implementazione-di-cui-all-articolo-20-del-regolamento-ue-943-2019>

ottengano i titoli autorizzativi entro il 30 giugno 2021. La risoluzione dei contratti comporterebbe inevitabilmente un ritardo nel processo di sostituzione della capacità a carbone e, più in generale, del processo di decarbonizzazione. In linea generale, è assolutamente prioritario intervenire sul problema del *permitting* in Italia, che impedisce lo sviluppo sia della generazione rinnovabile che della capacità – di qualunque tecnologia o fonte – necessaria a mantenere il sistema elettrico in condizioni di sicurezza e adeguatezza. È poi importante segnalare che senza il problema del *permitting* sarebbe possibile ottenere un risparmio di oltre 200 mln€/anno sui costi del Capacity market⁵. Data l'impossibilità per gli operatori di ottenere le autorizzazioni impiantistiche in tempo utile per poter fornire la capacità nei due anni di consegna 2022 e 2023, in entrambe le aste non è stato possibile completare il contingente a disposizione e quindi gli operatori hanno ottenuto il valore massimo previsto per il premio annuo (75.000 €/MW/anno per la capacità nuova, 33.000 €/MW/anno per quella esistente). Un processo più rapido di rilascio delle autorizzazioni consentirebbe una partecipazione più ampia alle procedure e, di conseguenza, un abbassamento del valore massimo di assegnazione della capacità.

- **Garantire visibilità e certezza sull'organizzazione delle aste madri e sulle successive aste di aggiustamento (e sessioni del mercato secondario) per tutto il periodo decennale in cui il meccanismo ha ottenuto l'approvazione della Commissione Europea ai sensi della disciplina degli Aiuti di Stato. Ciò a partire da una rapida definizione della Disciplina e le Disposizioni tecniche di funzionamento per poter poi svolgere le aste per gli anni di consegna 2024 e 2025**, al fine di garantire il completamento del percorso di decommissioning degli impianti a carbone entro il 2025. È necessaria quindi una tempestiva pubblicazione da parte di Terna della disciplina aggiornata, per concedere agli operatori un periodo di consultazione adeguato a effettuare un'analisi appropriata delle modifiche proposte e valutarne i relativi impatti. Il timing delle aste per il 2024 potrà essere definito in modo tale da consentire una visione il più possibile consolidata del quantitativo di capacità a disposizione del sistema, ma non dovrà comunque pregiudicare il riconoscimento del premio per l'intero anno solare 2024 per la capacità nuova ed esistente. Riteniamo quindi che tali aste debbano avvenire entro la fine del 2021 (al più a inizio 2022). In ogni caso, sarà importante stabilizzare l'implementazione del meccanismo anche per gli anni di consegna successivi.
- **Consentire una più ampia partecipazione alle prossime aste di FER non programmabili, sistemi di accumulo e domanda (UC)**. Oltre al termoelettrico, la capacità

⁵ Valutazioni tratte dal Position Paper Confindustria "Il costo dell'inefficienza delle procedure autorizzative per la transizione energetica e la sostenibilità", del febbraio 2021

di produzione può e deve essere fornita anche da altre risorse, nel rispetto della capacità di ognuna di partecipare all'adeguatezza del sistema elettrico (fattori de-rating). Rispetto alle Discipline per le fasi di prima e piena attuazione per gli anni di consegna 2022-23, Terna dovrà prevedere requisiti di partecipazione appropriati, idonei a consentire una maggiore partecipazione di unità non programmabili, storage e UC, unitamente ad un sistema di penali che sia coerente con la capacità di ogni singola risorsa di gestire l'obbligazione assunta (MGP come prezzo di riferimento per non abilitate). Ad esempio, per quanto riguarda la domanda attiva, sarebbe necessario prevedere la possibilità di partecipazione degli aggregatori esclusi nelle aste 2022/2023. Inoltre, sarebbe opportuno procedere all'efficientamento dei mercati successivi all'asta madre (aggiustamento e secondario). Tutto ciò, tutelando comunque gli impianti esistenti più efficienti e i nuovi entranti, tenendo in debita considerazione gli investimenti già effettuati al fine di contenere la spesa per il sistema

- **Incrementare la flessibilità (prevedendo sessioni più frequenti e più vicine al tempo reale) e la liquidità delle sessioni di mercato a valle delle aste madri, in particolare del mercato secondario**, al fine di garantire a Terna e al sistema elettrico in generale:
 - una **maggiore sicurezza** di avere sufficiente capacità per mantenere il sistema in condizioni di adeguatezza
 - una **massimizzazione della capacità soggetta agli obblighi del Capacity Market** senza incrementare il costo per il sistema

Rischi dell'inadeguatezza del sistema - Il caso del Texas

Un ottimo esempio per evidenziare l'importanza dell'adeguatezza di un sistema elettrico è rappresentato da quanto successo a febbraio nello stato del Texas, negli U.S.A.. A metà febbraio scorso, a causa di condizioni meteo estreme (sebbene fossero state previste in anticipo) e temperature che hanno toccato anche un minimo di -19° in un'area caratterizzata da temperature invernali miti, il sistema energetico texano è andato in piena crisi lasciando circa 4 milioni di cittadini senza energia e acqua potabile anche per giorni interi. Inoltre, a causa di un mercato elettrico wholesale e retail molto deregolamentati e caratterizzati dall'assenza di un regolatore forte, molti cittadini riceveranno bollette di importi elevatissimi e molti operatori di mercato non potranno che dichiarare fallimento.

Le cause che hanno portato a questa situazione sono molteplici e, nonostante il sistema energetico UE abbia fatto numerosi passi avanti nel definire misure ad hoc per ridurre i rischi alla sicurezza energetica e per valutare i livelli di adeguatezza dei diversi Stati membri, quanto

successo in Texas deve servire sia da insegnamento che da monito per le istituzioni e gli operatori europei:

- Alta percentuale di immobili residenziali dotati di sistemi di riscaldamento elettrici e di un basso livello di isolamento termico
- Assenza di obblighi tecnici per permettere che gli impianti di generazione e alle infrastrutture siano in grado di sopportare temperature rigide (*winterization*), in un'ottica di riduzione di costi
- “Isolamento” e scarsa interconnessione della rete di trasporto texana da quella delle altre 2 principali macro-aree in cui sono divisi gli U.S.A. (est e ovest). Isolamento inacerbato dal fatto che la stessa non è sottoposta alla giurisdizione federale tramite la Federal Energy Regulatory Commission
- Design dei mercati gas, illiquido e privo di meccanismi chiari e trasparenti per la formazione dei prezzi, ed elettrico, di tipo energy-only, privo di un meccanismo per garantire l'adeguatezza del sistema nel lungo periodo (come il Capacity Market) e con margini di riserva estremamente contenuti (anche in questo caso per minimizzare i costi su sistema, industria e consumatori), che li ha resi del tutto inidonei a gestire una situazione emergenziale come quella verificatasi a febbraio.

Il calo delle temperature ha portato i cittadini a utilizzare al massimo i sistemi di riscaldamento elettrici, causando un picco elevato di domanda di elettricità. Al contempo, il freddo rigido ha spinto le infrastrutture di estrazione di gas e di trasporto ad andare fuori linea. La mancanza di gas, sommata anche alla diminuzione della produzione delle altre tecnologie (nucleare, carbone, eolico) ha portato a un crollo dell'offerta di elettricità. L'Electric Reliability Council of Texas, ERCOT, stima che in piena crisi 46 GW dei 67 GW di capacità di generazione stimata nel periodo invernale erano offline: 28 GW da gas naturale, carbone e nucleare, 18 GW da eolico e solare. A causa dell'isolamento della rete texana, gli impianti di produzione localizzati negli stati confinanti non sono potuti intervenire in suo soccorso per sopperire al calo della generazione, mentre i produttori texani, a causa della scarsa liquidità e trasparenza del mercato gas, hanno avuto difficoltà ad approvvigionarsi di gas. Il “colpo di grazia” è stato dato dall'assenza di una riserva adeguata e di un meccanismo con obblighi di “disponibilità”, e quindi di manutenzione e interventi sugli impianti per mantenerli in stato di efficiente servizio, quale il Capacity market. La sommatoria di tutti questi elementi, acuiti da un evento meteorologico di estrema intensità per la regione, ha portato al collasso del sistema elettrico texano.

Sebbene la causa scatenante dell'emergenza in Texas sia derivata dall'impossibilità degli impianti termoelettrici di approvvigionarsi di gas naturale, in generale è importante rilevare come la presenza del Capacity Market in un mercato energy-only sia fondamentale per garantire la

crescita delle FER, l'adeguatezza e un adeguato livello di flessibilità del sistema elettrico e fornire un adeguato segnale di prezzo di lungo termine per gli investimenti degli operatori. Il meccanismo inoltre obbliga gli operatori a fare gli investimenti necessari in tempo e a mantenere in perfetta efficienza i propri asset al fine di scongiurare, o perlomeno ridurre il più possibile, il rischio che situazioni emergenziali come quella accaduta in Texas si possano verificare.



Elettricità Futura è la principale associazione delle imprese elettriche che operano nel settore dell'energia elettrica in Italia. Rappresenta e tutela produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili e da fonti convenzionali, trader, distributori, venditori e fornitori di servizi, al fine di contribuire a creare le basi per un mercato elettrico efficiente e per rispondere alle sfide del futuro.

www.elettricitafutura.it | info@elettricitafutura.it

