



LA SUPER LEAGUE DEL FOSSILE

Élite del gas
vs transizione
ecologica

Sommario

EXECUTIVE SUMMARY – I risultati in sintesi	3
1. Il mercato elettrico e il Capacity Market italiano	4
2. Aste: maxi ricavi per pochi	6
3. Surplus elettrico e visione anacronistica	8
4. Il Capacity Market come ostacolo alla decarbonizzazione	10
5. Enel a tutto gas	13
6. L’impatto del Capacity Market sui costi sostenuti dagli utenti	15
7. Terna, una posizione problematica	16
8. Quale futuro? Meno centralizzazione energetica e più accumulo di energia	17

Testi di Matteo Cavallito

In copertina: Impianti Enel Brindisi/Cerano,
foto Paolo Margari, Flickr, CC BY-NC-ND 2.0

Prodotto da ReCommon

Contatti:
www.recommon.org | info@recommon.org

Testi chiusi a maggio 2021

EXECUTIVE SUMMARY

I risultati in sintesi

- Il Capacity Market ha favorito finora soprattutto i grandi operatori offrendo remunerazioni molto generose nel confronto con le altre esperienze europee e incentivando la corsa ai nuovi impianti a gas.
- Le prime aste hanno assegnato oltre 84 mila MW di capacità a un costo di circa 2,8 miliardi di euro. Quasi il 90% della cifra è stata distribuito ai primi dieci beneficiari - Enel, A2A, Edison, Eni, Sorgenia, EP, Iren, Engie, Tirreno Power, Axpo - che pure contribuiscono a meno del 60% della produzione elettrica nazionale. Le rinnovabili non programmabili si sono aggiudicate solo il 3% della capacità in palio.
- La capacità offerta dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili è giudicata tradizionalmente poco programmabile. Tale interpretazione non regge di fronte ai risultati sempre più promettenti e tangibili associati all'innovazione tecnologica.
- Il principale vantaggio per gli operatori, in generale, è dato dalla crescita delle attività regolate che implicano un flusso di cassa programmato ovvero non influenzato dalle condizioni particolari del mercato, a partire dall'andamento della domanda.
- Sono tre le principali critiche emerse negli anni: 1) il rapporto tra il Capacity Market e l'eccesso di capacità sistemica; 2) il Capacity Market come ostacolo alla decarbonizzazione; 3) l'effetto di distorsione di mercato e le conseguenti ricadute in bolletta.
- La sovracapacità sistemica nazionale è conclamata. Nel 2019 l'Italia poteva vantare 119,3 GW di potenza produttiva efficiente a fronte di un piccolo massimo di consumo di 58,8 GW.
- Il Capacity Market favorisce la corsa alla conversione a favore del gas e all'installazione di impianti ex novo premiando la capacità delle nuove centrali più del doppio rispetto a quella delle installazioni esistenti. Gli impianti in via di realizzazione in Italia sono 19 con una capacità complessiva di 14,5 GW. Il 95% di quest'ultima non è in grado di reggere la concorrenza con le energie pulite. Il che espone gli investitori a un rischio di stranded assets pari 11 miliardi di euro.
- Enel progetta l'installazione di 6,8 GW di ulteriore capacità a gas, pari al 47% circa del totale destinato a sorgere in Italia nei prossimi anni. Il 100% di questa capacità prevista risulta già non concorrenziale.
- Il Capacity Market genera costi aggiuntivi che dovranno essere pagati dagli utenti. A subire il maggiore impatto saranno con ogni probabilità gli energivori destinati a sostenere un costo unitario che potrebbe raggiungere i 50 euro per MWh.
- Sul sistema dei prezzi e sulla logica alla base del Capacity Market stesso pesa anche l'opacità del mercato che rende particolarmente complesse le analisi costi/benefici. Il ruolo di Terna, in questo senso, appare preponderante e problematico.
- L'Italia punta ancora poco sui sistemi di accumulo, strumenti decisivi nella transizione verde. Ad oggi lo storage disponibile garantisce una potenza complessiva di 170 MW e una capacità massima utilizzata di 270 MWh, numeri ancora molto distanti dagli obiettivi fissati dal PNIEC.

1. Il mercato elettrico e il Capacity Market italiano

Il sistema elettrico italiano affida a Terna il monopolio della rete. Sul fronte della produzione il 2% degli operatori detiene circa la metà della potenza complessiva del Paese. Il Capacity Market remunera gli impianti in base alla loro disponibilità a produrre energia in caso di necessità.

Un tempo gestito dall'ENEL in regime di monopolio pubblico e liberalizzato a partire dal 1999¹, il sistema elettrico è composto da quattro segmenti distinti. A monte, la produzione di elettricità viene realizzata in un regime di libero mercato. A valle, società si occupano di distribuire l'elettricità gestendo le reti locali, e di commercializzare presso gli utenti finali. Terna, operatore unico della rete elettrica nazionale, si occupa della distribuzione e del dispacciamento, ovvero nella gestione dei flussi di elettricità².

Il sistema si articola dunque su quattro fasi: 1) produzione; 2) trasmissione (e dispacciamento); 3) distribu-

¹ Si veda Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 in <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/1999/03/31/099G0136/sg>

² Si veda Terna, "Come funziona il sistema elettrico", in <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/ruolo-terna/come-funziona-sistema-elettrico>



Foto Alessandro Grussu, Flickr, CC BY-NC-SA 2.0

zione; 4) utenze. Enel resta di gran lunga il primo produttore con un contributo pari al 17% della produzione nazionale complessiva³. Seguono Eni (9,1%), Edison (7,6%) e A2A (6,3%). Al momento "gli operatori che detengono circa la metà della potenza, rappresentano il 2% circa". Sia in termini di capacità che di generazione le fonti rinnovabili continuano a rappresentare una quota minoritaria nel mix energetico dei principali produttori.

³ Si veda ARERA, "Relazione annuale 2020" (<https://www.arera.it/it/stampa/ra20.htm>), "Volume 1 - Stato dei Servizi 2019", pag. 86 e seguenti in https://www.arera.it/allegati/relaz_ann/20/RA20_volume1.pdf

TABELLA 1 - Incidenza delle diverse fonti energetiche per i principali produttori nel 2019 (capacità in MW e generazione in TWH)

		Termoelettrica	Idroelettrica	Rinnovabile
Enel	Capacità	14	12.406	1.669
	Generazione	24	18	1
A2A	Capacità	7	1.914	496
	Generazione	12	5	0
Edison	Capacità	5	872	1.012
	Generazione	18	3	2
Eni	Capacità	6	0	67
	Generazione	26	0	0
Sorgenia	Capacità	3	0	0
	Generazione	8	0	0
Iren	Capacità	2	631	31
	Generazione	9	1	0
EPH	Capacità	3	2	0
	Generazione	15	0	0
Tirreno Power	Capacità	3	76	0
	Generazione	5	0	0
ERG	Capacità	552	647	1.183
	Generazione	3	1	2

Fonte dei dati: ARERA, “Relazione annuale 2020” (<https://www.arera.it/it/stampa/ra20.htm>), “Volume 1 - Stato dei Servizi 2019” in https://www.arera.it/allegati/relaz_ann/20/RA20_volume1.pdf pag. 90.

Approvato il 28 giugno del 2019 sulla scorta delle indicazioni fornite dalla Commissione Europea, il Capacity Market, già presente in altri Paesi⁴, nasce con l'obiettivo di affiancare la progressiva dismissione delle centrali a carbone tutelando al tempo stesso la capacità della rete di garantire adeguate forniture programabili di energia elettrica⁵. In linea con gli obiettivi di

transizione fissati dall'Europa⁶ e dal PNIEC, il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima⁷, il meccanismo introdotto da questo mercato punta a remunerare i grandi impianti in base alla loro disponibilità a produrre energia in caso di necessità o, in alternativa, a premiare gli operatori della gestione della domanda per la disponibilità a ridurre i consumi⁸.

4 Tra cui Regno Unito, Polonia, Irlanda, Francia oltre che in alcuni mercati elettrici del Nord America e dell'Australia. Si veda Lightbox Terna, “Cinque domande e risposte sul Capacity Market”, 5 novembre 2019 in <https://lightbox.terna.it/it/capacity-market-mercato-della-capacita>

5 Si veda Ministero dello Sviluppo Economico, “Decreto ministeriale 28 giugno 2019 - Capacity market”, in <https://www.mise.gov.it/index.php/it/normativa/decreti-ministeriali/2039896-decreto-ministeriale-28-giugno-2019-capacity-market>

6 Si veda European Commission, “Clean Energy Package for all European”, 20 ottobre 2017 aggiornato al 18 dicembre 2020 in https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en

7 Si veda Ministero dello Sviluppo Economico, “Pubblicato il testo definitivo del Piano Energia e Clima (PNIEC)”, 21 Gennaio 2020, in <https://www.mise.gov.it/index.php/it/198-notizie-stampa/2040668-pniec2030>

8 Si veda LuceGas.it, “Il Capacity Market in Italia: cos'è e come funziona?” in <https://luce-gas.it/guida/mercato/capacity-market>

2. Aste: maxi ricavi per pochi

Nelle aste 2022 e 2023 dieci società si sono aggiudicate contratti per 2,45 miliardi lasciando alle concorrenti poco più di 320 milioni. Gli incassi faranno crescere il peso delle attività regolate mettendo gli operatori sempre più al riparo dalle oscillazioni della domanda

Le prime aste si sono svolte il 6 e il 28 novembre del 2019 con l'assegnazione dei contratti di opzione per gli anni di consegna 2022 e 2023. In entrambe le aste la capacità assegnata agli impianti alimentati da fonti rinnovabili rappresenta il 3% del totale⁹.

L'asta per il 2022¹⁰ ha assegnato contratti per 34.758 MW di capacità esistente a un prezzo di 33 mila euro per MW; a questi si aggiungono 1.767 MW di nuova capacità (1.401 relativa a progetti già autorizzati e 366 per iniziative in attesa di autorizzazione) a un prezzo di 75 mila euro per unità e circa 4.400 MW di capacità estera

9 Si veda Terna, "Rendiconto degli esiti - Asta madre 2022", 6 dicembre 2019 in https://download.terna.it/terna/2019_12_06_Rendiconto%20EsitiAsta%202022_PUBBLICATO_8d7c06cc9f8470b.pdf e "Rendiconto degli esiti - Asta madre 2023", 27 dicembre 2019 in https://download.terna.it/terna/Rendiconto%20EsitiAsta%202023_8d78adbacbbe508.pdf

10 Ibidem



Centrale termoelettrica di Fusina. Foto iLenny, Flickr, CC BY-NC-SA 2.0

a un valore compreso tra 3.449 e 4.400 euro/MW. L'asta per il 2023¹¹ ha assegnato contratti per 35.013 MW di capacità esistente a un prezzo di 33 mila euro per MW; a questi si aggiungono 4.004 MW di nuova capacità (528 relativa a progetti già autorizzati e 3.476 per iniziative in attesa di autorizzazione) a un valore di 75 mila euro per unità e circa 4.400 MW di capacità estera a un prezzo compreso tra 3.999 e 4.400 euro/MW. In totale il costo complessivo delle due gare ammonta a quasi 2,8 miliardi di euro. Enel è stata la principale beneficiaria delle aste aggiudicandosi contratti totali per circa 802 milioni di euro. Sul podio seguono A2A con 341 milioni ed Edison con 294 milioni. Da segnalare anche i 251 milioni ottenuti da Eni e gli oltre 180 conquistati da Sorgenia ed EP.

In totale, le prime dieci aziende per incassi complessivi si sono aggiudicate contratti per 2,45 miliardi lasciando alle concorrenti poco più di 320 milioni. Detto in altri termini, queste 10 società che in base agli ultimi

11 Ibidem

TABELLA 2 - I ricavi dei primi 10 beneficiari delle aste 2022 e 2023

Società	Asta 2022	Asta 2023	TOTALE
ENEL	327.353.980	474.848.970	802.202.950
A2A	164.814.000	176.349.000	341.163.000
EDISON	163.857.000	130.107.000	293.964.000
ENI	121.275.000	129.576.000	250.851.000
EP ¹	76.120.000	108.098.000	184.218.000
SORGENIA	85.140.000	98.715.000	183.855.000
IREN	67.662.000	60.720.000	128.382.000
TIRRENO POWER	61.842.000	61.875.000	123.717.000
ENGIE	37.685.490	37.969.582	75.655.072
AXPO	24.343.000	43.502.800	67.845.800
TOTALE TOP 10 2022-23	1.130.092.470	1.321.761.352	2.451.853.822

Fonte dei dati: Nostre elaborazioni da Terna, Terna, “Rendiconto degli esiti - Asta madre 2022”, 6 dicembre 2019 in https://download.terna.it/terna/2019_12_06_Rendiconto%20EsitiAsta%202022_PUBBLICATO_8d7c06cc9f8470b.pdf e “Rendiconto degli esiti - Asta madre 2023”, 27 dicembre 2019 in https://download.terna.it/terna/Rendiconto%20EsitiAsta%202023_8d78adbacbbe508.pdf

1 Compresa la controllata EP Commodities

dati disponibili contribuiscono al 57,6% della produzione elettrica nazionale¹² si sono aggiudicate circa l'88% del valore complessivo delle due aste. Gli incassi entreranno a bilancio a partire dal 2022 e sono destinati a incidere notevolmente sul margine operativo lordo soprattutto per gli operatori maggiormente concentrati sul mercato italiano come Edison, Iren, A2A, Tirreno Power e Sorgenia. In linea generale le operazioni sul Capacity Market rientrano nel novero delle attività regolate con conseguente garanzia di un flusso di cassa programmato non influenzato dall'andamento della domanda. L'ipotesi appare in linea con gli auspici del settore. Non sorprende che alla fine del 2020 lo stesso amministratore delegato di Enel, Francesco Starace, si sia spinto a dichiarare di immaginare uno scenario futuro nel quale la generazione di elettricità possa diventare un'attività regolata paragonabile alla gestione di rete¹³.

12 Si veda ARERA, “Relazione annuale 2020” (<https://www.arera.it/it/stampa/ra20.htm>), “Volume 1 - Stato dei Servizi 2019” in https://www.arera.it/allegati/relaz_ann/20/RA20_volume1.pdf (Grafico 1, pag. 89).

13 Si veda Staffetta Quotidiana, “Starace (Enel): anche la generazione elettrica può diventare attività regolata”, 24 novembre 2020 in <https://www.staffettaonline.com/articolo.aspx?id=349777>



Foto SereSere89 , Flickr, CC BY-NC 2.0

3. Surplus elettrico e visione anacronistica

I consumi nazionali impegnano appena metà della potenza produttiva del sistema elettrico. Il gestore mantiene una visione conservatrice ed è poco attento alla reale programmabilità che gli impianti rinnovabili sono in grado di offrire

Secondo i dati diffusi da Terna, nel 2019 l'Italia poteva vantare 119,3 GW di potenza produttiva efficiente a fronte di un picco massimo di consumo, rilevato il 25 luglio, di 58,8 GW¹⁴. Un dato significativo, nell'ultimo anno di piena normalità pre-pandemia, decisamente inferiore al picco massimo di potenza storicamente richiesta poco oltre quota 60 GW¹⁵.

L'impressione, osserva Michele Governatori, membro del Consiglio direttivo di Italia Solare, è quella di essere di fronte a "un sistema elettrico ridondante" in un quadro di "decarbonizzazione senza decarbonizzazione della potenza" con evidenti ricadute in termini di costi scaricati sulla clientela. Come giustificare dunque il Capacity Market?

14 Si veda Terna, "Lo storico dei dati statistici sull'energia elettrica e l'ultimo bilancio elettrico" in <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche>

15 Si veda Terna citata in Italia Solare, "Affare sulla razionalizzazione, la trasparenza e la struttura di costo del mercato elettrico e sugli effetti in bolletta in capo agli utenti" (Audizione Senato), 20 gennaio 2021 in https://www.senato.it/application/xmanager/projects/leg18/attachments/documento_evento_procedura_commissione/files/000/257/401/2021_01_20_Italia_Solare.pdf (pag. 6)



Foto Eni, Impianto fotovoltaico da 26 MWp alle Saline Conti Vecchi, flickr, CC BY-NC 2.0

L'interpretazione del gestore della rete è decisiva. "Rispetto a qualche anno fa – nota Francesco Ferrante, vicepresidente di Kyoto Club – il delta tra la capacità installata e la punta massima di consumo si è ridotto. Questo è un problema? Terna, preferisce mettersi in sicurezza e a costo di apparire conservatrice e nemica dell'innovazione sostiene di sì e gradirebbe avere a disposizione un gap più ampio".

Il tema della programmabilità è centrale. Per anni ci si è abituati a considerare questa variabile come un attributo esclusivo del comparto gas/carbone. Ma nel contesto attuale cresce la sensazione che il gestore stia sottovalutando il peso della tecnologia e il suo impatto.

"In un'ottica di medio e lungo periodo – pensiamo agli obiettivi di sviluppo delle rinnovabili in uno scenario 2050 carbon neutral – è ragionevole aspettarsi la nascita di sistemi migliori e più efficienti, in grado di gestire

GRAFICO 1 - Evoluzione della potenza massima richiesta sulla rete italiana



Evoluzione del valore di massima potenza richiesta sulla rete di trasmissione nazionale – fonte: elaborazione dati Terna

Fonte dei dati: Terna citata in Italia Solare, Audizione Senato 20 gennaio 2021 (https://www.senato.it/application/xmanager/projects/leg18/attachments/documento_evento_procedura_commissione/files/000/257/401/2021_01_20_Italia_Solare.pdf) pag. 6.

in modo sempre più efficace la crescita delle rinnovabili” spiega Marco Ballicu, uno dei referenti del Gruppo di lavoro Mercati di Italia Solare. Da un punto di vista strettamente tecnico le centrali rinnovabili sembrerebbero in realtà già in grado di garantire una certa flessibilità e programmabilità grazie ai sistemi di accumulo in uso. I costi sono discesa e alcune esperienze, fanno ben sperare. Tra queste si segnala il recente bando per il Fast Reserve o “Riserva ultra rapida”, un sistema basato sullo storage che permette di rispondere nell’immediato alle esigenze di domanda.

Promettente anche il cosiddetto sistema della Demand Response che consente ai consumatori di adeguare la domanda all’offerta mettendo a disposizione l’energia autoprodotta o riducendo i propri consumi, in risposta ai segnali di mercato¹⁶. Un meccanismo potenzialmente utile che il Capacity, tuttavia, non sembra voler premiare adeguatamente.

¹⁶ Si veda Rinnovabili.it, “Demand Response: come trasformare l’energia in opportunità”, 18 giugno 2020 in <https://www.rinnovabili.it/energia/infrastrutture/demand-response/>



foto See-ming Lee, Flickr, CC BY 2.0

4. Il Capacity Market come ostacolo alla decarbonizzazione

Invece di puntare sulla transizione ecologica i grandi operatori lanciano 19 nuovi progetti di centrali a gas. Ma il 95% della capacità prevista è già tecnicamente non competitiva. Remunerando quest'ultima, il Capacity produce così un effetto distorsivo sul mercato

“Il Capacity market è pensato per compensare lo stop al carbone entro il 2025, ma viene applicato per favorire la sopravvivenza del gas quale fonte per produrre energia elettrica” sintetizza ancora il vicepresidente di Kyoto Club, Francesco Ferrante. I dati relativi alle prime aste di Terna, del resto, parlano chiaro. In base ai contratti, infatti, la capacità dei nuovi impianti è retribuita più del doppio rispetto a quella delle centrali esistenti.

La scelta si scontra implicitamente con i dati sulla rilevanza del gas per il sistema elettrico. Secondo le stime di Snam e Terna riprese da uno studio pubblicato ad ottobre da Legambiente¹⁷, i consumi di gas metano in Italia “sono in diminuzione e in base alle previsioni non raggiungeranno i 30 miliardi di mc nel 2025 e i 26 miliardi di mc nel 2030. A conti fatti, sarebbe possibile compensare l'uscita dal carbone utilizzando esclusivamente il parco termoelettrico esistente. Secondo

17 Si veda Snam e Terna, Documento di Descrizione degli Scenari 2019: https://download.terna.it/terna/DDS%20libro%2009%2030%2017h15_8d745ced8696c60.pdf

Legambiente basterebbe “aumentare le ore medie annue di esercizio delle centrali, passando quindi dalle attuali 3.261 a 4.000”¹⁸.

In questo quadro l'Italia sperimenta una vera e propria corsa al gas con gli operatori impegnati a lanciare nuovi progetti. E il problema, nota qualche osservatore, è che il fenomeno sembra alimentare un effetto distorsivo sul mercato.

In un'indagine diffusa a marzo 2021¹⁹, Carbon Tracker ha mappato i progetti del comparto gas per l'Italia. Secondo lo studio gli impianti in via di realizzazione ammontano a 19 unità con una capacità complessiva di 14,5 GW. Enel fa la parte del leone con sette nuove installazioni previste per un apporto stimato di quasi 6,8 GW. A seguire, nell'ordine, EPH (quasi 2 GW), Engie (1,8) ed Électricité de France (1,66).

TABELLA 3 – I principali promotori dei progetti

Società	Capacità (MW)
Enel SpA	6.780
EPH	1.993
Engie SA, Energia Italiana	1.800
Électricité de France (EDF)	1.660
Calenia Energia SpA	940
A2A Energiefuture SpA	858
F2i, Asterion	330
Enipower SpA	130
	14.491

Fonte: nostre elaborazioni da Carbon Tracker, “Foot Off the Gas: Why Italy should invest in clean energy”, 23 marzo 2021 in <https://carbontracker.org/reports/foot-off-the-gas-italy/>

18 Si veda Legambiente, “La decarbonizzazione in Italia non passa per il gas”, 6 ottobre 2020 in https://www.legambiente.it/wp-content/uploads/2020/10/la-decarbonizzazione-in-italia_dossier2020.pdf

19 Si veda Carbon Tracker, “Foot Off the Gas: Why Italy should invest in clean energy”, 23 marzo 2021 in <https://carbontracker.org/reports/foot-off-the-gas-italy/>

MAPPA

Impianto	Tipo	Società	Capacità (MW)	Avvio operazioni	Trasformazione in stranded asset	Anni di operatività non stranded
Marghera Levante power station	Ciclo combinato	Électricité de France (EDF)	790	2021	2021	0
Brindisi Sud power station CC1	Ciclo combinato	Enel SpA	840	2025	2025	0
Brindisi Sud power station CC2	Ciclo combinato	Enel SpA	840	2025	2025	0
Presenzano Edison power station/ San Quirico	Ciclo combinato	Électricité de France (EDF)	870	sconosciuto	2019	0
A. Palladio (Fusina) power station CC	Ciclo combinato	Enel SpA	840	sconosciuto	2019	0
Torrevaldaliga Nord power station CC	Ciclo combinato	Enel SpA	1.680	sconosciuto	2019	0
San Filippo del Mela	Ciclo combinato	A2A Energiefuture SpA	858	sconosciuto	2019	0
Sparanise	Ciclo combinato	Calenia Energia SpA	940	sconosciuto	2019	0
La Casella	Ciclo combinato	Enel SpA	870	sconosciuto	2019	0
Leri Cavour Trino	Ciclo combinato	Enel SpA	870	sconosciuto	2019	0
La Spezia/ "Eugenio Montale"	Ciclo combinato	Enel SpA	840	sconosciuto	2019	0
Tavazzano Montanaso	Ciclo combinato	EPH	850	sconosciuto	2019	0
Ostiglia	Ciclo combinato	EPH	923	sconosciuto	2019	0
Vado Ligure	Ciclo combinato	Engie SA, Energia Italiana SpA	900	sconosciuto	2019	0
Torrevaldaliga Sud (TV7)	Ciclo combinato	Engie SA, Energia Italiana SpA	900	sconosciuto	2019	0
Bertonico e Turano Lodigiano	Ciclo aperto	F2i, Asterion	330	sconosciuto	2034	0-14
Ravenna	Ciclo aperto	Enipower SpA	130	sconosciuto	2034	0-14
Trapani	Ciclo aperto	EPH	220	sconosciuto	2034	0-14
TOTALE			14.491			

Fonte dei dati: Carbon Tracker, "Foot Off the Gas: Why Italy should invest in clean energy", 23 marzo 2021 in <https://carbontracker.org/reports/foot-off-the-gas-italy/>



Impianti Enel Brindisi/Cerano, foto Paolo Margari, Flickr, CC BY-NC-ND 2.0

L'aspetto più problematico, sottolinea Carbon Tracker, è dato dalla scarsa competitività degli impianti stessi, incapaci, secondo l'analisi, di reggere la concorrenza con le energie pulite. "I Clean Energy Portfolios (CEP), una combinazione di fonti di energia pulita e tecnologie flessibili, non solo sono più economici rispetto ai 14 GW delle nuove centrali a gas", si legge nello studio, "ma offrono anche lo stesso livello di servizi di rete". Da anni, per altro, Carbon Tracker rileva come gli impianti alimentati da fonti fossili debbano essere considerati come veri e propri asset "incagliati" (stranded assets), ovvero come risorse destinate a svalutarsi progressivamente fino a essere messe completamente fuori gioco dalle politiche di contrasto al cambiamento climatico. "Investendo in nuovo gas", prosegue il rapporto, "gli investitori si stanno esponendo a un rischio di stranded assets per 11 miliardi di euro. Scegliendo l'energia pulita, al contrario, il risparmio annuale di CO₂ sarebbe pari a 18 milioni di tonnellate, equivalente al 6% delle emissioni totali del 2019".²⁰

²⁰ Vaste riserve di petrolio, carbone e gas, in altre parole, potrebbero trasformarsi in attivi bloccati perché incapaci di remunerare gli investimenti. Si veda Carbon Tracker Initiative, "The \$2 trillion stranded assets danger zone: How fossil fuel firms risk destroying investor returns", Novembre 2015, in <https://carbontracker.org/reports/stranded-assets-danger-zone/>

5. Enel a tutto gas

Enel dichiara apertamente il suo sostegno alle innovazioni sul fronte delle rinnovabili ma resta la principale promotrice di nuove centrali a gas. Quel che è certo è che i ricavi delle aste allevieranno le sofferenze del settore generazione

Quello di Enel resta un caso emblematico. Il primo produttore italiano è anche il maggiore beneficiario del Capacity Market con 802 milioni di euro di ricavi garantiti dalle aste 2022 e 2023, pari a circa un terzo della somma totale distribuita nei primi due bandi. Ed è, al tempo stesso, il principale promotore di nuovi progetti a gas con 6,8 GW di ulteriore capacità prevista, equivalente al 47% circa del “valore energetico” delle nuove centrali destinate a sorgere in Italia nei prossimi anni. Per quale motivo, verrebbe dunque da chiedersi, insistere nel puntare su un comparto destinato a ridimensionarsi in nome della transizione ecologica? Il contrasto è evidente, soprattutto alla luce della dichiarata propensione all’innovazione e al sostegno delle nuove tecnologie - a cominciare da quelle legate all’accumulo e alla Demand Response - cui si dedica Enel X, la business line dell’azienda²¹.

I progetti sul tavolo non mancano. Il 24 marzo 2021 Enel X ha siglato un accordo con Fincantieri per la realizzazione e la gestione di infrastrutture portuali di nuova generazione a basso impatto e per l’elettrificazione delle attività logistiche a terra²². Il gruppo sostiene apertamente la necessità della progressiva digitalizzazione della smart grid²³, la rete intelligente pensata per una distribuzione multidirezionale dell’energia con l’obiettivo di ridurre gli sprechi. Come si concilia tutto questo con la scelta di puntare sul gas?

Il confronto tra i risultati di Enel X e quelli registrati dal Gruppo nel comparto generazione e trading del termoelettrico nel 2019, l’ultimo anno precedente alla pandemia²⁴, emergono performance simili in termini di ricavi ed EBITDA e un diverso peso degli investimenti. Ma a catturare l’attenzione sono i dati sul fronte del risultato operativo, dove le svalutazioni legate al carbone penalizzano pesantemente il comparto generazione. Ed è proprio qui, almeno sulla carta, che dovrebbe intervenire il Capacity, pensato per sostenere i produttori nella fase di abbandono della fonte fossile a maggiore impatto. Anche se gli incassi effettivi inizieranno ad essere registrati a partire dal 2022.

22 Si veda Enel X, “Enel X e Fincantieri impegnate nella transizione energetica del trasporto marittimo in Italia”, 24 marzo 2021 in <https://www.enelx.com/it/it/news-media/comunicati-stampa/2021/03/enel-x-e-fincantieri-impegnate-nella-transizione-energetica-del-trasporto-marittimo-in-italia>

23 Si veda Enel Green Power, “Dagli impianti alle reti: la digitalizzazione dell’energia”, in <https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/transizione-energetica/digitalizzazione-energia>, accesso al 21 aprile 2021.

24 Si vedano Enel, “Home / Relazione sulla Gestione / Performance & Metrics / Risultati economici per area di attività Enel X, 2020 in <https://annualreport2019.enel.com/it/relazione-sulla-gestione/performance-metrics/risultati-economici-area-di-attivita/enel-x>; Enel, “Home / Relazione sulla Gestione / Performance & Metrics / Risultati economici per area di attività Generazione Termoelettrica e Trading” 2020 in <https://annualreport2019.enel.com/it/relazione-sulla-gestione/performance-metrics/risultati-economici-area-di-attivita/generazione>

21 Dal gennaio 2018 all’aprile 2021 le stazioni di Enel avevano erogato 1.950.893 ricariche per complessivi 25.496.126kWh, pari a 149.977.215km di distanza percorsa generando un risparmio di 18.321.345 kg di CO2. Si veda Enel X in <https://www.enelx.com/it/it>, accesso al 7-4-2021.

TABELLA 4 - Enel X Vs Gruppo Enel
Generazione Termoelettrica e Trading

	ENEL X	ENEL GENERAZIONE TERMOELETTRICA E TRADING
RICAVI	+12,3% 1.130 milioni	+16,1% 32.051 milioni
EBITDA	+27,4% 158 milioni	+24,9% 1.395 milioni
INVESTIMENTI	+47,5% 270 milioni	+1,4% 851milioni
RISULTATO OPERATIVO	-117 milioni rispetto al 2018 -98 milioni	-3.494 milioni rispetto al 2018 -3.376 milioni

Fonte: nostre elaborazioni da Enel, "Home / Relazione sulla Gestione / Performance & Metrics / Risultati economici per area di attività Enel X", 2020 in <https://annualreport2019.enel.com/it/relazione-sulla-gestione/performance-metrics/risultati-economici-area-di-attivita/enel-x> e "Risultati economici per area di attività Generazione Termoelettrica e Trading", 2020, in <https://annualreport2019.enel.com/it/relazione-sulla-gestione/performance-metrics/risultati-economici-area-di-attivita/generazione>

NOTA A MARGINE

Nel gennaio 2021 la **Commissione UE** ha dato l'ok allo sviluppo di tre progetti presentati da Enel X sulle **applicazioni per la mobilità elettrica, per i grandi sistemi di accumulo stazionario e per lo smaltimento sostenibile delle batterie al litio**²⁵. "Enel X è stata una delle prime aziende a puntare sulle enormi potenzialità offerte dalla diffusione dei sistemi di accumulo, coniugando tecnologia, sostenibilità ambientale ed efficienza" ha dichiarato in proposito l'amministratore delegato della stessa business line, Francesco Venturini. Affermazioni ineccepibili, verrebbe da dire. Che contrastano in pieno con la tesi dei presunti limiti tecnici dei sistemi di storage, una delle argomentazioni più contestate a sostegno di un Capacity Market italiano tuttora basato pressoché esclusivamente sul fossile.

²⁵ Si veda Trasporti Italia, "Mobilità elettrica e batterie: via libera dall'Ue a tre progetti Enel X", 27 gennaio 2021 in <https://www.trasporti-italia.com/auto-servizi/mobilita-elettrica-e-batterie-via-libera-dall-ue-a-tre-progetti-enel-x/45508>

6. L'impatto del Capacity Market sui costi sostenuti dagli utenti

Nel mercato della capacità il risparmio è un'ipotesi mentre i costi aggiuntivi sono una certezza. Gli oneri finiscono in bolletta. Le imprese energivore sono i soggetti più penalizzati

Il Capacity Market genera costi aggiuntivi che saranno scaricati sugli utenti finali. Secondo il MISE il sistema dovrebbe spingere progressivamente al ribasso il prezzo dell'energia generando un saldo positivo, ovvero un risparmio, di circa 1,6 miliardi di euro all'anno²⁶. Questo scenario, tuttavia, non è ancora verificabile. E gli elementi a disposizione, per ora, non forniscono in ogni caso indicazioni confortanti.

All'interno del Capacity, spiega ancora il referente del Gruppo di lavoro Mercati di Italia Solare, Marco Ballicu, "l'unico elemento di mitigazione dei costi è rappresentato dal meccanismo del cap che di fatto obbliga gli operatori selezionati nel Capacity Market a non superare un certo livello di prezzo nelle offerte presentate sul mercato del servizio di dispacciamento. A parte questo però restano gli oneri che ben conosciamo: 1,3 e 1,5 miliardi rispettivamente per il 2022 e il 2023. Ed è difficile immaginare a questo ritmo riduzioni negli anni successivi, qualora si decidesse di proseguire con l'applicazione del meccanismo". L'effetto, secondo Ballicu,

26 Si veda Ministero dello Sviluppo Economico, "Approvato da ARERA il decreto sul Capacity Market", 28 giugno 2019 in <https://www.mise.gov.it/index.php/it/198-notizie-stampa/2039889-approvato-da-avera-il-decreto-sul-capacity-market>

sarà l'aumento dei costi che investirà soprattutto gli energivori nelle ore critiche, quelle cioè in cui il sistema è maggiormente sollecitato. "In quelle ore l'aumento dei corrispettivi tariffari, che immaginiamo peserà moltissimo sui costi di produzione industriali, dovrà coprire il 70% del totale degli oneri generati dal Capacity Market, con valori che secondo alcuni²⁷ potrebbero raggiungere i 50 euro per ogni MWh. Ben altra cosa insomma rispetto ai valori che nel 2019 hanno determinato l'esplosione dell'uplift²⁸ con picchi prossimi ai 20 euro per MWh e che tante proteste hanno suscitato²⁹".

Molte perplessità suscita poi la diffusa argomentazione dei promotori del Capacity Market, secondo i quali l'introduzione di quest'ultimo sarebbe essenziale per offrire indicazioni decisive agli operatori. A contestare l'ipotesi interviene ancora il membro del Consiglio direttivo di Italia Solare, Michele Governatori: "Nell'era dei mercati di breve periodo il sistema si è autoregolato piuttosto bene" afferma. "Sulla base di segnali di prezzo di breve gli investitori hanno fornito la capacità necessaria – aggiunge – tanto che i prezzi stessi sono scesi e il sistema elettrico, che alla fine dello scorso millennio era inadeguato, sporco e costoso, è diventato oggi particolarmente affidabile mentre la transizione alle rinnovabili è stata ottenuta con sistemi di quote associati a vari tipi di remunerazioni premiali".

27 Si veda Staffetta Quotidiana, "Elemens, uno sguardo ai risultati del capacity market", 17 dicembre 2019 in <https://www.staffettaonline.com/articolo.aspx?id=340278>

28 Secondo Terna "Il cosiddetto Uplift – il corrispettivo unitario per l'approvvigionamento delle risorse nel Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) – è stimato da Terna su base trimestrale e viene fatturato agli Utenti del dispacciamento per i prelievi effettivi di energia elettrica del trimestre. L'Uplift è il rapporto tra controvalore delle varie voci di costo che lo compongono e l'energia prelevata dalla rete". Si veda Terna, "Uplift" in <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/mercato-elettrico/corrispettivi/uplift>

29 Si veda Consorzio Esperienza Energia, "L'impennata impressa dall'emergenza Covid al consuntivo uplift, si riflette inevitabilmente anche sul corrispettivo trimestrale applicato in fattura", 17 giugno 2020 in <https://www.consorzioesperienzaenergia.it/it/andamentouplift>

7. Terna, una posizione problematica

Monopolista della rete e delle sue conoscenze, Terna influisce in modo probabilmente eccessivo sulla politica energetica nazionale. Negli ultimi dieci anni molti dividendi e pochi investimenti. E non è un caso isolato

I dubbi sull'impatto del mercato della capacità sui prezzi finali per gli utenti chiamano in causa infine il ruolo stesso del gestore. Nessuno, a parte Terna, conosce infatti il dettaglio il funzionamento della rete in termini di regolazione della tensione e impatto sui prezzi. In questo quadro diventa così difficile se non impossibile condurre approfondite analisi sui costi e i benefici dei meccanismi di distribuzione e remunerazione.

Ma la sostanziale opacità che caratterizza il mercato dei servizi di dispacciamento non è tutto. A far discutere, infatti, è più in generale il preponderante ruolo assunto dal gestore nell'influenzare la politica energetica nazionale nell'ambito della transizione energetica, ben oltre la semplice gestione della rete di trasmissione garantendone la sicurezza e scongiurando black-out. Tra le problematiche emerse più di recente spicca poi la scarsa propensione all'investimento da parte dei monopolisti delle infrastrutture. La questione, rileva uno studio dell'Osservatorio Imprese dell'Università la Sapienza³⁰ riguarda ovviamente Terna anche se il



Sede centrale di Terna, a Roma. Foto Terna Spa, Flickr, CC BY-NC-SA 2.0

gestore è di certo in buona compagnia. Analizzando i bilanci di sei grandi operatori (oltre al gestore di rete anche Acea, Autostrade, Rete Ferroviaria Italiana, Snam e Tim), i ricercatori hanno rilevato come la maggior parte dei profitti accumulati dal settore infrastrutture sia finita essenzialmente nelle mani degli azionisti. Nell'ultimo decennio, infatti, le società del settore avrebbero erogato mediamente sotto forma di dividendi dal 55% al 75% dei loro utili. Se questi ultimi non fossero stati distribuiti, si legge nell'indagine, "gli investimenti sarebbero stati superiori per 30 miliardi e ne avrebbe beneficiato la posizione competitiva del Paese".

Nel caso delle reti elettriche in particolare, "la transizione energetica può consentire un'evoluzione epocale (...) con una notevole propulsione di ricerca e industrializzazione di componenti nuovi o rinnovati". La normativa attuale rilevano tuttavia i ricercatori, "non sembra andare" nella direzione di un approccio integrato basato sul coinvolgimento di diversi attori nella pianificazione energetica e nella sua più efficace e coordinata attuazione".

30 Si veda Quotidiano Energia. 'Reti energia/acqua: "Troppi dividendi, bisogna investire di più"', 29 marzo 2021 in <https://www.quotidianoenergia.it/module/news/page/entry/id/464049/reti-energetiche-trop->

[pi-dividendi-bisogna-investire-di-piu](https://www.quotidianoenergia.it/module/news/page/entry/id/464049/reti-energetiche-trop-pi-dividendi-bisogna-investire-di-piu)

8. Quale futuro? Meno centralizzazione energetica e più accumulo di energia

Affidarsi all'accumulo è possibile, non solo dal punto di vista tecnico ma anche in termini di sostenibilità dei costi. Le analisi estere fanno ben sperare. Ma sulle installazioni l'Italia è in ritardo

Sul futuro della transizione, come si diceva, incide in primo luogo la variabile tecnologica. Lo sviluppo dei sistemi di storage, ovvero di accumulo, consentirà agli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili di gestire in modo sempre più efficace la programmazione dell'offerta. I costi, come detto, sono in discesa e i numeri lasciano ben sperare.

Nell'agosto del 2019, uno studio a cura del Massachusetts Institute of Technology pubblicato sulla rivista *Joule* ha stimato che con un costo di accumulo pari a 150 dollari per kWh risulterebbe conveniente, ovvero competitivo e quindi praticabile, affidare agli operatori delle rinnovabili il compito di coprire la quasi totalità dell'offerta di base sul mercato lasciando ai produttori dei settori tradizionali il appena il 5%³¹.

31 Nel dettaglio, per soddisfare la domanda di base sulla rete ricorrendo solo ed esclusivamente alle rinnovabili - affidandosi ad un mix ottimale di fotovoltaico-eolico - il prezzo dell'accumulo dovrebbe scendere al di sotto di quota \$20/kWh. Con un costo di accumulo pari a \$150/kWh, come detto, diventa conveniente affidare alle rinnovabili il compito di coprire fino al 95% della domanda. Si veda Joule, "Storage Requirements and Costs of Shaping Renewable Energy Toward Grid Decarbonization", 7 agosto 2019 in [https://www.cell.com/joule/fulltext/S2542-4351\(19\)30300-9](https://www.cell.com/joule/fulltext/S2542-4351(19)30300-9)

Dal 2010 al 2018, ha osservato la rivista *Qualenergia*³² citando Bloomberg New Energy Finance, "il prezzo medio ponderato dei sistemi di accumulo al litio è calato dell'85%, raggiungendo \$176/kWh". Bloomberg, nel dettaglio, "stima che tale prezzo sia destinato a scendere a \$94/kWh entro il 2024 e a \$62/kWh entro il 2030". Nel 2018, prosegue la rivista, "avevamo quindi già quasi raggiunto un livello dei prezzi - \$150/kWh - che renderebbe conveniente il ricorso alle rinnovabili il 95% delle volte".

Alla luce del quadro internazionale e a fronte degli obiettivi di transizione, tanto il Governo quanto il gestore della rete dovranno effettuare un deciso cambio di passo in favore dei sistemi di accumulo che aiuterebbero, per altro, un approccio più decentralizzato all'utilizzo delle energie rinnovabili. A maggior ragione considerando come in un orizzonte di medio-lungo periodo la tecnologia offrirà soluzioni sempre più efficienti e a costi inferiori.

Il ritardo italiano è evidente: secondo ANIE Rinnovabili, al 30 ottobre 2020 in Italia risultavano installati sistemi di accumulo prevalentemente di piccola taglia (meno di 20 kWh nel 99% dei casi) con una potenza complessiva di 170 MW e una capacità massima utilizzata di 267 MWh³³. Numeri molto distanti dagli obiettivi fissati dal PNIEC per il 2023³⁴ che prevedono la realizzazione di sistemi di accumulo centralizzato per complessivi 1.000 MW.

32 Si vedano *Qualenergia*, "Rinnovabili e accumulo: da amore a prima vista a matrimonio d'interesse", 22 agosto 2019 in <https://www.qualenergia.it/articoli/rinnovabili-e-accumulo-da-amore-a-prima-vista-a-matrimonio-d-interesse/> e Bloomberg New Energy Finance, "A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices", 5 marzo 2019 in <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>

33 Si veda ANIE, "Osservatorio Sistemi di Accumulo", 31 ottobre 2020 in <https://www.infobuildenergia.it/wp-content/uploads/2020/11/201112-Osservatorio-SdA-dati-Gaudi-31-ottobre-2020.pdf>

34 Si veda Infobuildenergia, "In Italia installati quasi 37.000 sistemi di accumulo", 13 novembre 2020 in <https://www.infobuildenergia.it/italia-installati-sistemi-di-accumulo-storage/>