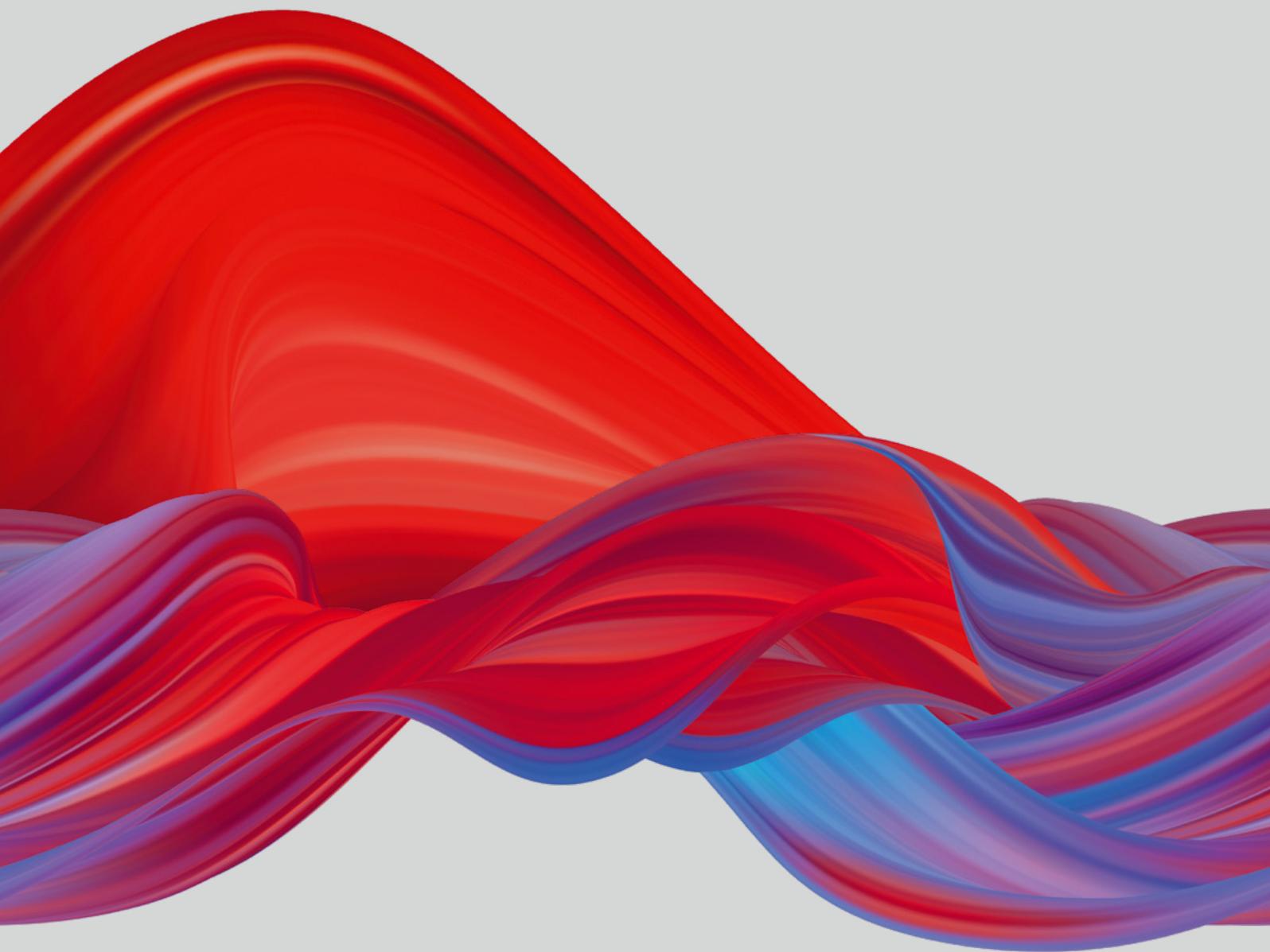
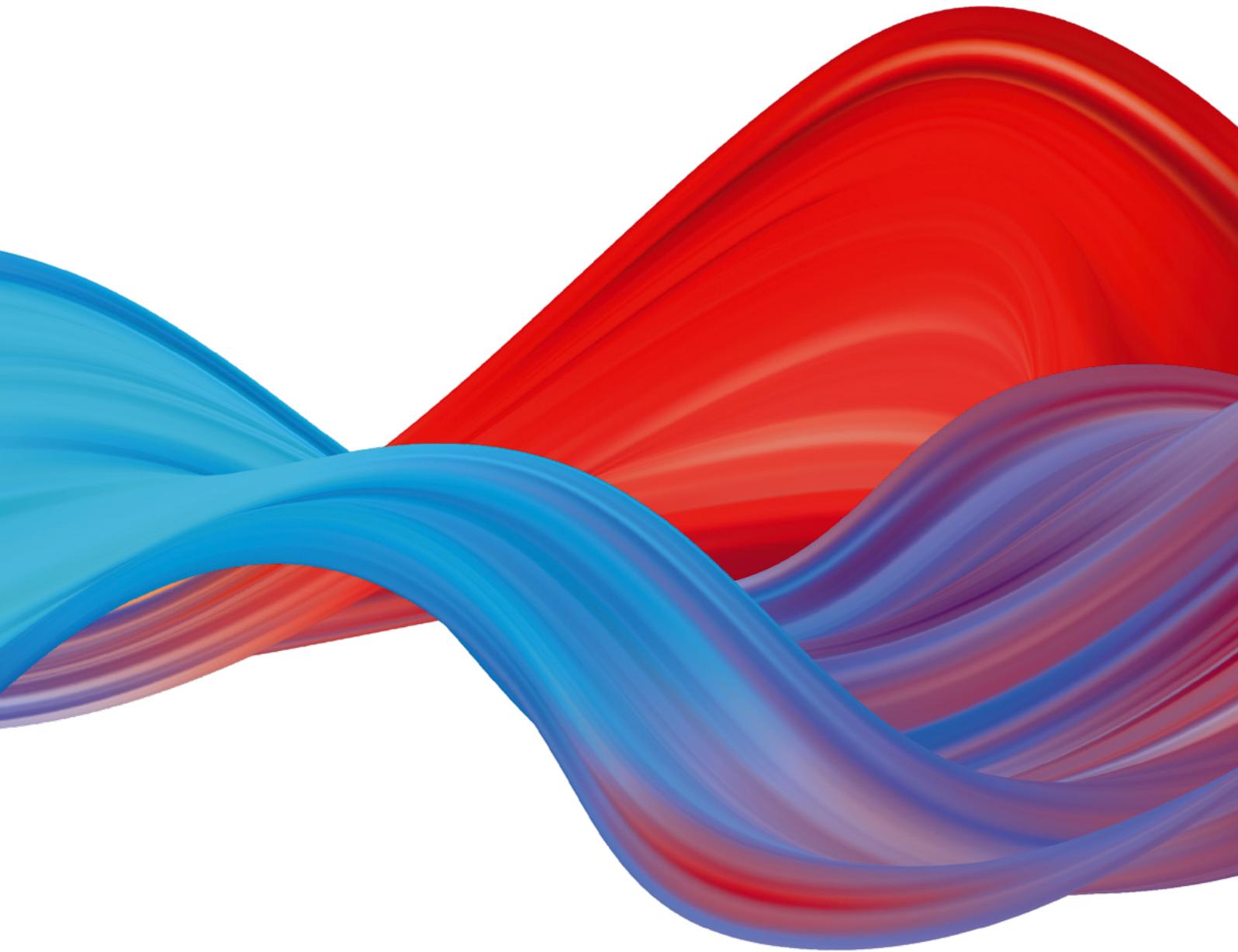


2023

PIANO DI SVILUPPO

Riferimenti Normativi 2021-2022





Driving Energy

Siamo il più grande operatore indipendente di reti per la trasmissione di energia elettrica in Europa.

EsercitiAMO il ruolo di **regista e abilitatore della transizione ecologica** per realizzare un nuovo modello di sviluppo basato sulle fonti rinnovabili, rispettoso dell'ambiente.

Sostenibilità, innovazione e competenze distintive ispirano il nostro agire per garantire alle prossime generazioni un futuro alimentato da energia pulita, accessibile e senza emissioni inquinanti.

Abbiamo la grande responsabilità di assicurare l'energia al Paese garantendone **la sicurezza, la qualità e l'economicità nel tempo**.

Gestiamo la rete di trasmissione italiana in alta tensione, una delle più moderne e tecnologiche in Europa, perseguendone lo **sviluppo e l'integrazione con la rete europea**, assicurando in sicurezza **parità di accesso a tutti gli utenti**.

Sviluppiamo **attività di mercato** e nuove opportunità di business portando in Italia e all'estero le nostre competenze e la nostra esperienza.

Indice

1	Regolamentazione a livello europeo	4
	1.1 Il Green Deal Europeo e il Pacchetto Fit for 55	4
	<i>Direttiva EU Efficienza Energetica</i>	6
	<i>Direttiva EU Rinnovabili (RED)</i>	6
	<i>Regolamento sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi (AFIR)</i>	6
	<i>Regolamento che istituisce un meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere (CBAM)</i>	7
	<i>Hydrogen and gas markets decarbonisation package</i>	7
	<i>Strategia Europea per l'idrogeno</i>	8
	<i>Strategia Europea per l'integrazione del sistema energetico</i>	8
	<i>Strategia per l'energia rinnovabile offshore</i>	9
	1.2 Misure per fronteggiare la crisi energetica	9
	<i>Il piano RepowerEU</i>	9
	<i>Altri pacchetti</i>	11
	1.3 Regolamento TEN-E, PCI e Fondi CEF (2021-2027)	11
	<i>Regolamento TEN-E</i>	11
	<i>Lista PCI</i>	12
	<i>Regolamento CEF</i>	12
	1.4 Regolamento Tassonomia per gli investimenti sostenibili	12
	1.5 Comunicazione sul rafforzamento delle reti energetiche europee	13
	1.6 Proposta di Direttiva relativa alla soppressione dei cambi stagionali dell'ora	13
	1.7 Codici di rete europei	14
2	Decisioni emanate da ACER che rilevano ai fini del PdS	16
	2.1 Decisioni relative all'implementazione del Clean Energy Package	16
	2.2 Decisioni relative all'implementazione dei Codici di Rete e delle Linee guida europee	17

3	Atti normativi emanati nel corso del 2021-2022	18
	3.1 Provvedimenti emanati nel 2021	18
	3.2 Provvedimenti emanati nel 2022	23
4	Provvedimenti adottati da ARERA che rilevano ai fini del PdS	29
	4.1 Provvedimenti in materia di regolazione infrastrutturale, tariffaria e di accesso alla rete	29
	<i>Provvedimenti in materia di regolazione infrastrutturale</i>	29
	<i>Provvedimenti in materia di regolazione tariffaria</i>	31
	<i>Provvedimenti in materia di incentivi e riconoscimento premi</i>	31
	<i>Provvedimenti in materia di regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS)</i>	31
	<i>Provvedimenti in materia di Interconnector</i>	32
	4.2 Provvedimenti in materia di regolazione del mercato elettrico	33
	<i>Provvedimenti in materia di erogazione dei servizi di dispacciamento e in materia di approvvigionamento di capacità</i>	33
	4.3 Provvedimenti in materia di implementazione dei Regolamenti Europei	35
	<i>Delibere adottate ai sensi del Regolamento (UE) 2015/1222 (Linee Guida CACM)</i>	35
	<i>Delibere adottate ai sensi del Regolamento (UE) 2016/1719 (Linee Guida FCA)</i>	35
	<i>Delibere adottate ai sensi del Regolamento (UE) 2017/1485 (Linee Guida System Operation –SO)</i>	35
	<i>Delibere adottate ai sensi del Regolamento (UE) 2017/2195 (Linee Guida di bilanciamento)</i>	35
	<i>Delibere adottate ai sensi del Regolamento (UE) 2019/943 (Mercato Elettrico)</i>	35

Regolamentazione a livello europeo

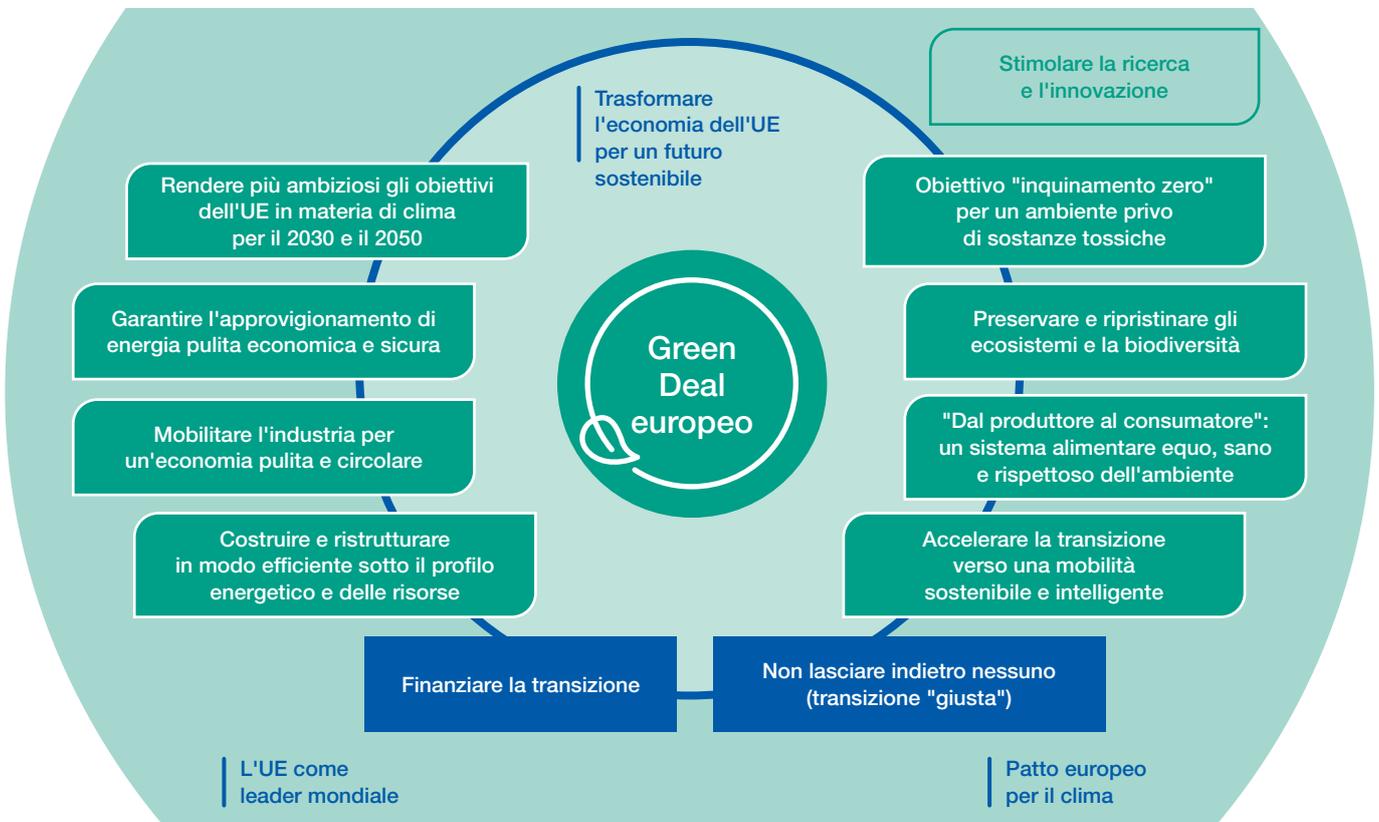


1.1 Il Green Deal Europeo e il Pacchetto Fit for 55

L'11 dicembre 2019 la Commissione UE ha presentato la comunicazione **sul Green Deal (COM(2019)640) europeo volta a delineare una roadmap per rafforzare l'ecosostenibilità dell'economia** dell'Unione europea attraverso un ampio spettro di interventi che insistono prioritariamente sulle competenze degli Stati membri e interessano prevalentemente **l'energia, l'industria (inclusa quella edilizia), la mobilità e l'agricoltura.**

Il Green Deal mira alla trasformazione dell'UE in una società equa e prospera con un'economia moderna e competitiva e mette in evidenza la necessità di un approccio olistico e intersettoriale in cui tutti i settori strategici pertinenti contribuiscano all'obiettivo ultimo in materia di clima.

Il pacchetto comprende iniziative riguardanti clima, ambiente, energia, trasporti, industria, agricoltura e finanza sostenibile, tutti settori fortemente interconnessi.



La Commissione ha altresì delineato un chiaro programma **per conseguire la neutralità climatica entro il 2050**: il 29 luglio 2021 è entrata in vigore la Legge europea sul clima (Regolamento CEE/UE 30 giugno 2021, n. 1119) che “stabilisce l'obiettivo vincolante della neutralità climatica nell'Unione entro il 2050” e “istituisce un quadro per progredire nel perseguimento dell'obiettivo globale di adattamento.

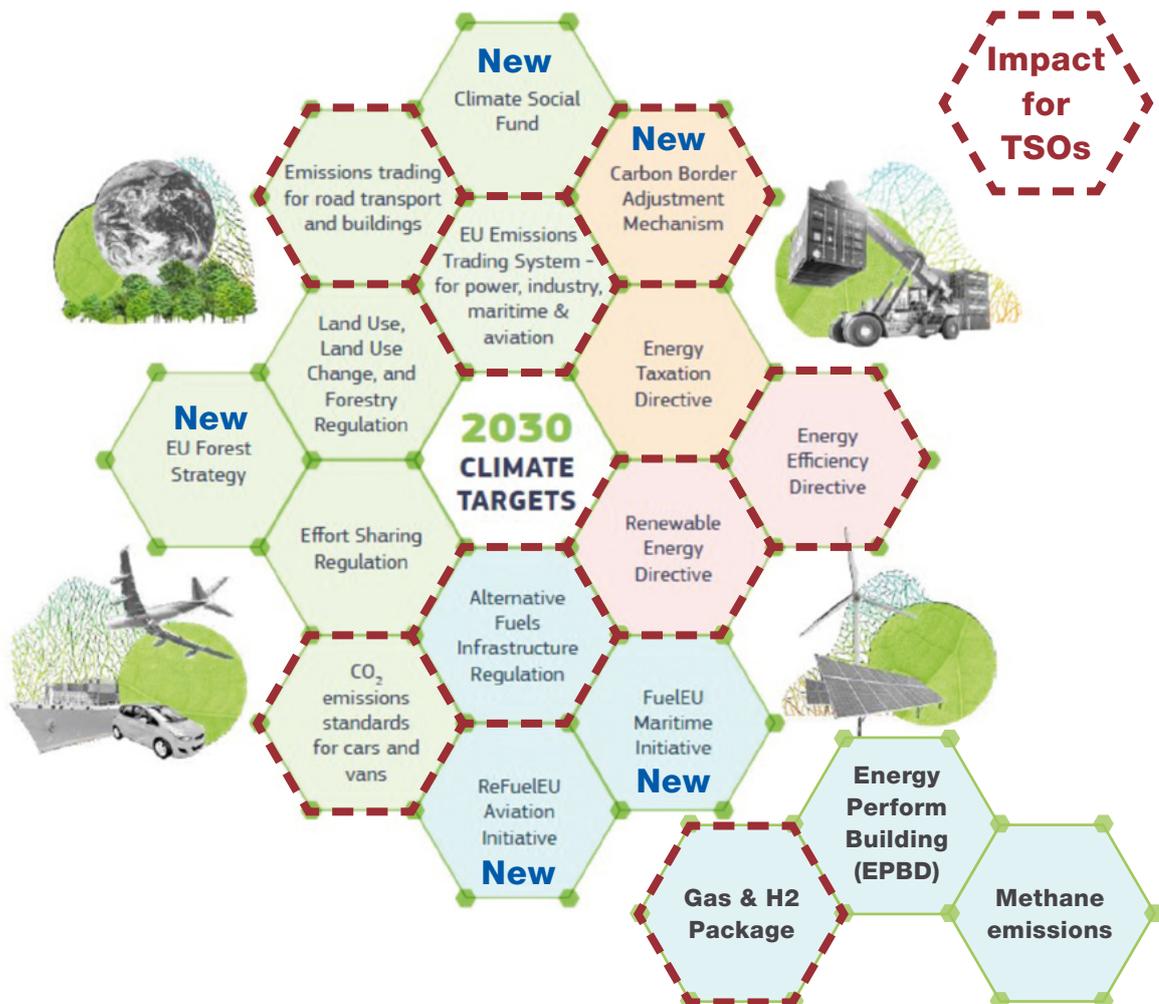
Inoltre, basandosi su una valutazione d'impatto complessiva, la Commissione europea ha definito **un percorso ambizioso di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra con un obiettivo di riduzione almeno il 55% entro il 2030** rispetto ai livelli

del 1990 (il precedente target prevedeva una riduzione del 40%).

Questo percorso ha richiesto una revisione profonda delle politiche energetiche e climatiche dell'Unione europea, contenuta nel pacchetto “Fit for 55” adottato dalla Commissione il 14 luglio 2021.

Il **pacchetto “Fit for 55” nasce con 14 proposte legislative, di cui 5 nuove (tra cui il Carbon Border Adjustment Mechanism – CBAM – e il Fondo Sociale per il Clima) e 9 revisioni** di normative esistenti, ed è stato completato con altre tre proposte a Dicembre 2021. Al momento i negoziati istituzionali sono in corso.

IL PACCHETTO FIT FOR 55



Di seguito un overview dei dossier legislativi rilevanti per Terna inclusi nel Pacchetto Fit for 55 e delle strategie presentate nell'ambito del Green Deal.

Direttiva EU Efficienza Energetica

Al fine di raggiungere il target EU ovvero la riduzione del 55% le emissioni di gas serra entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 e di diventare climaticamente neutra entro il 2050, diverse normative EU sono in fase di revisione, tra cui la direttiva efficienza energetica¹. La proposta della Commissione Europea prevede un aumento dell'obiettivo di efficienza energetica del 9% entro il 2030 (rispetto allo scenario di riferimento del 2020), che è stato ulteriormente portato al 13% nel piano REPowerEU, pubblicato nel maggio 2022. Le disposizioni riguardano il rinnovamento degli edifici pubblici, appalti pubblici, diagnosi energetiche, riscaldamento e raffrescamento e recupero del calore di scarto.

L'obiettivo della proposta di revisione è vincolante a livello di UE. Gli Stati membri dovranno definire i propri obiettivi nazionali indicativi sulla base delle caratteristiche nazionali specifiche.

I negoziati istituzionali sono in corso.

Direttiva EU Rinnovabili (RED)

L'attuale direttiva UE sulla promozione delle energie rinnovabili 2018/2001 è in fase di revisione nell'ambito del Pacchetto "Fit for 55" al fine di allineare gli obiettivi energetici dell'UE all'impegno di ridurre le emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030.

L'UE punta a un incremento sostanziale della quota di energie rinnovabili nel suo mix energetico complessivo. **Il nuovo obiettivo dell'UE per il 2030 è quello di quasi raddoppiare la quota attuale di energia rinnovabile nell'UE portandola al 45%** (target incrementato con il REPowerEU) **del consumo totale di energia**.

A tal proposito, la nuova direttiva punta a introdurre nuove misure e nuovi obiettivi specifici per settore a livello di UE per il 2030. Inoltre, le nuove norme prevedono:

- misure per accelerare le procedure di autorizzazione dei progetti in materia di energie rinnovabili e integrare maggiormente l'energia rinnovabile nelle reti energetiche
- misure più rigide per contrastare le frodi
- criteri più rigorosi per la biomassa forestale che contribuiscano a proteggere le foreste e la biodiversità.

Ogni Stato membro dovrà contribuire all'obiettivo fissato in materia di energie rinnovabili sulla base dei rispettivi obiettivi nazionali (PNEC).

I negoziati istituzionali sono in corso.

Regolamento sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi (AFIR)

La proposta² si inserisce nell'insieme generale di iniziative politiche interconnesse del pacchetto "Fit for 55". Tali iniziative corrispondono alle azioni necessarie in tutti i settori dell'economia per integrare gli sforzi nazionali nell'ottica della maggiore ambizione climatica fissata per il 2030, come descritto nel programma di lavoro della Commissione per il 2021.

Questa iniziativa è volta ad assicurare la disponibilità e la fruibilità di una rete capillare e diffusa di infrastrutture per i combustibili alternativi in tutta l'UE. Gli obiettivi specifici sono:

- assicurare la presenza di un'infrastruttura minima per sostenere la necessaria diffusione di veicoli alimentati con combustibili alternativi in tutti i modi di trasporto e in tutti gli Stati membri per conseguire gli obiettivi climatici dell'UE;
- assicurare la piena interoperabilità dell'infrastruttura;
- assicurare la disponibilità di informazioni complete per gli utenti e opzioni di pagamento adeguate.

Il conseguimento dell'obiettivo del Green Deal europeo sulla riduzione delle emissioni di gas serra generate dai trasporti e lo sviluppo di un mercato comune dell'UE per i trasporti richiedono la piena connettività e continuità nell'ambito della rete di trasporto europea per veicoli, navi e aeromobili a basse emissioni e a zero emissioni. A sua volta ciò impone la disponibilità di una quantità sufficiente e una piena interoperabilità di infrastrutture a livello transfrontaliero interno.

I negoziati istituzionali sono in corso.

¹ Proposal for a Directive Of The European Parliament And Of The Council on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC recast.

² Deployment of Alternative Fuels Infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council ("AFIR").

Regolamento che istituisce un meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere (CBAM³)

Per realizzare le riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra in linea con la normativa europea sul clima, la Commissione ha proposto⁴ per determinati settori, un meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere, al fine di ridurre il rischio di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio, garantendo, in questo modo, che il prezzo delle importazioni tenga conto più accuratamente del loro tenore di carbonio. Tale misura sarà definita in modo da rispettare le norme dell'Organizzazione mondiale del commercio e gli altri obblighi internazionali dell'UE.

Tale meccanismo rappresenta un'alternativa alle misure che affrontano il rischio di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio nel sistema di scambio di quote di emissione dell'UE ("EU ETS") ed è inteso a evitare che gli sforzi di riduzione delle emissioni dell'Unione siano compensati da un aumento delle emissioni al di fuori dell'Unione attraverso la delocalizzazione della produzione o un aumento delle importazioni di prodotti a minore intensità di carbonio. In assenza di tale meccanismo, la rilocalizzazione delle emissioni di carbonio potrebbe determinare un aumento complessivo delle emissioni globali.

I negoziati istituzionali sono in corso.

Hydrogen and gas markets decarbonisation package

Sempre nell'ambito del Pacchetto "FIT for 55", la Commissione europea ha presentato a dicembre 2021 il cosiddetto "Hydrogen and gas markets decarbonisation package".

Il pacchetto include una proposta di revisione di regolamento e una proposta di revisione di direttiva⁵ al fine di "creare le condizioni per il passaggio dal gas naturale fossile ai gas rinnovabili e low-carbon, in particolare biometano e idrogeno, e rafforzare la resilienza del sistema del gas".

Tra gli obiettivi principali: stabilire un **mercato per l'idrogeno, stimolare gli investimenti e consentire lo sviluppo di infrastrutture dedicate**, anche per il commercio con i paesi terzi.

La proposta prevede che le regole per il nuovo mercato dell'idrogeno siano applicate in **due fasi (prima e dopo il 2030)**: nei testi si regolamenta l'accesso alle infrastrutture dell'idrogeno, la separazione delle attività di produzione e trasporto dell'idrogeno e la determinazione delle tariffe.

Nella prima fase entro il 2030 è prevista maggiore flessibilità per favorire lo sviluppo dell'idrogeno.

Si prevede inoltre di istituire un nuovo organismo di governance: la **"Rete europea di operatori di rete per l'idrogeno (ENNOH)"** per promuovere un'infrastruttura dedicata all'idrogeno, il coordinamento transfrontaliero e la costruzione di reti di interconnessione nonché elaborare regole tecniche specifiche. **Dovrà interfacciarsi con ENTSO-G e ENTSO-E e associazioni dei distributori.**

I piani di sviluppo della rete nazionale dovranno basarsi su uno scenario congiunto per elettricità, gas e idrogeno. Gli operatori della rete del gas dovranno includere informazioni sull'infrastruttura che può essere dismessa o riutilizzata e ci saranno report separati sullo sviluppo della rete dell'idrogeno per garantire che la costruzione del sistema dell'idrogeno si basi su una proiezione realistica della domanda

Inoltre, i TSO gas avranno l'obbligo di accettare flussi transfrontalieri di gas con un contenuto di idrogeno in **blending fino al 5% in volume.**

Si prevede un **sistema di certificazione per i gas a basse emissioni di carbonio.** Ciò garantirà parità di condizioni nella valutazione dell'intera impronta delle emissioni di gas a effetto serra dei diversi gas e consentirà agli Stati membri di confrontarli efficacemente e di considerarli nel loro mix energetico.

Altra priorità del pacchetto è **l'empowerment e la protezione dei consumatori.** Rispecchiando le disposizioni già applicabili nel mercato elettrico, i consumatori possono cambiare fornitore più facilmente, utilizzare strumenti efficaci di confronto dei prezzi, ottenere informazioni di fatturazione accurate, eque e trasparenti e avere un migliore accesso ai dati e alle nuove tecnologie intelligenti. I consumatori potranno scegliere i gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio rispetto ai combustibili fossili.

³ Carbon Border Adjustment Mechanism

⁴ "2021/0214 (COD) Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council establishing a carbon border adjustment mechanism"

⁵ Revision of the Gas Directive 2009/73/EC and Gas Regulation (EC) No 715/2009.

Infine, in esito alle discussioni sul rialzo dei prezzi dell'energia, la proposta promuove un **approccio più strategico allo stoccaggio del gas**, integrando le considerazioni sullo stoccaggio nella valutazione del rischio a livello regionale, e consente **l'appalto congiunto volontario degli Stati membri per disporre di scorte strategiche**, in linea con le regole di concorrenza dell'UE.

Al momento Parlamento Europeo e Consiglio Europeo stanno finalizzando le proprie posizioni. I negoziati istituzionali in trilogia inizieranno nel 2023.

Strategia Europea per l'idrogeno

Nel Luglio 2020 il Vice Presidente della Commissione europea, Frans Timmermans e la Commissaria all'energia, Kadri Simson, hanno presentato le nuove strategie europee per l'idrogeno e per l'integrazione del sistema energetico.

La nuova Strategia europea per l'idrogeno, *"A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe"*, definisce un percorso comune europeo per incentivare l'uso dell'idrogeno, in considerazione degli obiettivi del Green Deal europeo e dell'obiettivo a lungo termine di decarbonizzazione al 2050.

Il ruolo dell'idrogeno si prevede in crescita soprattutto in determinati settori industriali, nei trasporti e, in modo minore, per il riscaldamento degli edifici (in sostituzione del gas naturale): l'idrogeno può contribuire a decarbonizzare industrie e veicoli per i quali l'elettrificazione è impossibile o troppo costosa. Le due sfide principali restano i costi ancora elevati di produzione e la domanda piuttosto bassa.

La strategia europea definisce tre fasi per lo sviluppo graduale dell'idrogeno.

In una prima fase (2020-2024) l'UE dovrebbe decarbonizzare l'attuale produzione di idrogeno, con almeno 1 milione di tonnellate di idrogeno rinnovabile e l'installazione di almeno 6 GW di elettrolizzatori. La decarbonizzazione di alcune industrie – raffinazione, siderurgia, chimica – avverrebbe tramite cattura e stoccaggio della CO₂ (CCS). Questa fase sarebbe agevolata anche da un quadro normativo adeguato, soprattutto con in merito agli aiuti di Stato.

Nella seconda fase (2025-2030) l'idrogeno verde dovrebbe diventare una parte sostanziale del sistema energetico europeo, con un minimo di 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile entro il 2030 e 40 GW di elettrolizzatori installati. In questa fase l'idrogeno potrebbe già avere mercato sufficiente per sviluppare domanda industriale, ampliarne l'uso

nei trasporti pesanti e bilanciare i sistemi elettrici basati sulle rinnovabili, anche con lo sviluppo di cluster ed ecosistemi regionali autonomi (cd. Hydrogen Valleys). L'infrastruttura gas dovrebbe essere utilizzata in parte per fornire l'idrogeno su lunghe distanze e sviluppare strutture di stoccaggio adeguate.

Nella terza fase (2030-2050) le tecnologie per l'idrogeno verde dovrebbero essere mature a sufficienza per uno sviluppo autonomo su larga scala, contribuendo in modo sostanziale alla decarbonizzazione dell'UE entro il 2050.

La Commissione europea, considerato l'alto livello di ambizione e la tabella di marcia a lungo termine, prevede un piano d'investimenti fino al 2050 che va da 50 a 200 miliardi di euro per sostenere la produzione di idrogeno.

Per la definizione dettagliata dei progetti concreti su cui investire, la Commissione ha istituito anche la *European Clean Hydrogen Alliance (ECHA)*, che raccoglie rappresentanti delle autorità pubbliche, dell'industria dell'intera catena del valore e della società civile europea.

Strategia Europea per l'integrazione del sistema energetico

La nuova Strategia per l'integrazione del sistema energetico, *"Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration"* è stata anch'essa divulgata lo scorso 8 Luglio 2020.

La strategia si basa su cinque pilastri (*efficienza energetica, elettrificazione della domanda, uso di combustibili rinnovabili, adattamento mercati energetici, diversificazione delle fonti*), con l'obiettivo di gestire la **pianificazione e il funzionamento coordinato del sistema energetico nel suo insieme, attraverso tutta la catena del valore** (vettori energetici, infrastrutture e consumatori). L'integrazione settoriale dovrebbe permettere di ridurre le emissioni di carbonio provenienti da settori difficilmente decarbonizzabili (es. trasporti, edilizia, processi industriali) grazie all'utilizzo di energie decarbonizzate, come l'elettricità a basse emissioni di carbonio o i gas rinnovabili in combinazione con tecnologie innovative.

Il documento propone di applicare il principio di efficienza energetica come fondamento per la creazione di un sistema energetico più circolare.

La Commissione intende anche accelerare l'elettrificazione della domanda di energia, che dovrebbe basarsi soprattutto sulle fonti rinnovabili prevedendo una percentuale di rinnovabili nel mix di elettricità di almeno 80-85% al 2050.

Strategia per l'energia rinnovabile offshore

Per garantire che le fonti rinnovabili offshore possano contribuire a raggiungere gli obiettivi dell'UE in materia di energia e clima, il 19 novembre 2020 la Commissione Europea ha pubblicato la Comunicazione *An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future*. La strategia valuta il contributo delle tecnologie offshore al raggiungimento degli obiettivi climatici, stabilendo nuovi target di installazione di capacità offshore eolica e marina: rispettivamente 60GW e 1GW entro il 2030 e 300GW e 40GW entro il 2050.

A tale scopo, la Commissione Europea prevede investimenti necessari pari a 800 miliardi di euro per

infrastrutture di rete e caldeggia la pianificazione di *meshed grids* e progetti ibridi nei prossimi decenni. Tramite la Comunicazione, gli Stati Membri sono esortati a cooperare più proattivamente nella pianificazione e implementazione dei progetti offshore, al fine di rendere il sistema europeo più efficiente e integrato alle reti onshore. Tramite un approccio olistico, la strategia inserisce la produzione di energia offshore in un quadro più ampio, affrontando altre tematiche settoriali e socio-economiche, quali la pianificazione dello spazio marino, le dimensioni industriali e occupazionali, la cooperazione regionale e internazionale e la promozione di ricerca tecnologica, mantenendo alla base la protezione dell'ambiente e della biodiversità.

1.2 Misure per fronteggiare la crisi energetica

Il piano REPowerEU

Pubblicato il 18 maggio 2022, il piano REPowerEU, è la risposta della Commissione Europea alle difficoltà e alle perturbazioni del mercato mondiale dell'energia causate dalla ripresa economica e industriale post-pandemica e dall'invasione dell'Ucraina da parte della Russia. Il pacchetto *REPowerEU* si articola in dodici documenti che propongono misure di breve e medio-lungo termine secondo quattro macro-aree di intervento: misure di efficientamento e risparmio energetico; di diversificazione delle forniture; di sostituzione dei combustibili fossili attraverso l'accelerazione dello sviluppo di FER; tutte misure supportate attraverso forme di finanziamento e investimento pubblico e privato.

Nella proposta legislativa di revisione della *Renewable Energy Directive* – che sta seguendo il tradizionale iter di negoziazione e votazione presso le istituzioni europee – la Commissione Europea ha chiesto di innalzare il target di penetrazione di FER nel mix energetico europeo dal 40% al 45%, di istituire delle *renewables go-to areas*, ovvero aree individuate dagli Stati Membri come idonee per l'installazione di impianti FER attraverso un piano nazionale soggetto alla Valutazione Ambientale Strategica e di introdurre tempistiche brevi e vincolanti per il rilascio dei permessi (un anno per le *renewables go-to areas* e massimo due anni per i progetti al di fuori), in quanto progetti considerati di *overriding public interest*.

In cinque comunicazioni e cinque pubblicazioni non legislative – che prendono la forma di linee guida, raccomandazioni, *working documents* o atti delegati –, il *REPowerEU Plan* stabilisce nuovi target per lo sviluppo

di energia solare (320GW al 2025, 600GW ca. al 2030), idrogeno verde (20mln tonnellate, di cui 10 prodotte in Unione Europea e 10 importate entro il 2030) e biometano (35 mld di m³ entro il 2030); presenta inoltre una serie di indicazioni per azioni e comportamenti che cittadini e imprese possono implementare per ridurre il consumo energetico nell'immediato e a breve termine; propone di aumentare i target della *Energy Efficiency Directive* da 9% a 13% per migliorare il risparmio energetico e di aumentare gli incentivi per l'efficientamento energetico tramite interventi in vari settori, in particolare sugli edifici; introduce la nuova strategia europea per stabilire nuove partnership o rafforzarne di esistenti con paesi terzi per l'approvvigionamento di gas, GNL e idrogeno, funzionali al raggiungimento degli obiettivi di sicurezza degli approvvigionamenti in vista del prossimo inverno.

Per la realizzazione delle misure proposte, la Commissione Europea stima che siano necessari investimenti pari a 210 miliardi di euro entro il 2027 e un fabbisogno di 29 miliardi di euro per potenziare la rete elettrica entro il 2030 da allocare a Progetti di Interesse Comune (PCI) e piani nazionali di sviluppo. I fondi aggiuntivi messi a disposizione dalla Commissione con il *REPowerEU Plan* si compongono di proventi ETS destinati ai nuovi capitoli dei Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza (20 miliardi di euro), il *Cohesion Fund* (26,9 miliardi di euro); la *Common Agriculture Policy* (7,5 miliardi di euro), l'*Innovation Fund* per promuovere la decarbonizzazione dell'industria (3 miliardi di euro), oltre a investimenti privati promossi in coordinamento con la *European Investment Bank*.

Misure di breve termine

- Promuovere campagne di sensibilizzazione e informazione tra i consumatori per ridurre nell'immediato il consumo energetico individuale
- Implementare le proposte comprese nella Comunicazione "EU Save Energy" per ridurre il consumo di gas da parte di cittadini e imprese
- In caso di interruzioni di forniture, implementare piani coordinati tra gli Stati Membri di riduzione della domanda energetica
- Accelerare lo sviluppo di progetti per il solare e l'eolico
- Aumentare la produzione di biometano e penetrazione delle biomasse
- Approvare i primi progetti per l'idrogeno a livello europeo
- Coordinare acquisti di gas, GNL e idrogeno attraverso la EU Energy Platform
- Stabilire nuove partnership energetiche con fornitori extra-UE
- Riempire gli stoccaggi di gas all'80% entro l'1 novembre 2022 (come previsto dalla Minimum Gas Storage Regulation) e al 90% per i successivi periodi invernali
- Pubblicare nuove call CEF: una già pubblicata da 800mln€ (con deadline 1/9/2022 e copertura costi estesa al 31/12/2028); un'altra call è prevista a inizio 2023 per progetti non pronti a maggio 2022
- Destinare 20mld€ di proventi ETS ai nuovi capitoli REPower dei PNRR.

Misure a medio termine da completare entro il 2027

- Aumentare i target di efficienza energetica entro il 2030 da 9% a 13% (EED) per migliorare il risparmio energetico europeo
- Aumentare gli incentivi per l'efficientamento energetico in vari settori (in particolare sugli edifici)
- Eliminare sussidi per sistemi di riscaldamento a gas, aumentare gli incentivi per l'elettrificazione
- Accelerare le procedure autorizzative per impianti FER: introdurre le cd. "go-to areas" (aree idonee per l'installazione FER e soggette alla Valutazione Ambientale Strategica ma non a VIA dei progetti) e tempistiche brevi e vincolanti per il rilascio dei permessi
- Aumentare la penetrazione di FER nel mix energetico europeo entro il 2030 da 40% a 45% (RED III)
- Raggiungere nuovi target FER: solare 320GW al 2025, + 600GW ca. al 2030; idrogeno verde 20mln tonnellate (10 prodotte in UE + 10 importate) entro il 2030; biometano 35 mld di m³ entro il 2030
- Promuovere i PPA e rafforzare la supply chain FER
- Considerare l'introduzione in futuro di "joint purchasing mechanisms" volontari (CE diventerebbe acquirente centralizzato, vedi caso vaccini COVID)
- Adeguare i Piani di Ripresa e Resilienza nazionali ai nuovi obiettivi REPowerEU tramite gli emendamenti alla Recovery & Resilience Facility Regulation
- Investire una stima pari a 210mld€ entro il 2027 e un fabbisogno di 29mld€ per potenziare la rete elettrica (PCI + progetti nazionali) entro il 2030
- Promuovere la decarbonizzazione dell'industria con progetti per un valore complessivo pari a 3mld€ garantiti dall'Innovation Fund
- Investire in infrastrutture gas ed elettriche per integrare e adattare la rete al fabbisogno energetico futuro
- Incoraggiare investimenti da privati in coordinamento con la European Investment Bank.

Altri pacchetti

A fronte dell'inasprimento della crisi energetica e dei rapporti con la Russia, la Commissione Europea ha fatto seguito al pacchetto *REPowerEU* con la proposta di ulteriori misure volte ad assicurare le forniture di gas agli Stati Membri, rafforzare meccanismi di solidarietà all'interno dell'Unione Europea in vista dell'inverno e mitigare quanto possibile l'impatto dell'aumento dei prezzi sui consumatori e sulle imprese.

Il 20 luglio 2022, la Commissione ha pubblicato il *Winter Preparedness Action Plan*, composto da una Comunicazione che presentava gli strumenti già allora a disposizione degli Stati Membri per fronteggiare la crisi; da una proposta di Regolamento del Consiglio per introdurre target volontari di riduzione dei consumi di gas e mitigare il divario tra domanda e offerta di gas nel mercato europeo; e dallo *European Gas Demand Reduction Plan*, volto a integrare il *REPowerEU Plan* con proposte concrete e implementabili di misure di razionamento dei consumi di energia per aumentare la resilienza del mercato interno dell'Unione in caso di interruzione delle forniture di gas russo.

A settembre 2022, la Commissione ha pubblicato una proposta di Regolamento del Consiglio relativo a un intervento di emergenza per far fronte al rincaro dei prezzi dell'energia, approvato dai leader dei governi nazionali il 30 settembre e adottato il 6 ottobre. In particolare, il Regolamento stabilisce target di riduzione dei consumi di elettricità volontari e obbligatori rispettivamente pari al 10% dei consumi totali e al 5% dei consumi durante le ore di picco; introduce un tetto ai

profitti per le tecnologie inframarginali a 180€/MWh con validità fino al 30 giugno 2023, ad esclusione dei profitti dai mercati di bilanciamento e delle compensazioni di ridispacciamento e countertrading; e chiama le aziende nel settore petrolifero e gas a partecipare ai meccanismi di solidarietà con un contributo di almeno il 33% degli extraprofitti tassabili realizzati nell'anno fiscale 2022.

Infine, il 18 ottobre 2022 la Commissione ha pubblicato un ulteriore pacchetto di documenti che comprende – tra gli altri – la Comunicazione *Energy Emergency - preparing, purchasing and protecting the EU together* e una nuova proposta di Regolamento del Consiglio *Enhancing solidarity through better coordination of gas purchases, exchanges of gas across borders and reliable price benchmarks*. La Comunicazione delinea gli obiettivi del pacchetto, ovvero rafforzare il potere negoziale dell'Unione tramite aggregazione della domanda di gas e acquisti congiunti; accelerare la formulazione di accordi bilaterali di solidarietà tra Stati Membri; creare un benchmark di prezzo ad hoc per il gas naturale liquido; e limitare la volatilità dei prezzi del gas. Il Regolamento, invece, introduce un framework legislativo per i suddetti acquisti congiunti e per l'aggregazione della domanda di gas tramite la *EU Energy Platform*; per la creazione di un nuovo benchmark di prezzo per il gas naturale liquido da parte di ACER; e per l'introduzione entro il 31/1/2023 di un *intra-day volatility management mechanism* (limite minimo e massimo di prezzo) in aggiunta agli esistenti *circuit breakers* previsti dalla MiFID II (*Markets in financial instruments directive*).

1.3 Regolamento TEN-E, PCI e Fondi CEF (2021-2027)

Regolamento TEN-E

Adottato a maggio 2022, il Regolamento EU 2022/869 stabilisce i criteri e le procedure per la selezione dei Progetti di Interesse Comune (PCI) e Progetti di Muto Interesse (PMI) ed i benefici che sono ad essi associati, sostituendo il Regolamento UE 347/2013 al fine di rendere i suoi obiettivi maggiormente coerenti con il target di neutralità climatica al 2050. L'obiettivo delle nuove norme è modernizzare, decarbonizzare e interconnettere le infrastrutture energetiche transfrontaliere degli Stati membri, assicurando l'integrazione del mercato, la competitività e la sicurezza dell'approvvigionamento EU.

Le nuove norme, fra l'altro, pongono fine al sostegno destinato a nuovi progetti relativi al petrolio e al gas naturale, introducono criteri vincolanti di sostenibilità per tutti i progetti e rendono più semplici e rapide le procedure per il rilascio di permessi e autorizzazioni.

La nuova TEN-E individua 11 corridoi e 3 aree tematiche prioritari con progetti da sviluppare e interconnettere - Progetti di Interesse Comune (PCI) e Progetti di Muto Interesse (PMI) - aggiorna le categorie di infrastrutture ammissibili al sostegno, con particolare attenzione alla decarbonizzazione, e pone un nuovo accento sulle reti elettriche offshore, le infrastrutture per l'idrogeno e le reti intelligenti.

La lista dei progetti PCI/PMI è adottata ogni due anni dalla Commissione nella forma di un regolamento delegato basato su una valutazione dei cosiddetti gruppi regionali. I PCI/PMI beneficiano di una serie di vantaggi (incluse procedure autorizzative semplificate), ma non esiste alcuna garanzia di finanziamento dell'UE per i progetti inclusi nell'elenco dei PCI/PMI.

Lista PCI

Terna partecipa alle attività per l'individuazione dei PCI dei gruppi regionali relativi ai corridoi su cui insiste l'Italia.

Il 19 novembre 2021 la Commissione europea ha pubblicato il regolamento delegato con cui ha adottato la quinta lista PCI. I progetti Terna del settore reti elettriche compresi nella quinta lista sono:

- Interconnessione tra Codrongianos (IT), Lucciana (Corsica, FR) e Suvereto (IT) – “SACO13”
- Interconnessione tra Sicilia (IT) e Tunisia – ELMED.

Regolamento CEF

In linea con il precedente programma 2014-2020, il Programma CEF 2021-2027 stabilito con il Regolamento CEF EU 2021/1153 si propone di sviluppare e modernizzare i progetti infrastrutturali transeuropei da realizzare **nel settore dei trasporti, dell'energia e in quello digitale**, tenendo conto degli impegni di decarbonizzazione a lungo

termine e prediligendo altresì quei progetti caratterizzati da possibili sinergie tra i tre settori, così da garantire una maggiore efficienza e ottimizzazione dei costi. In particolare, per il settore energia, vengono riconosciute come priorità:

1. il completamento dei trans-European energy networks attraverso lo sviluppo di PCI finalizzati all'integrazione del mercato interno e all'interoperabilità delle reti
2. la sicurezza dell'approvvigionamento attraverso l'ammodernamento e la digitalizzazione delle infrastrutture
3. la cooperazione tra gli Stati membri su progetti transfrontalieri in materia di energia rinnovabile.

La dotazione finanziaria proposta dalla Commissione europea per l'attuazione del programma nel periodo **2021 - 2027 è di circa 33,71 Mld€ ripartito tra i seguenti settori industriali:**

- **25,81 Mld€** da destinare ai progetti del **settore trasporti;**
- **5,84 Mld€** da destinare ai progetti del **settore energia;**
- **2,07 Mld€** da destinare ai progetti del **settore digitale.**

1.4 Regolamento Tassonomia per gli investimenti sostenibili

Publicato nella Gazzetta ufficiale dell'Unione europea del 22 giugno 2020 il Regolamento (UE) 2020/852 del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 giugno 2020 relativo all'istituzione di un quadro che favorisce gli investimenti sostenibili e recante modifica del regolamento (UE) 2019/2088.

Il Regolamento c.d. “Tassonomia” della Finanza Sostenibile stabilisce i criteri per determinare se un'attività economica possa considerarsi sostenibile. Si applica:

- alle misure adottate dagli Stati membri o dall'Unione che stabiliscono obblighi per i partecipanti ai mercati finanziari o gli emittenti in relazione a prodotti finanziari o obbligazioni societarie resi disponibili come ecosostenibili;
- ai partecipanti ai mercati finanziari che mettono a disposizione prodotti finanziari;
- alle imprese soggette all'obbligo di pubblicare una dichiarazione di carattere non finanziario o una dichiarazione consolidata di carattere non finanziario ai sensi, rispettivamente, dell'articolo 19 bis o dell'articolo 29 bis della direttiva 2013/34/UE del Parlamento europeo e del Consiglio.

Il Regolamento Tassonomia identifica i sei obiettivi ambientali - *Mitigazione del cambiamento climatico, Adattamento al cambiamento climatico, Uso sostenibile e protezione delle risorse idriche e marine, Transizione verso un'economia circolare, Prevenzione e controllo dell'inquinamento, Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi* – che qualificano un'attività economica come “ambientalmente sostenibile”.

Le attività di trasmissione dell'energia elettrica sono considerate tra le attività abilitanti che forniscono un contributo sostanziale agli obiettivi di mitigazione e di adattamento del cambiamento climatico.

Il Regolamento sarà implementato a mezzo di atti delegati della Commissione Europea che ufficializzano i criteri tecnici di eleggibilità delle attività economiche incluse nel framework – **per gli obiettivi di mitigazione e adattamento climatico la pubblicazione degli atti delegati è avvenuta nel corso del 2021 con efficacia a valere dal primo gennaio 2022.**

1.5 Comunicazione sul rafforzamento delle reti energetiche europee

La Comunicazione della Commissione europea sul rafforzamento delle reti energetiche europee (COM(2017) 718 - 23 novembre 2017) **stabilisce l'obiettivo del 15% di interconnessione elettrica al 2030.**

Gli obiettivi di interconnessione elettrica (10% al 2020 e 15% al 2030) sono target politici definiti dal Consiglio Europeo del 2014 e misurati in relazione alla capacità di produzione di energia elettrica installata per tutti gli Stati Membri. I suddetti target sono implementabili prevalentemente attraverso la realizzazione dei c.d. PCI (cfr. paragrafo 1.3).

Le indicazioni principali che emergono sono volte a massimizzare il social welfare delle nuove interconnessioni elettriche e a dare priorità alle interconnessioni necessarie per l'integrazione dei mercati, la copertura della domanda nazionale e l'accesso alle fonti di energia rinnovabile da parte dei Paesi confinanti.

Sono inoltre identificate le condizioni in base alle quali uno Stato Membro dovrebbe considerare più o meno urgente lo sviluppo di ulteriori interconnessioni nel proprio sistema di trasmissione e sono previste determinate soglie per valutare la necessità di incrementare le interconnessioni con l'estero al 2030.

Per il calcolo del target di interconnessione elettrica al 2030 ci si riferisce a due indici, oltre al differenziale di prezzo:

- il rapporto tra la capacità nominale di interconnessione (nominal transmission capacity) e la domanda di picco (peak load);
- il rapporto tra la capacità nominale di interconnessione (nominal transmission capacity) e la capacità di generazione rinnovabile installata (installed renewable generation capacity).

L'indicazione è di utilizzare i suddetti indici per valutare la necessità di nuove interconnessioni elettriche: gli Stati Membri in cui almeno uno dei suddetti rapporti è inferiore al 30% devono porre in essere con urgenza ulteriori sviluppi di interconnessioni elettriche. In tal caso l'indicazione è che qualsiasi progetto di sviluppo che contribuisce all'incremento della capacità di interconnessione di uno Stato Membro (supportando quello Stato Membro a raggiungere una delle sopra definite soglie del 30%) entri a far parte del Piano di Sviluppo Europeo di ENTSO-E (TYNDP) e delle prossime liste dell'Unione dei progetti di interesse Comune (Liste PCI).

La misurazione dei suddetti indici dovrà essere eseguita da ENTSO-E su base annuale e comunicata alla Commissione Europea e all'ACER.

1.6 Proposta di Direttiva relativa alla soppressione dei cambi stagionali dell'ora

La proposta di Direttiva COM (2018) 639 della Commissione Europea di soppressione dei cambi stagionali dell'ora e che abroga la direttiva 2000/84/CE è stata presentata a seguito di una valutazione delle attuali disposizioni sui cambi semestrali dell'ora, in considerazione della normativa vigente a livello comunitario che impone che il cambio dall'ora solare all'ora legale e viceversa sia effettuato ogni sei mesi.

La proposta di Direttiva della CE stabilisce che siano gli Stati Membri a dover decidere se mantenere a titolo permanente l'ora legale o l'ora solare secondo i seguenti orientamenti:

- a partire dal 1 aprile 2021 gli Stati Membri non potranno più applicare cambi stagionali alla loro ora normale;

- l'ultimo periodo in cui gli Stati Membri potranno applicare il cambio stagionale dell'ora inizierà, in tutti gli Stati Membri, alle ore 01:00 del mattino del 31 marzo 2021 e terminerà alle ore 1:00 del mattino dell'ultima domenica di ottobre dello stesso anno;
- entro il 1 aprile 2021 gli Stati Membri dovranno adottare le misure nazionali di attuazione della direttiva che si applicheranno a partire dal 1 aprile 2021;
- dal 1 aprile 2021 la direttiva 2000/84/CE (che disciplina il cambio all'ora legale) è abrogata.

L'iter legislativo in procedura ordinaria tra Commissione Europea, Parlamento Europeo e Consiglio UE è tutt'ora in corso.

1.7 Codici di rete europei

I Codici di rete europei rappresentano un insieme di regole comuni armonizzate a livello europeo, volte ad assicurare l'efficace funzionamento dei sistemi interconnessi di trasmissione di energia elettrica e a contribuire alla creazione di un mercato integrato dell'energia elettrica, attraverso condizioni di accesso alle reti di trasmissione uniformi in tutto il territorio dell'Unione Europea. I Codici di rete sono adottati nella forma di Regolamenti europei e sono riconducibili a tre macro-gruppi:

1. Codici di Esercizio, che definiscono le regole per la sicurezza e interoperabilità delle reti di trasmissione, di cui fanno parte:
 - Regolamento (UE) 2017/1485 che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica (Linee Guida System Operation –SO);
 - Regolamento (UE) 2017/2196 che istituisce un codice di rete in materia di emergenza e ripristino dell'energia elettrica (Network Code Emergency and Restoration - ER).
2. Codici di Mercato, che definiscono i modelli di integrazione del mercato e le regole per la gestione delle congestioni delle reti, di cui fanno parte:
 - Regolamento (UE) 2015/1222 che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione (Linee Guida CACM);
 - Regolamento (UE) 2016/1719 che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità a termine (Linee Guida FCA);
 - Regolamento (UE) 2017/2195 che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico (Linee Guida di bilanciamento).
3. Codici di Connessione, che definiscono le regole di connessione alla rete e di cui fanno parte:
 - Regolamento (UE) 2016/631 che istituisce un codice di rete relativo ai requisiti per la connessione dei generatori alla rete (Network Code RfG);
 - Regolamento (UE) 2016/1388 che istituisce un codice di rete in materia di connessione della domanda (Network Code DCC);
 - Regolamento (UE) 2016/1447 che istituisce un codice di rete relativo ai requisiti per la connessione alla rete dei sistemi in corrente continua ad alta tensione e dei parchi di generazione connessi in corrente continua (Network Code HVDC).

I Codici di rete europei sopra menzionati sono stati adottati nella forma di Regolamenti europei tra il 2015 e il 2017. Mentre prosegue la loro implementazione, **sono state avviate attività finalizzate all'introduzione di nuovi Codici o alla revisione di quelli esistenti:**

• Revisione di Codici di rete:

In linea con quanto previsto dall'articolo 60 del Regolamento (UE) 2019/943 (Mercato Elettrico), la Commissione Europea (CE) ha richiesto ad ACER di formulare raccomandazioni in merito a possibili modifiche delle **Linee Guida CACM**. Nel mese di aprile 2021, ACER ha dunque avviato una consultazione pubblica sulla propria proposta di emendamenti al Regolamento (che ha interessato anche le **Linee Guida SO** limitatamente agli aspetti necessari a garantire coerenza con il CACM) volta principalmente a recepire le previsioni più rilevanti introdotte dal Clean Energy Package e a adeguare l'attuale governance per lo sviluppo e la gestione dei progetti di integrazione dei mercati. A dicembre 2021, ACER ha formulato una raccomandazione alla CE per la revisione dei suddetti Codici di rete, a cui ha fatto seguito una consultazione pubblica della stessa CE nel mese di marzo 2022. Come prossimo passo, si attende la predisposizione da parte della Commissione della proposta di revisione del Regolamento CACM che tiene conto delle raccomandazioni formulate da ACER e delle sue proprie analisi e valutazioni.

Più recentemente, è stato avviato anche il processo per la revisione dei **Codici di connessione**. A maggio 2022, ACER e CEER hanno lanciato una consultazione pubblica con l'obiettivo di finalizzare un policy paper congiunto volto a definire gli ambiti rispetto ai quali proporre modifiche al Regolamento (UE) 2016/631 e al Regolamento (UE) 2016/1388. La versione finale del paper è stata pubblicata a settembre, contestualmente all'avvio da parte di ACER di un'ulteriore consultazione volta a raccogliere le prime proposte concrete di emendamento ai testi dei Regolamenti in questione, di cui terrà conto nel formulare le raccomandazioni che intende trasmettere alla Commissione Europea entro la fine del 2023.

Infine, ACER e CEER (il Consiglio dei regolatori dell'energia europei) hanno lanciato una consultazione pubblica su una bozza di policy paper volto ad esaminare il funzionamento del mercato a termine, nel quale vengono formulate delle prime ipotesi di una sua modifica, le quali potranno dare origine ad una revisione del **Regolamento 1719/2016** sull'allocazione della capacità a termine. La finalizzazione del paper da parte di ACER è attesa per l'autunno 2022.

• Introduzione di nuovi Codici di rete

Ai sensi dell'articolo 59 del Regolamento (UE) 2019/943 (Mercato Elettrico), la Commissione Europea con la Decisione di esecuzione 2020/1479 ha stabilito che per il periodo 2020 - 2023 si dovrà considerare prioritario lo sviluppo di Codici di rete e orientamenti che permettano di disciplinare da un lato, la **demand side flexibility** (comprese norme in materia di aggregazione, stoccaggio dell'energia e riduzione della domanda) e dall'altro, aspetti riguardanti la **cybersecurity dei flussi transfrontalieri di energia elettrica** (comprese norme sui requisiti minimi, la pianificazione, il monitoraggio, la comunicazione e la gestione delle crisi).

In materia di cybersecurity, in seguito alla pubblicazione nel luglio 2021 da parte di ACER delle Linee guida contenenti principi e obiettivi del futuro Codice (già sottoposte a consultazione pubblica nei mesi precedenti), la Commissione ha richiesto ad ENTSO-E di sviluppare,

in stretta collaborazione con la neocostituita associazione europea dei DSO (EU DSO), una proposta da sottoporre alla valutazione di ACER. A luglio 2022, l'Agenzia ha dunque presentato alla Commissione il Codice di rete, che si attende venga finalizzato nel 2023, in esito alla procedura di Comitologia attualmente in corso.

In materia di demand response, nel giugno 2022, la Commissione Europea ha invitato ACER a presentare delle Linee guida al fine di stabilire principi chiari e oggettivi per lo sviluppo di un successivo Codice di rete da parte di ENTSO-E ed EU-DSO. Preliminarmente alla presentazione delle linee guida alla Commissione, previsto per la fine del 2022, ACER ha avviato una consultazione pubblica nel corso dell'estate 2022, precisando che le nuove norme saranno applicabili a tutti i fornitori di risorse menzionati o contemplati negli articoli riportati all'interno dello stesso Art.59(1)(e) del Regolamento (UE) 2019/943, quindi anche alla generazione distribuita.

Decisioni emanate da ACER che rilevano ai fini del PdS 2

2.1 Decisioni relative all'implementazione del Clean Energy Package

Decisione No 02/2022 con cui valuta il rapporto di adeguatezza europeo di lungo periodo per l'anno 2021 (*ERAA -European Resource Adequacy Assessment*) condotto per la prima volta da ENTSO-E e volto ad identificare – con un orizzonte temporale di dieci anni – possibili problematiche di adeguatezza a livello di Unione Europea, Stato Membro e Zone di mercato. La decisione è corredata da una serie di raccomandazioni per lo svolgimento delle valutazioni previste per gli anni successivi che comprendono la necessità di accrescere il coordinamento tra i TSO nei modelli e nelle assunzioni sottostanti gli input su cui costruire gli scenari, di considerare i nuovi target di decarbonizzazione europei, di motivare eventuali differenze tra la rete di riferimento dell'ERAA e del TYNDP, di migliorare la valutazione di redditività economica (*EVA – economic viability assessment*), riflettere gli impatti del requisito di cui all'articolo 16(8) del Regolamento (UE) 2019/943 (cosiddetta regola del 70%) e di eventuali piani di azione o deroghe, fornire una descrizione completa dell'approccio metodologico e delle ipotesi per la modellizzazione del contributo del *demand side response* e di rappresentare come le misure stabilite nei piani di implementazione nazionali influenzino le ipotesi o la modellizzazione.

(Rif. normativo: Regolamento (UE) 2019/943).

Decisione No 04/2022 che stabilisce la metodologia per le analisi e la reportistica sui disturbi operativi che dovrà essere applicata dai centri di coordinamento regionali (RCC). In particolare, si prevede l'attivazione di un'indagine da parte degli RCC su ogni incidente la cui intensità superi una soglia prestabilita, al di sopra della quale l'impatto delle azioni di uno o più TSO negli stati di emergenza, blackout o ripristino è considerato significativo per altri TSO interconnessi in modo sincrono

o asincronico. Il processo per le analisi e la relativa rendicontazione si integra con quello istituito per le indagini sugli incidenti secondo la metodologia Incident classification scale ("ICS") già sviluppata da ENTSO-E ai sensi dell'articolo 30(1)(i) del Regolamento 2019/943, prevedendo la creazione di un sottogruppo all'interno del Comitato di Esperti ICS costituito dai rappresentanti di tutti gli RCC. Il Report finale predisposto dal Comitato di Esperti ICS dovrà includere un capitolo dedicato alle indagini degli RCC, all'interno del quale dovranno essere ricomprese le raccomandazioni volte ad evitare in futuro il ripetersi di incidenti simili.

(Rif. normativo: Regolamento (UE) 2019/943).

Decisione No 05/2022 con cui modifica la definizione delle System Operation Regions (SOR) di cui alla precedente decisione n.8/2021, introducendo la SOR "Europa Sud-Ovest" che include i TSO e le zone di mercato di Spagna, Francia e Portogallo (precedentemente inseriti nella SOR "Europa Centrale"). Il provvedimento lascia inalterata la configurazione delle altre regioni e riconosce le circostanze eccezionali che consentono a Terna di partecipare nei Regional Coordination Centres (RCC) istituiti in due SOR, ovvero:

- la SOR Europa Centrale, che comprende la zona di mercato IT NORD e i confini dell'Italia del nord (il cui coordinamento è affidato ai RCC Coreso – partecipato da Terna – e TSCNET)
- la SOR Sud-Est, che comprende le restanti zone italiane, i confini interni ed il collegamento con la Grecia (il cui coordinamento è affidato al RCC Selene CC).

(Rif. normativo: Regolamento (UE) 2019/943).

Decisione No 07/2022 che stabilisce la metodologia per l'addestramento e la certificazione degli operatori dei centri di coordinamento regionali (RCC) al fine di assicurare che il loro livello di preparazione sia costantemente adeguato allo svolgimento di tutti i servizi affidati al RCC o ad eventuali relativi desk regionali. La metodologia stabilisce il processo da seguire per la preparazione e lo svolgimento del training; richiede inoltre che entro 4 anni dall'approvazione della metodologia gli RCC debbano addestrare e certificare un numero sufficiente di operatori addetti almeno ai servizi già implementati tra cui il calcolo della capacità, il coordinamento delle analisi di sicurezza e l'elaborazione di modelli di rete comuni.

(Rif. normativo: Regolamento (UE) 2019/943).

Decisione No 11/2022 che individua le configurazioni alternative di zone di mercato, da prendere in considerazione nel processo di revisione delle zone (Bidding Zone Review - BZR) ai sensi dell'Art.14 del Regolamento (UE) 2019/943. Il provvedimento giunge a valle dei risultati delle simulazioni sui prezzi marginali locali (LMP) richiesto da ACER con la Decisione No 29/2020 e prevede configurazioni alternative solo per le Regioni Nordic (composta da Norvegia, Finlandia, Svezia e la parte Est della Danimarca) e Central Europe (corrispondente all'Europa centrale e di cui fa parte la zona nord dell'Italia). In particolare, per l'Italia, si prevede di analizzare una configurazione alternativa che consiste nella ripartizione della zona nord dell'Italia in due zone di mercato, I1 (Nord-Est) e I2 (Nord-Ovest).

(Rif. normativo: Regolamento (UE) 2019/943).

2.2 Decisioni relative all'implementazione dei Codici di Rete e delle Linee guida europee

Decisione No 04/2021 sulla proposta paneuropea di definizione delle Regioni di calcolo della capacità con cui, tra le altre, approva l'aggiornamento della Regione di calcolo di capacità Greece – Italy – costituita dai confini tra le zone di mercato nazionali italiane e dal confine tra Italia e Grecia - come step formale per recepire l'entrata in operatività da gennaio 2021 della nuova configurazione zonale italiana (introduzione zona "Calabria ed eliminazione polo di "Rossano). Inoltre, viene richiesto ai TSO un nuovo studio con cui valutare una differente definizione almeno in riferimento alle Regioni Hansa (confini Olanda, Danimarca, Polonia, Germania e Svezia), Nordic (confini tra Svezia, Danimarca e Finlandia) e Core (comprensiva dell'Europa centro occidentale e centro orientale).

(Rif. normativo: Regolamento (UE) 2015/1222).

Decisione No 07/2021 che modifica la metodologia paneuropea sul coordinamento interregionale (inteso tra regioni di calcolo della capacità "CCR") delle analisi di sicurezza. L'emendamento è volto prevalentemente a specificare le regole per il coordinamento tra diverse regioni di calcolo della capacità (CCR) delle analisi di sicurezza, definendo in particolare i principi per:

- l'individuazione degli elementi di rete i cui flussi fisici sono impattati significativamente dall'attivazione di contromisure in più CCR, la CCR responsabile di una violazione di sicurezza inter-regionale e le azioni utili a risolvere tale violazione;
- il processo di coordinamento da parte degli RCC competenti per la gestione delle violazioni inter-regionali, volto a individuare le azioni economicamente più efficienti nel rispetto della sicurezza;

- l'interazione tra i processi di coordinamento della sicurezza operativa inter-regionali e regionali;
- la ripartizione dei costi del coordinamento inter-regionale tra più CCR e all'interno di una stessa CCR.

(Rif. normativo: Regolamento (UE) 2017/1485).

Decisione No 16/2021 che rivede la metodologia per il calcolo e la distribuzione delle rendite da congestione tra i TSO di una regione di calcolo della capacità. La revisione si è resa necessaria principalmente per tenere conto dell'avvio del processo di calcolo della capacità basato su un approccio *flow-based* nella regione di calcolo della capacità CORE (comprensiva dell'Europa centro occidentale e centro orientale) e per estendere la sua applicazione anche al mercato intraday, in previsione dell'entrata in operatività delle aste implicite europee.

(Rif. normativo: Regolamento (UE) 2015/1222).

Decisione No 03/2022 che modifica la metodologia comune per la determinazione del prezzo di bilanciamento e della capacità transfrontaliera usata per lo scambio di energia di bilanciamento o per il processo di compensazione degli sbilanciamenti, introducendo il limite di prezzo tecnico di +/- 15.000 €/MWh (rispetto a quello precedentemente previsto di +/- 99.999 €/MWh), valido per un periodo transitorio fino a 4 anni a partire da luglio 2022.

(Rif. normativo: Regolamento (UE) 2017/2195).

Atti normativi emanati nel corso del 2021-2022

3

3.1 Provvedimenti emanati nel 2021

Legge 22 aprile 2021 n. 53 recante Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea - Legge di delegazione europea 2019-2020, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 97 del 23 aprile 2021

La Legge di delegazione europea prevede principi e criteri direttivi per l'attuazione delle direttive sul mercato interno dell'energia elettrica e sulla promozione dell'uso

dell'energia da fonti rinnovabili (tra cui l'individuazione delle **aree idonee** per l'installazione degli impianti a fonti rinnovabili).

Decreto-legge 22 marzo 2021 n. 41 recante Misure urgenti in materia di sostegno alle imprese e agli operatori economici, di lavoro, salute e servizi territoriali, connesse all'emergenza da COVID-19, convertito con legge 21 maggio 2021 n. 69 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 120 del 21 maggio 2021 (cd *DL Sostegni I*)

Il decreto-legge prevede, tra le norme di interesse, misure in tema di **riduzione degli oneri delle bollette elettriche** (l'AREERA opera una riduzione della spesa sostenuta dalle utenze elettriche connesse in bassa tensione diverse dagli usi domestici, con riferimento alle voci della bolletta "trasporto e gestione contatore" e "oneri generali di

sistema"; per i clienti non domestici alimentati in bassa tensione con potenza superiore a 3,3 KW, le tariffe e gli oneri sono rideterminate applicando una potenza virtuale fissata convenzionalmente a 3KW), web tax e dichiarazione dei redditi, lavoro, fondo per imprese in situazioni di temporanea difficoltà finanziaria.

Decreto-legge 6 maggio 2021 n. 59 recante Misure urgenti relative al Fondo complementare al Piano nazionale di ripresa e resilienza e altre misure urgenti per gli investimenti, convertito con legge 1° luglio 2021 n. 101 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 160 del 6 luglio 2021 (cd Fondo PNRR)

Il decreto-legge approva il Piano nazionale per gli investimenti complementari finalizzato a integrare le risorse del PNRR per € 30.622,46mln per gli anni dal 2021 al 2026. Di interesse le norme in tema di **cold ironing** (si prevede uno stanziamento per l'elettrificazione delle

banchine "attraverso un sistema alimentato, ove l'energia non provenga dalla rete di trasmissione nazionale, da fonti green rinnovabili o, qualora queste non siano disponibili, da biogas o in sua mancanza, da gas naturale") e di fondo per lo sviluppo e la coesione.

Decreto-legge 25 maggio 2021 n. 73 recante Misure urgenti connesse all'emergenza da COVID-19, per le imprese, il lavoro, i giovani, la salute e i servizi territoriali, convertito con legge 23 luglio 2021 n. 106 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale del 24 luglio 2021 (cd DL Sostegni bis)

Il decreto-legge prevede la proroga della **riduzione degli oneri delle bollette elettriche** (fino a luglio 2021, con riferimento alle tariffe da applicare tra il 1° luglio e il 31 luglio 2021, nel limite di spesa di € 200 mln per l'anno 2021), misure di **sostegno per il settore elettrico** (finalizzate a contenere gli oneri in bolletta derivanti dagli adeguamenti delle tariffe del settore elettrico fissate dall'AREERA per il terzo trimestre 2021, attraverso: quota parte dei proventi

delle aste delle quote di emissione di anidride carbonica (CO₂) nella misura complessiva di € 609 mln al sostegno delle misure di incentivazione delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica, che trovano copertura sulle tariffe dell'energia (oneri generali pagati in bolletta); disposizioni in materia di revisione dei prezzi dei materiali nei contratti pubblici; il trasferimento alla Cassa per i servizi energetici e ambientali di € 591 mln.

Decreto-legge 31 maggio 2021 n. 77 recante Governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure, convertito con legge 29 luglio 2021 n. 108, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale del 30 luglio 2021 (cd DL Semplificazioni e Governance PNRR)

Il decreto-legge prevede modifiche al Codice ambiente in materia di opere PNIEC-PNRR, intesa delle regioni, commissione tecnica speciale, procedure di VIA e VAS, impatto ambientale, interpellato ambientale, soprintendenze nonché norme in tema di **semplificazioni per gli impianti di accumulo e fotovoltaici**, impianti di produzione e pompaggio idroelettrico, infrastrutture di ricarica, oneri generali di sistema nonché diverse norme sulla governance del Piano PNRR e in materia di appalti.

In particolare, è prevista l'introduzione di un nuovo allegato al Codice Ambiente in cui saranno indicate le opere, gli impianti e le infrastrutture necessari alla realizzazione dei progetti strategici per la transizione energetica del Paese inclusi nel PNRR e al raggiungimento degli obiettivi fissati PNIEC, che costituiscono interventi di pubblica utilità, indifferibili e urgenti tra cui gli **elettrodotti funzionali al collegamento internazionale e interconnector e gli elettrodotti ed opere funzionali al collegamento tra zone di mercato nazionali e alla riduzione delle congestioni intrazonali**

e dei vincoli di capacità produttiva. Tali progetti nel caso della VIA di competenza statale sono valutati dalla Commissione Tecnica PNRR/ PNIEC: le infrastrutture facenti parte della rete nazionale di trasmissione dell'energia elettrica comprese in tale nuovo Allegato sono autorizzate anche nelle more della approvazione del primo Piano decennale di sviluppo in cui sono state inserite.

Inoltre, si prevede l'aumento **da 60 a 120 giorni del termine per le integrazioni VIA** da parte del proponente nei casi di integrazioni che richiedono maggiori approfondimenti su motivata richiesta del proponente in ragione della particolare complessità tecnica del progetto o delle indagini richieste.

Si prevede infine l'**esclusione dell'autorizzazione paesaggistica** anche per le linee interrate per il trasporto dell'energia elettrica facenti parte della rete di trasmissione nazionale alle medesime condizioni previste per le reti di distribuzione locale.

Decreto Legislativo 8 novembre 2021 n. 199 recante Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale del 30 novembre 2021 (cd Decreto RED II)

Il decreto prevede misure in tema di fonti rinnovabili, **sistemi di sostegno per la produzione di FER** (si prevedono incentivi per impianti di grande e piccola taglia attribuiti attraverso procedure di aste al ribasso o secondo meccanismi tariffari), attuazione PNRR, allocazione aste CO₂, progetti comuni e trasferimenti statistici, **procedure autorizzative** (per la costruzione e l'esercizio di impianti FER si prevede l'istituzione di una Piattaforma unica digitale per la presentazione delle istanze per la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili

realizzata e gestita dal GSE; l'adozione di modelli unici per le procedure di autorizzazione; l'individuazione di superfici e **aree idonee e non idonee** alla installazione degli impianti; **semplificazioni autorizzative** per le aree idonee e per impianti rinnovabili offshore), autoconsumo e comunità energetiche, accelerazione nello sviluppo della RTN (prevista, da parte di **Terna**, l'elaborazione di una specifica pianificazione di opere di rete urgenti finalizzata al raggiungimento degli obiettivi PNRR e europei), incentivi, infrastrutture di ricarica.

Decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 210 recante Attuazione della direttiva UE 2019/944, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dell'11 dicembre 2021 (cd Decreto mercato elettrico)

Il decreto prevede misure in tema di sviluppo di capacità di stoccaggio, sistemi di stoccaggio facenti parte dei sistemi di distribuzione e trasmissione, funzioni e responsabilità del Gestore della RTN, rischi per la sicurezza del sistema elettrico, comunità energetiche. In particolare:

- **Terna** sottopone all'approvazione del MITE una proposta di progressione temporale del **fabbisogno di capacità di stoccaggio** in relazione alla quale è definito un sistema di approvvigionamento a lungo termine basato su aste concorrenziali, trasparenti, non discriminatorie, svolte dal **Terna** e orientate a minimizzare gli oneri per i consumatori. Nel caso in cui non sia aggiudicato il fabbisogno di capacità necessaria, Terna sottopone all'approvazione del MITE un **piano di realizzazione diretta dei sistemi di accumulo mancanti**.
- **Terna** definisce requisiti tecnici e dei vincoli per l'organizzazione e la gestione della **Piattaforma** per l'allocazione della capacità di stoccaggio, tenendo conto dei definiti dal Gestore della rete di trasmissione nazionale.
- La costruzione e l'esercizio degli impianti idroelettrici di accumulo mediante pompaggio, le **opere connesse** e le infrastrutture indispensabili, nonché le modifiche sostanziali degli impianti stessi, sono soggetti ad una autorizzazione unica.
- L'abrogazione dei commi 4 e 5 art. 36 D.Lgs n. 93/2011 relativi alla possibilità per **Terna** di realizzare e gestire i sistemi di accumulo mediante batterie nel PDS e all'adozione di un apposito Decreto Ministeriale per la realizzazione e gestione degli impianti di produzione idroelettrica da pompaggio inseriti nel PDS.
- **Terna** e il Gestore del sistema di distribuzione, nell'ambito di quanto previsto dai rispettivi piani di sviluppo della rete, possono proporre di sviluppare e gestire **impianti di stoccaggio dell'energia**, solo se questi sono componenti di rete pienamente integrati (ovvero sistemi per la gestione sicura della rete, non utilizzati per acquisto/vendita di energia o per bilanciamento) per i quali l'ARERA ha concesso la sua approvazione.
- La modifica dell'art. 36 DLgs n. 93/2011 prevedendo che l'ARERA verifichi la **coerenza del piano di sviluppo**

della rete di trasmissione oltre che con i fabbisogni individuati nell'ambito della procedura di consultazione pubblica, anche con il piano decennale di sviluppo della rete dell'Unione europea e con il PNIEC: all'esito di tali verifiche, può chiedere al Gestore di modificare il PdS.

Il DL prevede inoltre una serie di funzioni in capo a **Terna**, tra cui:

- fornire ai gestori degli altri sistemi interconnessi informazioni per il funzionamento, lo sviluppo coordinato e l'interoperabilità del sistema interconnesso; assicurare la non discriminazione tra utenti e categorie di utenti, specialmente a favore delle proprie società e imprese collegate; acquistare servizi ancillari per la sicurezza del sistema; partecipare alle valutazioni di adeguatezza del sistema, a livello nazionale ed europeo; garantire la digitalizzazione dei propri sistemi di trasmissione compresa gestione dei dati e cybersecurity sotto la vigilanza di ARERA
- approvvigionare i servizi di bilanciamento nel rispetto di alcune condizioni di trasparenza e apertura alla massima partecipazione degli attori di mercato
- stabilire, su approvazione da parte di ARERA e con il coinvolgimento di utenti e gestori del sistema di distribuzione, le specifiche tecniche per i servizi ancillari non relativi alla frequenza (escluse componenti di rete pienamente integrate) e gli standard dei prodotti di mercato per la fornitura di tali servizi
- scambiare le informazioni e coordinarsi con i gestori del sistema di distribuzione; il gestore ha diritto a essere adeguatamente remunerato per l'acquisizione dei servizi
- pubblicare le procedure per la connessione di nuovi impianti di generazione e di nuovi impianti di stoccaggio di energia elettrica
- il Gestore non ha diritto di rifiutare la connessione di un nuovo impianto di generazione ovvero di stoccaggio di energia elettrica in ragione di eventuali future limitazioni della capacità di rete disponibile e di congestioni in punti distanti del sistema.

Si prevede inoltre che, entro 6 mesi dall'entrata in vigore del decreto, l'ARERA disciplina: le modalità di cooperazione tra gestori reti di distribuzione e il **gestore rete di trasmissione**; la sperimentazione di un sistema di auto-dispacciamento a livello locale. Entro 12 mesi norma, l'ARERA disciplina le modalità di approvvigionamento da parte dei Gestori dei sistemi di distribuzione, in coordinamento con il **Gestore della rete di trasmissione**, dei servizi necessari per il funzionamento efficiente, affidabile e sicuro delle reti di distribuzione.

Si prevede altresì l'obbligo per il gestore del sistema di distribuzione di elaborare e presentare al MITE e ARERA

con cadenza biennale un **piano di sviluppo della rete** di competenza su orizzonte di 5 anni. Tale Piano è predisposto in coordinamento con la **rete di trasmissione** e in coerenza con il piano di sviluppo della RTN e individua il fabbisogno di flessibilità con riferimento ai servizi connessi alle reti di distribuzione, gli investimenti programmati inclusi i punti di ricarica dei veicoli elettrici e l'evoluzione prevista per le congestioni di rete. Il piano deve inoltre essere "*comunicato alle Regioni e Province autonome per gli aspetti correlati al rilascio delle **autorizzazioni per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, all'adeguamento delle infrastrutture di rete nelle aree idonee, e al rilascio delle autorizzazioni per gli sviluppi di rete***".

Legge 19 novembre 2021 n. 217 di ratifica dell'accordo fatto a Tunisi il 30 aprile 2019 tra il Governo della Repubblica italiana e il Governo della Repubblica Tunisina sullo sviluppo di una infrastruttura per la trasmissione elettrica finalizzata a massimizzare gli scambi di energia tra l'Europa e il Nord Africa, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 302 del 21 dicembre 2021 (cd [Legge di ratifica interconnessione Italia-Tunisia](#))

La legge ratifica l'accordo in base al quale è previsto l'intento di **Terna** di eseguire la costruzione di una nuova interconnessione elettrica tra Italia e Tunisia, come parte della Rete di Trasmissione Italiana e come stabilito nel Piano di sviluppo della rete; la

capacità di trasmissione messa a disposizione dal Nuovo Progetto, al confine tra Italia e Tunisia, e le relative rendite da congestione saranno ripartite in proporzione ai rispettivi investimenti su un principio di base del 50%.

Legge di Bilancio 30 dicembre 2021 n. 234, pubblicata nella Gazzetta ufficiale del 31 dicembre 2021 (cd [Legge Bilancio 2022](#))

La Legge di bilancio prevede, con riferimento al settore energia, norme in materia di contenimento prezzi bollette (trasferimento alla Cassa per i servizi energetici e ambientali di € 1.800mln), fondo per il potenziamento difesa cibernetica e capacità resilienza energetica nazionale, aumento risorse per redazione **VIA per interventi PNRR**

(€ 700.000 per il 2022), finanziamento ISPRA per supporto tecnico alle attività istruttorie svolte dal MITE per procedure VIA e VAS e per attuazione PNRR (€ 1mln per il 2022), semplificazione procedure energia idroelettrica, contributi accumuli FER (credito di imposta di € 3mln per il 2022), osservatorio Euromediterraneo - Mar Nero.

Decreto-legge 6 novembre 2021 n. 152 recante Disposizioni urgenti per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e per la prevenzione delle infiltrazioni mafiose, convertito con legge 29 dicembre 2021 n. 233, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale del 31 dicembre 2021 (cd DL Attuazione PNRR)

Il decreto-legge prevede norme in tema di riduzione dei termini per la redazione del rapporto ambientale previsto dal Codice Ambiente, **VAS** (si prevede che qualora l'autorità competente stabilisca di non assoggettare il piano o programma al procedimento di VAS, specifichi i motivi principali della decisione, tenendo conto delle eventuali osservazioni dei soggetti

competenti in materia ambientale), revamping degli impianti fotovoltaici, rifiuti di apparecchiature elettriche e elettroniche da fotovoltaico, compensi del collegio consultivo tecnico delle stazioni appaltanti, Fondo Ripresa Resilienza Italia, cessazione del servizio di maggior tutela per i clienti domestici, Piano d'azione per la riqualificazione dei siti orfani.

3.2 Provvedimenti emanati nel 2022

Legge 23 dicembre 2021 n. 238 recante Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea - Legge europea 2019-2020, pubblicata in Gazzetta Ufficiale del 17 gennaio 2022 (cd Legge europea)

La Legge prevede una serie di norme in materia di **appalto e subappalto**. Prevede inoltre l'estensione oltre il 2020 degli obblighi di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra; la modifica del decreto legislativo n. 47/2020 in materia di

sistema europeo per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra; introduce disposizioni sulla metodologia di calcolo da utilizzare per la determinazione di energia prodotta dai biocarburanti e dai bioliquidi.

Decreto-legge 30 dicembre 2021 n. 228 recante disposizioni urgenti in materia di termini legislativi, convertito con Legge 25 febbraio 2022 n. 15 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 49 del 28 febbraio 2022 (cd DL Milleproroghe)

Il decreto-legge prevede proroghe di termini in materia di transizione ecologica (al 31 dicembre 2026 l'import virtuale), economica e finanziaria (al 31 luglio 2022 le

disposizioni per lo svolgimento delle assemblee di società ed enti), di esercizio di poteri speciali nei settori di rilevanza strategica.

Decreto-legge 27 gennaio 2022 n. 4 recante Misure urgenti in materia di sostegno alle imprese e agli operatori economici, di lavoro, salute e servizi territoriali, connesse all'emergenza da COVID-19, nonché per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico, convertito con Legge 28 marzo 2022 n. 25 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 3 del 28 marzo 2022 (cd [DL Sostegni-ter](#))

Il decreto-legge contiene misure urgenti per il **contenimento dei costi dell'energia elettrica** tra cui il meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia, riduzione delle bollette per gli energivori, riduzione dei sussidi ambientalmente dannosi, nonché norme sulla disciplina della **Commissione tecnica PNRR-PNIEC**: al fine di accelerare i processi autorizzativi degli impianti FER i componenti della

Commissione svolgono tale attività a tempo pieno. Con decreto del MITE fino a un massimo di 6 componenti della **Commissione VIA-VAS** possono essere nominati anche componenti della Commissione Tecnica PNRR-PNIEC. Presso le Commissioni Via-VAS e PNRR-PNIEC è istituito un contingente di 4 unità del Comando unità forestali, ambientali e agroalimentari dell'Arma dei carabinieri.

Decreto-legge 22 febbraio 2022 n. 14 recante Disposizioni urgenti sulla crisi in Ucraina, convertito con Legge 5 aprile 2022 n. 28 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 87 del 13 aprile 2022 (cd [DL Ucraina](#))

Il decreto-legge contiene disposizioni in materia di sicurezza energetica nazionale, tra cui le seguenti specifiche per **Terna**: i) che predisponga un **programma di massimizzazione** dell'impiego degli impianti di generazione di energia elettrica con potenza termica nominale superiore a 300 MW che utilizzino carbone o olio combustibile in condizioni di regolare esercizio, per il periodo stimato di durata dell'emergenza,

fermo restando il contributo degli impianti alimentati a energie rinnovabili; ii) che **Terna** trasmetta con periodicità settimanale a MITE e ARERA tale programma ed effettui il dispacciamento degli impianti medesimi, nel rispetto dei vincoli di sicurezza della rete, in modo da massimizzarne l'utilizzo, nonché assimilandoli alle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico.

Decreto-legge 1° marzo 2022 n. 17 recante Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali, convertito con Legge 27 aprile 2022 n. 34 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 98 del 28 aprile 2022 (cd [DL Energia](#))

Il decreto-legge prevede la **semplificazione per le opere di modifica agli impianti FER e la semplificazione in materia di infrastrutture elettriche**. Contiene inoltre misure su azzeramento oneri di sistema, riduzione iva gas e oneri generali sistema gas, rendicontazione Arera sul contenimento dei prezzi dell'energia, bonus sociale energia, strategia

contro la povertà economica, semplificazione installazione impianti fotovoltaici su aree idonee, semplificazioni per impianti di accumulo elettrochimico e per impianti flottanti, autoconsumo, **semplificazioni per impianti rinnovabili in aree idonee, semplificazioni procedure autorizzative per impianti offshore e pompaggi**.

Decreto-legge 21 marzo 2022 n. 21 recante Misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina, convertito con Legge 20 maggio 2022 n. 21 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 117 del 20 maggio 2021 (cd [DL Tagliaprezzi](#))

Il decreto-legge prevede tra le norme di interesse in materia di energia: **misure di semplificazioni per le rinnovabili**, contributo straordinario contro il caro bollette (tassazione extraprofitto imprese energivore al 25%), credito di imposta per acquisto energia, bonus sociale elettricità e

rateizzazione bollette, trasparenza prezzi importazione gas, poteri speciali nei settori energia, trasporti e comunicazioni, qualificazioni stazioni appaltanti per riconoscimento incentivi per efficienza energetica, fotovoltaico, revisioni prezzi contratti pubblici.

Legge 21 giugno 2022 n. 78 recante Delega al Governo in materia di contratti pubblici, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n.146 del 24 giugno 2022 (cd [Legge delega contratti pubblici](#))

La legge indica i principi e i criteri direttivi che il Governo deve seguire nell'adottare, entro 6 mesi dall'entrata in vigore della Legge, uno o più decreti legislativi sulla disciplina dei contratti pubblici (revisione delle competenze dell'ANAC e contratti-tipo, ridefinizione disciplina in materia

di qualificazione delle stazioni appaltanti afferenti ai settori speciali, semplificazioni nelle discipline e procedure, regime obbligatorio di revisione dei prezzi, riduzione e certezza dei tempi relativi alle procedure di gara, disciplina varianti in corso d'opera).

Decreto-legge 30 aprile 2022 n. 36 recante Ulteriori misure urgenti per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza, convertito con Legge 29 giugno 2022 n. 79 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 150 del 29 giugno 2022 (cd [DL PNRR-bis](#))

Il decreto-legge contiene misure su modifiche al Codice Appalti (variante in corso d'opera), produzione e consumo di idrogeno da FER, derivazioni per uso irriguo,

approvazione piani di bacino, biomasse, illeciti ambientali, **cold ironing**, zone economiche speciali (ZES) e (zone logistiche semplificate (ZLS), limiti ai compensi CCT.

Decreto-legge 30 giugno 2022 n. 80 recante Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale per il terzo trimestre 2022 e per garantire la liquidità delle imprese che effettuano stoccaggio di gas naturale, pubblicato nella Gazzetta ufficiale del 30 giugno 2022 (cd [DL Bollette III](#))

Il DL prevede l'azzeramento oneri generali di sistema nel settore elettrico per il terzo trimestre 2022, la riduzione dell'IVA e degli oneri generali nel settore del gas per il

terzo trimestre dell'anno 2022, disposizioni per accelerare lo stoccaggio di gas naturale; garanzie per le esigenze di liquidità connesse allo stoccaggio del gas naturale.

Decreto-legge 17 maggio 2022 n. 50 recante Misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese e attrazione degli investimenti, nonché in materia di politiche sociali e di crisi ucraina, convertito in Legge del 15 luglio 2022 n. 91, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 164 del 15 luglio 2022 (cd [DL Aiuti](#))

Il decreto-legge prevede una serie di norme in materia di **aree idonee per la RTN, proroga VIA senza prescrizioni, esenzione VIA per elettrodotti in cavo, semplificazioni autorizzativa con DIA per ammodernamento asset esistenti, prezzari in ambito appalti pubblici**. Contiene inoltre norme su **extraprofitti**, bonus sociale, credito di imposta per acquisto energia, rigassificazione, accelerazione stoccaggio gas,

semplificazioni procedure autorizzative impianti FER, **disciplina VIA** (tra cui: qualora il progetto sia sottoposto a VIA statale, eventuali deliberazioni del Consiglio dei Ministri adottate per decidere su **valutazioni contrastanti tra amministrazioni** sostituiscono il provvedimento di VIA ad ogni effetto e confluiscono nel procedimento autorizzatorio unico; prevista integrazione istanza di VIA), comunità energetiche, appalti pubblici.

Decreto-legge 16 giugno 2022 n. 68 recante Disposizioni urgenti per la sicurezza e lo sviluppo delle infrastrutture, dei trasporti e della mobilità sostenibile, nonché in materia di grandi eventi e per la funzionalità del Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili, convertito in Legge 5 agosto 2022 n. 108 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 182 del 5 agosto 2022 (cd [DL MIMS2](#))

Il decreto-legge contiene misure di accelerazione per la realizzazione delle opere per la viabilità di Roma e Giubileo 2025 (**procedure VIA**), in materia di dighe, di infrastrutture

autostradali, di tpi, di opere pubbliche di particolare complessità o rilevante impatto e di funzionamento della **Commissione VIA-VAS** e della **Commissione PNRR-PNIEC**.

Legge 5 agosto 2022 n. 118 recante Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021, in vigore dal 27 agosto 2022, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 188 del 12.8.2022 (cd [Ddl Concorrenza](#))

La legge prevede la Delega al Governo per la **semplificazione in materia di FER**, per cui il Governo è delegato ad adottare, entro 12 mesi dalla data di entrata in vigore della legge, uno o più decreti legislativi in materia di fonti energetiche rinnovabili, al fine di un riordino del quadro

giuridico; ulteriore delega al Governo per la mappatura e la trasparenza dei regimi concessori di beni pubblici, disposizioni in materia di concessioni di grande derivazione idroelettrica e di colonnine di ricarica, procedure per la realizzazione di infrastrutture di nuova generazione.

Legge 4 agosto 2022, n. 127 recante la Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti normativi dell'Unione europea, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n.199 del 26.8.2022 (cd Legge di delegazione europea 2021)

La legge stabilisce che il Governo debba osservare una serie di principi e criteri direttivi specifici per le trasformazioni, le

fusioni e le scissioni transfrontaliere, mercati degli strumenti finanziari, servizi di crowdfunding per le imprese.

Decreto-legge 9 agosto 2022, n. 115 recante Misure urgenti in materia di energia, emergenza idrica, politiche sociali e industriali, convertito in Legge 21 settembre 2022, n. 142, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 221 del 21 settembre 2022 (cd DL. Aiuti-bis)

Il decreto-legge prevede, in particolare, la **procedura autorizzatoria semplificata** (ex art. 6 bis comma 1 DL n. 28/2011) a condizione che vi sia una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà del progettista abilitato che attesti che gli impianti non siano visibili dagli spazi pubblici esterni limitrofi, nel caso di impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra di potenza non superiore a 1.000 chilowatt kWp ubicati in aree nella disponibilità di strutture turistiche o termali, collocati nei centri storici o soggetti a tutela; l'adeguamento dei prezzi per appalti di lavori su opere di realizzazione, efficientamento o ripotenziamento impianti di energia elettrica di potenza superiore a 300MW termici, sottoscritti tra il 1.1.2019 e il 31.12.2021. In tema di **cybersicurezza**, per i

soggetti rientranti nel Perimetro di sicurezza nazionale, l'estensione degli obblighi di notifica degli incidenti aventi impatto su reti, sistemi informativi e servizi informatici di propria pertinenza. Inoltre norme su: anagrafe delle occupazioni permanenti del sottosuolo, sospensione modifiche unilaterali contratti fornitura energia elettrica e gas, credito imposta acquisto di dette forniture, azzeramento oneri generali sistema elettrico, meccanismo di compensazione, versamenti degli **extraprofitti**, governance servizio idrico integrato e stato di emergenza derivante da deficit idrico, aree di interesse strategico nazionale e procedimento autorizzatorio accelerato regionale, revisione prezzi Fondo complementare – Olimpiadi Milano-Cortina.

Decreto-legge 23 settembre 2022 n. 144 recante ulteriori misure urgenti in materia di politica energetica nazionale, produttività delle imprese, politiche sociali e per la realizzazione del piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR), convertito in Legge 17 novembre 2022, n. 175 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale del 17 novembre 2022 (cd DL Aiuti-ter)

Il decreto-legge prevede disposizioni per la realizzazione di nuova capacità di rigassificazione e relative **infrastrutture e opere connesse**, per il contributo del Ministero dell'interno alla resilienza energetica nazionale - utilizzando direttamente o affidando in concessione i beni demaniali o a qualunque titolo ad esso in uso per installare impianti FER, anche

costituendo CER nazionali, e disponendo che tali beni siano, di diritto, superfici e aree idonee, assoggettati alle rispettive procedure autorizzative; per l'accesso al Fondo per l'avvio di opere indifferibili; bonus energetici alle imprese e contributo straordinario, sotto forma di credito d'imposta, in favore delle imprese per l'acquisto di energia elettrica e gas natura.

Decreto-legge 18 novembre 2022 n. 176 Misure urgenti di sostegno nel settore energetico e di finanza pubblica, convertito con Legge 13 gennaio 2023 n. 6, pubblicata in Gazzette Ufficiale n. 13 del 17 gennaio 2023 (cd *Aiuti-quater*)

Il decreto-legge prevede disposizioni concernenti la **Commissione tecnica PNRR-PNIEC**, il contributo del Ministero della difesa all'**autonomia energetica nazionale** (I beni del demanio militare e del Ministero

della Difesa possono ospitare **sistemi di accumulo energetico** senza limiti di potenza, oltre agli impianti Fer), le procedure di affidamento dei lavori.

Decreto-Legge 29 dicembre 2022, n. 198 Disposizioni urgenti in materia di termini legislativi, pubblicato in Gazzetta Ufficiale del 29 dicembre 2022, in corso di conversione in legge entro il 27 febbraio 2023 (cd *Milleproroghe*)

Il decreto-legge prevede la rideterminazione dei termini in materia di riqualificazione e riconversione del **Polo industriale di Piombino** e di ripermetrazione dei **siti contaminati** attualmente classificati di interesse nazionale ai fini della bonifica; la proroga al 31 dicembre 2023 del trasferimento a una società per azioni a totale

capitale pubblico delle funzioni dell'Ente per lo sviluppo dell'irrigazione e la trasformazione fondiaria in Puglia e Lucania, soppresso e posto in liquidazione (**EIPLI**); la proroga dei termini del Decreto legislativo 194/2005 in materia di determinazione e gestione del **rumore ambientale**.

Legge 29 dicembre 2022 n.197 Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2023 e bilancio pluriennale per il triennio 2023-2025, pubblicata in Gazzetta Ufficiale del 29 dicembre 2022 (cd *Legge di Bilancio*)

La Legge istituisce un **servizio di riduzione dei consumi di energia elettrica**, affidato da **Terna** su base concorsuale, mediante procedura aperta a tutti i clienti o gruppi di clienti, volta a selezionare i soggetti che assumono l'impegno di ridurre i consumi elettrici fino al 31 marzo 2023. Prevede

inoltre l'azzeramento degli oneri generali di sistema nel settore elettrico per il primo trimestre 2023 e il contributo di solidarietà temporaneo per il 2023, nonché norme in tema di lavoro, appalti, fiscale.

Provvedimenti adottati da ARERA che rilevano ai fini del PdS

4

4.1 Provvedimenti in materia di regolazione infrastrutturale, tariffaria e di accesso alla rete

Provvedimenti in materia di regolazione infrastrutturale

Delibera 64/2021/R/eel con cui l'Autorità ha confermato, per il periodo regolatorio in corso (fino al 2023), il meccanismo vigente in materia di continuità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, con l'utilizzo dell'indicatore di energia non servita attesa ENS-R, richiedendo a Terna di inviare entro il 31 luglio 2021 la metodologia per la valutazione degli interventi per l'incremento della resilienza della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Delibera 9/2022/R/eel con cui l'Autorità ha verificato positivamente la metodologia per il calcolo dell'incremento della resilienza della RTN (Allegato A.76 del Codice di Rete) e previsto l'eliminazione dall'Allegato A alla delibera 627/2016/R/eel (recante i requisiti minimi in materia di analisi costi-benefici per gli interventi di sviluppo della RTN) del beneficio monetizzato B13 - variazione (incremento) della resilienza del sistema a fronte di impatti di eventi estremi. Tale beneficio potrà essere trattato, fino a nuove valutazioni, solo in termini di indicatore di impatto; ciò in coerenza con la metodologia ACB di ENTSO-e e le disposizioni del nuovo Regolamento TEN-E.

Determina 3/2022 con cui l'Autorità ha aggiornato l'elenco degli esperti per le verifiche indipendenti delle attività di pianificazione dello sviluppo delle reti di trasmissione elettrica e di trasporto del gas e individuato gli interventi, i cluster di interventi e altre attività da sottoporre a verifica.

Delibera 65/2022/R/com con cui l'Autorità ha previsto la predisposizione del documento congiunto Terna-SNAM di Descrizione degli Scenari 2022, utile alla definizione dei piani di sviluppo della trasmissione elettrica e del trasporto gas 2023, al 31 luglio 2022 (rispetto alla tempistica del 30 settembre 2021).

Parere 265/2022/I/eel con cui l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministro della Transizione Ecologica (ora, Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica), per l'inclusione nell'ambito della RTN della linea elettrica di interconnessione con la Svizzera (ex merchant line) "Mendrisio - Cagno", in accordo con le disposizioni del decreto del Ministro delle Attività Produttive del 21 ottobre 2005 che prevede che le *merchant line* siano incluse nella RTN.

Delibera 279/2022/R/eel con cui l'Autorità ha avviato il procedimento - previsto dal DPCM 29 marzo 2022 che individua le infrastrutture necessarie al phase-out del carbone in Sardegna - volto alla definizione del quadro regolatorio applicabile alle infrastrutture individuate dal medesimo DPCM (con particolare riferimento alla cosiddetta virtual pipeline). A tal fine, l'Autorità ha richiesto la predisposizione, da parte di Terna e SNAM, degli scenari congiunti di domanda elettrica e gas della Regione Sardegna e, da parte di SNAM, di un documento con le informazioni sulla configurazione infrastrutturale ottimale degli interventi riconducibili alla virtual pipeline, chiedendo di sottoporre entrambi i documenti a consultazione pubblica.

Parere 335/2022/I/eel con cui l'Autorità ha trasmesso al Ministero della Transizione Ecologica (MITE, ora Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, MASE) gli esiti delle valutazioni sullo schema di Piano decennale di sviluppo della RTN 2021. Nello specifico, l'Autorità ha:

- approvato definitivamente il *Tyrrhenian Link* in virtù degli approfondimenti condotti sulla tratta est nell'ambito del Piano di Sviluppo 2021 (il tratto ovest era stato già approvato con il parere relativo ai Piani di Sviluppo 2019 e 2020);
- richiesto di porre "in valutazione" i due nuovi collegamenti con l'Isola del Giglio (progetto 354-N) e l'Isola di Favignana (progetto 630-N);
- richiesto di lasciare "in valutazione" l'interconnessione Italia - Montenegro (codice 401-P) e l'HVDC Italia-Slovenia (codice 200-I);
- rilasciato nulla osta all'approvazione dello schema di Piano 2021 da parte del MITE (ora MASE) ad esclusione dei progetti posti "in valutazione" e a condizione che:
 - per l'intervento SA.CO.I. 3 (codice 301-P), si valorizzi adeguatamente il contributo da parte francese e si consideri la possibilità di richiedere il contributo di fondi europei in virtù delle esternalità positive del progetto;
 - per l'intervento Italia-Tunisia (codice 601-I), si copra almeno il 50% dei costi con contributi in conto capitale;
 - per il progetto di nuovo HVDC Italia-Grecia (codice 554-N), si svolgano ulteriori approfondimenti anche alla luce dei nuovi scenari energetici;
- raccomandato di anticipare il prima possibile l'entrata in esercizio dell'elettrodotto Caracoli - Ciminna (oggi 2030) essendo funzionale al *Tyrrhenian Link* e di dare elevata priorità agli interventi SA.CO.I. 3, HVDC Centro Sud - Centro Nord e HVDC Sicilia - Sardegna (*west link*) in quanto funzionali a raggiungere gli obiettivi nazionali ed europei del PNIEC;
- richiesto di includere, a partire dai prossimi Piani di Sviluppo, una scheda intervento relativa all'interconnessione Italia - Malta, qualora inclusa nei TYNDP europei.

Documento di consultazione 422/2022/R/eel con cui l'Autorità ha proposto alcuni aggiornamenti alle disposizioni e ai requisiti minimi per il Piano di Sviluppo della RTN, prevedendo, in particolare:

- l'introduzione di nuovo approccio per la valutazione dei progetti principali e il relativo trattamento ai fini del riconoscimento tariffario articolato in due fasi, di cui:

- una prima fase funzionale ad autorizzare le spese preliminari (cap del 5% del costo di investimento) necessarie agli studi e alla definizione del progetto prima dell'autorizzazione;
- una seconda fase - da avviare una volta raggiunto un sufficiente grado di maturità del progetto - funzionale a dare il parere favorevole alla realizzazione finale del progetto e al riconoscimento delle relative spese di investimento;
- l'estensione dei contenuti di Piano al fine di ricomprendere il complesso delle attività e delle spese di investimento per il servizio di trasmissione (informazioni sulle attività previste in materia di sicurezza, resilienza e rinnovo delle reti e sulla pianificazione di "opere urgenti", art. 35 Dlgs. n. 199/2021). La proposta risulta funzionale all'introduzione del Business Plan e della relativa baseline di costo prevista nel ROSS integrale;
- la predisposizione da parte di Terna di una terza edizione del rapporto delle capacità obiettivo funzionale ad un'eventuale estensione del meccanismo incentivante l'incremento di capacità di trasporto;
- la valutazione, in merito alla regolazione output-based, degli attuali indicatori di prestazione e sulla possibile definizione di ulteriori indicatori sia ai fini di monitoraggio che di introduzione di nuovi meccanismi incentivanti gli output del servizio (o revisione dei meccanismi esistenti);
- alcuni aggiornamenti alla metodologia ACB tra cui:
 - l'innalzamento a 25 Mln€ (dagli attuali 15 Mln €) della soglia del Capex per l'applicazione dell'ACB, con una riduzione di circa il 30% delle opere soggette ad ACB;
 - la diversa modalità di valorizzazione del beneficio di riduzione costi MSD, facendo riferimento ai costi sostenuti dagli operatori anziché ai costi di approvvigionamento da parte di Terna;
 - il calcolo del beneficio B1 *socio-economic welfare* anche per le nuove interconnessioni con i sistemi isolati (es. isole minori);
 - la valorizzazione del beneficio B2 relativo alle perdite di rete anche quando negativo;
 - l'inserimento dell'indicatore B5 legato alla riduzione dell'*overgeneration* di sistema di MSD proposto da Terna, solo a valle dell'esclusione di doppio conteggio con il beneficio di riduzione costi MSD (beneficio B7);
 - l'estensione della valutazione dei benefici legati alle emissioni non solo al perimetro nazionale.

Provvedimenti in materia di regolazione tariffaria

Delibera 614/2021/R/com con cui l’Autorità ha fissato i criteri per la determinazione e l’aggiornamento del WACC per tutti i settori infrastrutturali (trasmissione/distribuzione sia elettrico che gas) validi per i prossimi 6 anni (2022-2027), prevedendo un aggiornamento “infra-periodo” dei principali parametri macro-economici (e conseguente aggiornamento del WACC) alla fine del primo triennio (2022-2024).

Delibere 622/2021/R/eel e **719/2022/R/eel** con cui l’Autorità ha approvato i corrispettivi unitari del servizio di trasmissione validi, rispettivamente, per il 2022 e per il 2023, sulla base delle proposte tariffarie di Terna.

Delibere 629/2021/R/eel e **738/2022/R/eel** con cui l’Autorità ha disposto l’aggiornamento dei corrispettivi di dispacciamento, rispettivamente, per il 2022 e per il 2023.

Delibera 281/2022/R/eel con cui l’Autorità ha prorogato fino al 31 dicembre 2022 gli attuali corrispettivi di energia reattiva per i punti di prelievo nella titolarità di clienti finali in AT-AAT e punti di interconnessione con i distributori in AT-AAT - riferiti alla data di adozione della delibera ai soli prelievi di energia reattiva - rinviando l’introduzione di corrispettivi anche per le immissioni di reattiva, nelle more del completamento del processo di riforma della regolazione tariffaria sul reattivo.

Delibera 654/2022/R/com con cui l’Autorità ha confermato per il 2023 gli attuali valori del WACC dei servizi infrastrutturali elettrico e gas tenuto conto della mancata attivazione del meccanismo trigger di cui all’art. 8 del TIWACC (allegato A alla Delibera 614/21), che prevede la revisione annuale del WACC – nel triennio 2022-2024 – in caso di variazione del WACC stesso ≥ 50 bps, anche solo per un servizio.

Provvedimenti in materia di incentivi e riconoscimento premi

Delibere 319/2021/R/eel, **395/2021/R/eel**, **25/2022/R/eel** e **621/2022/R/eel** con le quali l’Autorità ha riconosciuto a Terna i premi per le acquisizioni di rete di titolarità, rispettivamente, delle società ARVEDI Trasmissione, EL.IT.E., Megareti e Nord Energia come previsto dal meccanismo output-based che incentiva l’unificazione della RTN (art. 47 dell’Allegato A alla delibera 567/2019).

Delibera 446/2021/R/eel con cui l’Autorità ha aggiornato i parametri di definizione dei premi e gli obiettivi (“*target capacity*”) funzionali al meccanismo di incentivazione relativo alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale (definito con la delibera 698/2018/R/eel), sulla base dei risultati della seconda edizione del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo 2020 predisposto da Terna.

Delibera 23/2022/R/eel con cui l’Autorità ha determinato l’ammontare dei premi da riconoscere a Terna, relativi all’anno 2020, per la realizzazione di capacità addizionale di trasporto interzonale e per l’efficienza nei relativi costi di investimento (artt. 44 e 46 del Testo Integrato della regolazione *output-based*, TIQ.TRA).

Delibere 538/2021/R/eel e **623/2022/R/eel** con cui l’Autorità, tenendo conto dell’esito positivo della verifica ispettiva, ha riconosciuto a Terna il premio relativo alla qualità del servizio di trasmissione dell’energia elettrica, rispettivamente, per il 2020 e per il 2021 derivante dalla buona performance dell’indicatore di energia non servita.

Delibera 597/2021/R/eel con cui l’Autorità ha definito un sistema di incentivazione di tipo *output-based* ai fini dell’efficientamento dell’attività di dispacciamento e, per effetto, della riduzione dei costi del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), della mancata produzione eolica e del regime di essenzialità. Tale meccanismo prevede che Terna riceva un premio in caso di riduzione dei predetti costi di dispacciamento e versi una penalità in caso di aumento degli stessi.

Provvedimenti in materia di regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS)

Delibera 271/2021/R/com con cui l’Autorità ha avviato il procedimento volto all’introduzione della nuova modalità di riconoscimento dei costi per i servizi infrastrutturali elettrico e gas basato su un approccio di “spesa totale” (costi operativi e costi capitale), con l’obiettivo di superare gradualmente l’attuale regime di riconoscimento dei costi differenziato tra *opex* (soggette a meccanismi di *profit sharing*) e *capex* (riconosciute a piè di lista) e legare la remunerazione a specifici obiettivi di servizio.

A tale provvedimento hanno fatto seguito i seguenti documenti di consultazione:

- **Documento di consultazione 615/2021/R/com** con cui l'Autorità ha illustrato le linee guida per lo sviluppo della regolazione ROSS-base focalizzandosi sui criteri generali per la determinazione dei costi riconosciuti, da applicare a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, e sugli incentivi all'efficienza nell'erogazione del servizio. Il documento, inoltre, propone una nuova metodologia per il monitoraggio della performance economico-finanziaria degli operatori.
- **Documento di consultazione 317/2022/R/com** con cui l'Autorità ha fornito indicazioni dettagliate sulle tempistiche di introduzione dell'approccio ROSS prevedendo l'adozione del ROSS-base per una durata massima di due anni (2024-2025) e del ROSS-integrale da applicare in via prioritaria ai grandi operatori, in particolare Terna e SNAM, a partire dal 2026. L'Autorità, inoltre, ha delineato i meccanismi regolatori che dovranno essere sviluppati nell'ambito dell'approccio ROSS-base con particolare riferimento ai criteri generali di determinazione del costo riconosciuto e le basi per la definizione della metodologia di analisi dei rendimenti economico-finanziari degli operatori.
- **Documento di consultazione 665/2022/R/com** con cui l'Autorità ha presentato gli orientamenti finali sui criteri generali di riconoscimento costi ROSS da applicare a tutti i servizi regolati elettrico-gas a partire dal 2024.

Delibera 527/2022/R/com con cui l'Autorità ha dato avvio al procedimento per lo sviluppo del modello di regolazione ROSS-integrale, con l'obiettivo di definire le regole di predisposizione e presentazione dei business plan ai fini della successiva valutazione e definizione da parte dell'Autorità di una baseline sui livelli di spesa e output previsti. La delibera definisce le tempistiche del processo di introduzione del ROSS-integrale e le aree tematiche che saranno oggetto dei successivi provvedimenti.

Provvedimenti in materia di *Interconnector*

Delibera 37/2021/R/eel con cui l'Autorità ha adottato il parere favorevole al rilascio, da parte del MITE (ora MASE), del decreto per il riconoscimento dell'esenzione finanziaria in favore di Alpe Adria Energia srl (AAE) per la durata di dodici anni dall'entrata in esercizio commerciale dell'*interconnector* "Somplago - Würmlach" al termine della quale la proprietà dovrà essere trasferita a Terna (per la parte localizzata sul territorio italiano).

Delibera 47/2022/R/eel con cui l'Autorità ha approvato la proroga richiesta dalla società Piemonte Savoia s.r.l. del termine ultimo per l'entrata in esercizio commerciale dell'*interconnector* Piemonte-Savoia, dal 9 dicembre 2021 al 9 novembre 2022, conformemente alla decisione della Commissione Europea C(2022) 389 Final.

Delibere 49/2022/R/eel, 93/2022/R/eel e 140/2022/R/eel con cui l'Autorità ha:

- aggiornato la regolazione sul servizio di importazione virtuale (prevista dalla delibera 179/09) erogato dagli shipper in favore dei soggetti finanziatori di *interconnector* ex lege 99/09 per il periodo 2022- 2026, in virtù della proroga disposta con il decreto-legge mille proroghe (decreto-legge n. 228/2021 convertito con legge n. 15/2022);
- approvato gli schemi dei contratti con i soggetti finanziatori e con gli shipper nonché il Regolamento per l'assegnazione del servizio di shipping aggiornati da Terna per tener conto dell'avvio del servizio di importazione virtuale dal 1° maggio 2022.

Delibera 689/2022/R/eel con cui l'Autorità ha introdotto, per l'anno 2023, una regolazione alternativa (denominata "regolazione alle differenze") alla regolazione standard del servizio di importazione virtuale previsto dalla delibera 179/09, di cui beneficiano le società che finanziano la realizzazione di *interconnector* ai sensi dell'art. 32 della legge 99/09.

4.2 Provvedimenti in materia di regolazione del mercato elettrico

Provvedimenti in materia di erogazione dei servizi di dispacciamento e in materia di approvvigionamento di capacità

Delibere 215/2021/R/eel, 321/2021/R/eel e 702/2022/R/eel in materia di progetti pilota ex delibera 300/2017 con cui l'Autorità ha:

- approvato il regolamento per l'erogazione del servizio di regolazione secondaria di frequenza/potenza tramite risorse non già abilitate;
- approvato il regolamento per l'adeguamento degli impianti "esistenti" ai sensi del Regolamento (UE) 2016/631, connessi alla RTN, affinché possano erogare il servizio di regolazione di tensione;
- previsto che l'approvvigionamento a termine di risorse per il tramite di UVAM (aggregati di unità di produzione, unità di consumo e accumuli) prosegua, con procedure organizzate da Terna su base mensile, fino all'avvio delle nuove modalità di approvvigionamento di cui al documento di consultazione 685/2022/R/eel.

Delibera 109/2021/R/eel con cui l'Autorità ha definito le modalità di erogazione del servizio di trasporto e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata dai servizi ausiliari di generazione e dai sistemi di accumulo ai fini della successiva re-immissione in rete, prevedendo che tali prelievi siano, su istanza del produttore, esentati dal pagamento dei corrispettivi di trasporto, degli oneri generali di sistema e dei corrispettivi di dispacciamento.

Delibera 399/2021/R/eel con cui l'Autorità ha definito i parametri economici del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di cui alla delibera ARG/elt 98/11, in relazione alle procedure concorsuali del mercato della capacità per gli anni di consegna a partire dal 2024.

Delibere 433/2021/R/eel, 563/2021/R/eel, 531/2022/R/eel, 532/2022/R/eel, 608/2022/R/eel e 626/2022/R/eel con cui l'Autorità ha, rispettivamente, per il 2022 e per il 2023:

- determinato i valori dei parametri tecnico-economici rilevanti ai fini dell'applicazione della disciplina di remunerazione alternativa ai regimi tipici di essenzialità e aggiornato i criteri di calcolo dei corrispettivi nell'ambito dei regimi tipici;
- apportato alcune modifiche alla disciplina dei regimi di essenzialità, prevedendo, a decorrere dal 2023, l'interazione tra tali regimi e la sessione preliminare al Mercato del Giorno Prima (MGP) per l'approvvigionamento, da parte di Terna, di riserva terziaria di sostituzione a salire di cui alla delibera 517/2021/R/eel.

Delibera 439/2021/R/eel con cui l'Autorità ha approvato le modifiche al Codice di Rete proposte da Terna, introducendo il nuovo standard di connessione al livello di tensione 36 kV per gli impianti di produzione che si connettono alla RTN.

Delibera 498/2021/R/eel con cui l'Autorità ha approvato la proposta di Terna in relazione alla nuova Disciplina del mercato della capacità e le relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF) aventi ad oggetto le aree, i limiti di transito e le curve di domanda per l'anno di consegna 2024.

Delibere 506/2021/R/eel e 603/2022/R/eel con cui l'Autorità ha approvato il Regolamento per lo svolgimento delle procedure di assegnazione degli strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (CCC), rispettivamente, per il 2022 e per il 2023.

Delibera 517/2021/R/eel con cui l'Autorità ha approvato le modifiche proposte da Terna al Codice di Rete ai fini dell'introduzione di una sessione preliminare al MGP per l'approvvigionamento da parte di Terna di determinati quantitativi di riserva terziaria di sostituzione a salire, al ricorrere di particolari condizioni di criticità in termini di esercizio in sicurezza del sistema.

Delibera 540/2021/R/eel con cui l'Autorità ha definito le modalità e tempistiche di adeguamento degli impianti di generazione connessi su rete di distribuzione (ivi inclusi i Sistemi di Distribuzione Chiusi) ai requisiti definiti da Terna per l'osservabilità *real time* di tali impianti. L'Autorità ha previsto che, per gli impianti MT con potenza uguale o superiore a 1 MW, il produttore installi un Controllore Centrale di Impianto (CCI) per la rilevazione dei dati *real time* e l'impresa distributrice rilevi tali dati *real time* dal CCI e li invii a Terna. L'Autorità ha inoltre previsto il riconoscimento per gli impianti esistenti (i.e. in esercizio entro il 31 marzo 2023) di un contributo forfetario per l'installazione del CCI con valore decrescente in funzione delle tempistiche di adeguamento.

Documento di consultazione 393/2022/R/eel con cui l'Autorità ha posto in consultazione i propri orientamenti sui criteri e condizioni generali relative al sistema di approvvigionamento della capacità di stoccaggio elettrico, introdotto dall'art. 18 del d.lgs. n. 210/2021. Nel DCO si delinea un meccanismo di contrattualizzazione a termine basato su aste competitive, svolte da Terna, per incentivare la realizzazione di nuova capacità di stoccaggio.

Delibera 430/2022/R/eel con cui l'Autorità ha definito - nell'ambito delle misure finalizzate a ridurre il consumo di gas naturale nel settore termoelettrico - i criteri per la formulazione delle offerte sul mercato elettrico e per la remunerazione degli impianti termoelettrici non alimentati a gas naturale, oggetto del programma di massimizzazione di cui al Decreto-legge n. 14/2022. Con la delibera 725/2022/R/eel l'Autorità ha inoltre stabilito le modalità di remunerazione degli impianti di generazione non rilevanti alimentati da bioliquidi.

Delibera 452/2022/R/eel con cui l'Autorità ha modificato, a decorrere dal 1° ottobre 2022, i criteri di valorizzazione del gas naturale nell'ambito della disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, per tener conto delle nuove modalità di determinazione della componente per l'approvvigionamento del gas naturale per il servizio di tutela definite con la delibera 374/2022/R/gas.

Delibera 641/2022/R/eel con cui l'Autorità ha approvato le regole di allocazione esplicita della capacità di trasporto per gli orizzonti temporali di lungo termine, giornaliero e infragiornaliero sulla frontiera con la Svizzera, prevedendo che tali regole trovino applicazione con decorrenza dalle aste relative all'assegnazione di diritti di utilizzo della capacità di trasporto per l'anno 2023.

Documento di consultazione 685/2022/R/eel con cui l'Autorità ha proposto lo schema di articolato del Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) sulla base degli orientamenti consultati con il precedente DCO 322/2019/R/eel. L'obiettivo della riforma è razionalizzare e riformare il quadro regolatorio del dispacciamento per tenere conto dell'evoluzione delle risorse in grado di erogare i servizi ancillari (crescente diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita e graduale abbandono delle tradizionali risorse programmabili concentrate), nonché di raggruppare in un unico corpo normativo le disposizioni adottate negli anni relative all'integrazione dei mercati italiani con quelli europei.

4.3 Provvedimenti in materia di implementazione dei Regolamenti Europei

Delibere adottate ai sensi del Regolamento (UE) 2015/1222 (Linee Guida CACM)

Delibera 606/2021/R/eel con cui l'Autorità ha approvato la metodologia per la ripartizione dei costi delle azioni di redispatching (che comportano l'attivazione di specifiche risorse per la risoluzione delle congestioni sul confine) e countertrading (volte a modificare il flusso tra zone di mercato) attivate in modo coordinato nella regione (Capacity Calculation Regions - CCR) Italy North insieme a Swissgrid.

Delibera 174/2022/R/eel con cui l'Autorità ha approvato, per le CCR Italy North e Greece-Italy, la nuova versione delle procedure Fallback per l'allocazione day-ahead della Cross Zonal Capacity, vale a dire le procedure che si applicano in caso di fallimento del market coupling.

Delibere adottate ai sensi del Regolamento (UE) 2016/1719 (Linee Guida FCA)

Delibera 04/2021/R/eel con cui l'Autorità ha approvato la metodologia per il calcolo della capacità di lungo termine per la CCR Italy North che verrà effettuato, per conto dei TSO, dal Regional Coordination Centre (RCC) della System Operation Region (SOR) Central Europe di cui fa parte la CCR Italy North. Tale ruolo è stato assegnato alle società CORESO e TSCnet che effettueranno il calcolo della capacità di lungo termine a rotazione.

Delibera 05/2021/R/eel con cui l'Autorità ha approvato la metodologia di splitting della capacità di lungo termine sugli orizzonti temporali annuale e mensile relativa alla CCR Italy North.

Delibera 505/2021/R/eel con cui l'Autorità ha approvato la nuova versione dell'allegato regionale alle regole armonizzate di allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine (HAR) della CCR Greece-Italy.

Delibere adottate ai sensi del Regolamento (UE) 2017/1485 (Linee Guida System Operation –SO)

Delibera 14/2022/R/eel con cui l'Autorità ha approvato la nuova versione della metodologia per il coordinamento regionale delle analisi di sicurezza effettuate in day-ahead e intraday per la CCR Italy North elaborata dai TSO della Regione insieme a Swissgrid.

Delibere adottate ai sensi del Regolamento (UE) 2017/2195 (Linee Guida di bilanciamento)

Delibere 251/2021/R/eel e **291/2021/R/eel** con cui l'Autorità ha approvato specifiche metodologie per l'allocazione della capacità interzonale ai fini dello scambio di capacità di bilanciamento o condivisione delle riserve, rispettivamente, per le CCR Italy North e Greece-Italy.

Delibera 523/2021/R/eel con cui l'Autorità ha riformato, con decorrenza dal 1° aprile 2022, la disciplina degli sbilanciamenti effettivi di cui alla delibera 111/06. La riforma prevede principalmente l'estensione del meccanismo del single pricing (determinato a partire dal segno dello sbilanciamento di ciascuna area di prezzo di sbilanciamento) a tutte le unità indipendentemente dalla loro abilitazione a MSD.

Delibere adottate ai sensi del Regolamento (UE) 2019/943 (Mercato Elettrico)

Delibere 420/2021/R/eel, 543/2022/R/eel, 607/2021/R/eel e 706/2022/R/eel con cui l'Autorità ha:

- pubblicato il report sull'implementazione del requisito volto a garantire ai mercati almeno il 70% della capacità di transito ("regola del 70%") sui confini italiani, rispettivamente, per il 2020 e per il 2021 – delibere 420/2021 e 543/2022;
- approvato la richiesta di Terna di deroga alla regola del 70% per la CCR Italy North per il 2022 e per il 2023 – delibere 607/2021 e 706/2022.

Delibera 344/2022/R/eel con cui l'Autorità ha approvato le modifiche alle proposte di istituzione dei Regional Coordination Centres (RCC) per le regioni di coordinamento (SOR) Central Europe (CE) e South East Europe (SEE), di cui Terna fa parte, elaborate dai TSO delle rispettive regioni, prevedendo:

- per la SOR CE (che ricomprende la zona di mercato IT NORD e i confini dell'Italia del nord), la conferma delle società Coreso (partecipata da Terna) e TSCNET quali RCC competenti;
- per la SOR SEE (che ricomprende le restanti zone italiane, i confini interni e il collegamento con la Grecia) la società SEleNe CC quale RCC competente e la società sussidiaria Esperia, dedicata alla gestione dei compiti dell'RCC per la CCR GRIT (cui appartengono i confini tra Italia Zona Sud e Grecia e i confini fra le zone interne al territorio nazionale).

Tutte le foto utilizzate sono di proprietà di Terna.

www.terna.it

Mercurio GP
Milano

Consulenza strategica
Concept creativo
Graphic design
Impaginazione
Editing

www.mercuriogp.eu

