

MEMORIA

181/2021/I/COM

**MEMORIA DELL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE NELL'AMBITO DELL'ESAME DELLA
PROPOSTA DI REGOLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO E
DEL CONSIGLIO SUGLI ORIENTAMENTI PER LE
INFRASTRUTTURE ENERGETICHE TRANSEUROPEE E CHE
ABROGA IL REGOLAMENTO (UE) N. 347/2013 (COM (2020) 824
DEFINITIVO)**

Memoria per la 10^a Commissione Industria, commercio, turismo
del Senato della Repubblica

10 maggio 2021

Signor Presidente, Gentili Senatrici e Senatori,

desidero ringraziare, anche a nome dell'intero Collegio dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, la Commissione Industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica per avere invitato questa Autorità a partecipare al dibattito in merito alla Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee e che abroga il regolamento (UE) n. 347/2013 (COM (2020) 824 definitivo).

L'Autorità presenterà, dunque, nel seguito le proprie considerazioni su un tema di estrema rilevanza per il raggiungimento degli obiettivi della politica energetica dell'Unione europea, con particolare riguardo al nuovo approccio alla pianificazione infrastrutturale transfrontaliera, per individuare e contribuire all'attuazione dei progetti di interesse comune.

Si consideri, dunque, la nostra piena disponibilità a fornire ulteriori integrazioni alle riflessioni che ci accingiamo ad illustrare.

1. Sintesi delle proposte dell’Autorità

L’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) si propone di fornire, con questa memoria, il proprio contributo al dibattito parlamentare in corso, in merito all’esame della Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee e che abroga il regolamento (UE) n. 347/2013 (COM (2020) 824 definitivo).

La revisione di detto Regolamento (Regolamento TEN-E) assume una rilevanza strategica, considerato che esso costituisce parte integrante della strategia di decarbonizzazione dell’economia europea al 2050, nota come *Green Deal*, ovvero l’elemento programmatico qualificante della Commissione Von Der Leyen nella strategia di decarbonizzazione europea, consolidata di recente anche da un accordo negoziale fra il Parlamento e il Consiglio europeo sulla cd. “*European climate law*”.

Prima di procedere, dunque, ad una disamina approfondita delle problematiche connesse al tema oggetto del dibattito odierno, l’Autorità intende preliminarmente soffermarsi sugli aspetti critici inerenti alla *governance*, con specifico riferimento al profilo regolatorio.

L’Autorità, in quanto membro sia dell’Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell’energia (ACER) sia del Consiglio europeo dei regolatori dell’energia (CEER), ha contribuito in modo consistente alla predisposizione dei *position papers* “*On the revision of the trans-european energy networks regulation (TEN-E) and infrastructure governance, 19 June 2020*” e “*On improving the regulation on guidelines for trans-european energy networks (TEN-E regulation, 5 March 2021*”, volti al perfezionamento della proposta di revisione del menzionato Regolamento.

L’Autorità considera che alcuni aspetti della *governance* contemplati dal provvedimento in corso di revisione assumano un carattere di estremo valore, al fine di assicurare che il processo di selezione delle liste dei cd. “*project of common interest*” (PCI), ossia dei progetti di interesse comune, nonché la valutazione dei progetti nazionali candidati all’inserimento nelle liste e, quindi, alle procedure per il co-finanziamento degli stessi (piattaforma CEF) avvenga in modo corretto ed efficiente.

Innanzitutto, l’Autorità reputa di notevole rilevanza la definizione degli scenari europei di riferimento in tempi certi e con procedure trasparenti.

Al riguardo, si ritiene indispensabile un intervento volto a semplificare le procedure di approvazione, al fine di ridurre i rischi di incidere negativamente - come accaduto

sinora - sui tempi e sui contenuti dei programmi di sviluppo nazionali, che devono essere coerenti con l'insieme degli scenari europei (articolo 12, commi 4 e 7).

Nel 2017 l'Autorità ha dovuto posticipare il termine per la redazione del rapporto sugli scenari di sviluppo elettrico e comprimere i tempi per la preparazione del Piano di sviluppo nazionale, a causa del ritardo di sei mesi nella definizione degli scenari europei del *Ten year network development plan* (TYNDP) 2018.

Nel 2020 il ritardo nella definizione degli scenari europei - di ben nove mesi - ha gravato negativamente anche sulla qualità dei Piani nazionali, relativamente ai quali si sono riscontrati elementi di incoerenza derivanti dalla limitata solidità degli scenari europei, come evidenziato nel parere reso dall'Autorità al Ministero dello Sviluppo economico (deliberazione 574/2020/I/eel).

In un ambito caratterizzato da un progresso tecnologico in rapida evoluzione, a fronte di una crescente incertezza in ordine alle soluzioni tecniche più adeguate, **l'Autorità considera opportuno evidenziare l'esigenza di utilizzare, in particolare nelle procedure di allocazione dei costi dei progetti transfrontalieri fra Paesi, non un unico scenario europeo, bensì più scenari alternativi**, al fine di identificare le infrastrutture più adatte, con riferimento ai differenti, possibili, e incerti, contesti futuri.

Altrettanta rilevanza assume **la necessità di un deciso alleggerimento delle procedure per la definizione - in tempi certi e con una seria validazione tecnica - dei criteri per le metodologie europee di analisi costi/benefici**, con l'approvazione da parte di ACER nei sei mesi successivi alla consultazione (articolo 11).

Oggi, queste procedure superano i 18 mesi, a causa della prevista opinione di ACER (finora sempre adottata entro i tre mesi previsti), seguita da una successiva opinione della Commissione e dall'approvazione finale da parte della stessa Commissione.

Nella proposta legislativa *de qua*, il processo è reso ancora più complicato dall'introduzione di elementi procedurali caratterizzati da indeterminatezza e opinabilità e dall'inserimento di un controverso concetto di "*modifiche incrementalì*" della metodologia.

Sempre con riferimento alla semplificazione delle procedure, **pare ragionevole intervenire anche sulle previsioni relative all'allocazione dei costi di investimento per i progetti transfrontalieri** (articolo 16).

In questo ambito risulta di estrema utilità per il sistema Paese, non solo consentire ai regolatori nazionali di utilizzare più di uno scenario per le proprie valutazioni - come già rilevato - bensì **prevedere anche poteri di rigetto delle istanze dei promotori, qualora i progetti non rispondessero a solidi criteri di economicità**.

Infine, la Commissione europea ha inserito nella nuova proposta di Regolamento gli articoli 14 e 15 dedicati allo sviluppo dei progetti *offshore*, che rispondono *de facto* alle istanze avanzate dagli Stati membri che si affacciano sul Mar Baltico e sul Mare del Nord; Paesi con caratteristiche morfologiche e fondali più adeguati ad accogliere sviluppi infrastrutturali di questo genere rispetto al Mediterraneo.

La proposta della Commissione svincola, tuttavia, questi progetti sia dalla programmazione decennale delle infrastrutture che governa l'intero Regolamento TEN-E sia dai criteri di condivisione dei costi fra i diversi Paesi beneficiari degli sviluppi *offshore*, generalmente applicati ad ogni altro progetto infrastrutturale che diventi PCI.

Ad avviso di questa Autorità, pare, dunque, opportuno riportare anche i progetti *offshore* nell'alveo dello stesso disegno di *governance* applicato a tutte le altre infrastrutture, proprio per la particolare posizione geografica dell'Italia nel bacino del Mediterraneo. Infatti, in assenza di chiari criteri tecnici di validazione dei costi e dei benefici, il nostro Paese potrebbe dover sostenere economicamente anche progetti *offshore* di interesse unicamente per taluni Stati membri che si affacciano sul Mediterraneo (in particolare, Francia, Croazia, Slovenia e Grecia).

2. Il contesto di riferimento

Il Regolamento TEN-E stabilisce le norme per favorire lo sviluppo delle reti energetiche di carattere strategico; in particolare, esso definisce, all'interno di aree strategiche e corridoi prioritari fissati a livello europeo, i criteri per la selezione dei PCI, che hanno accesso a procedure autorizzative semplificate e accelerate, a specifici meccanismi regolatori e a co-finanziamenti europei attraverso la *Connecting Europe Facility* (circa 5 miliardi di euro nel periodo 2014-2020). Il Regolamento, inoltre, contiene previsioni che incidono sulle attività dei regolatori e degli operatori di trasmissione, in particolare per la pianificazione decennale degli interventi di sviluppo infrastrutturale (*Ten Year Network Development Plan* - TYNDP).

I regolatori nazionali dell'energia, sia singolarmente sia collettivamente tramite ACER, svolgono un ruolo di particolare rilievo nell'attuazione del suddetto Regolamento, in particolare, per quanto attiene agli aspetti relativi alla valutazione dei costi e dei benefici dei progetti e alla ripartizione dei costi degli investimenti fra Paesi diversi. Il contributo tecnico della regolazione indipendente – nazionale ed europea – rappresenta un elemento cruciale, non solo per una corretta selezione dei progetti i cui costi sono trasferiti alla collettività tramite le tariffe di rete, ma anche per un valido e coerente inserimento dei progetti nell'ambito della programmazione decennale dello sviluppo infrastrutturale nazionale ed europeo.

Nei circa sette anni di operatività del Regolamento (da metà 2013 al 2020) sono state approvate quattro liste europee di PCI che includono, nell'ultima edizione, 106 progetti elettrici (un numero sostanzialmente stabile nelle ultime liste) e 32 progetti gas (in netta e costante riduzione nel corso degli anni). Sono state approvate, inoltre, le metodologie per l'analisi costi/benefici degli interventi di sviluppo infrastrutturale, definite da ENTSO-E, per la trasmissione elettrica, e da ENTSO-G, per il trasporto del gas naturale.

Secondo i più recenti dati del monitoraggio svolto da ACER, sono state adottate 43 decisioni di allocazione dei costi tra Paesi diversi (CBCA o *Cross-border cost allocation*): due decisioni hanno coinvolto l'Italia e, quindi, l'Autorità, nel 2019 e nel 2020, e quattro hanno riguardato l'incentivazione di specifici progetti ad alto rischio.

Secondo i dati dell'Agenzia esecutiva CINEA della Commissione europea, che gestisce la gran parte dei co-finanziamenti *Connecting Europe Facility*, sono stati sottoscritti *grant agreements* per oltre 4 miliardi di euro (rispetto a un budget, riferito all'ultimo settennato, pari a 4,6 miliardi di euro). Di questo importo sostanzialmente nulla è stato assegnato agli operatori di rete italiani, perché le poche richieste presentate sono state tutte rigettate¹.

3. Il ruolo svolto dall'Autorità nell'ambito del Regolamento TEN-E e l'impatto sul sistema energetico italiano

Preme ora evidenziare il ruolo svolto dal regolatore nazionale nell'implementazione del Regolamento TEN-E e l'impatto della sua attività sul sistema nazionale.

In proposito, occorre preliminarmente rammentare che i PCI inclusi nelle liste, sia quelli proposti dagli operatori di rete sia quelli presentati dai cosiddetti *merchant promoters*, assumono caratteri di priorità per il Paese in cui transitano e, quindi, hanno titolo ad accedere non solo a vantaggi inerenti alle procedure di autorizzazione ma anche alla remunerazione regolata.

Seppur con un ruolo non decisionale, il regolatore nazionale partecipa, innanzitutto, alla selezione delle liste dei PCI fornendo, in primo luogo, una valutazione tecnica della rilevanza transfrontaliera del contributo agli obiettivi di *policy* europea e dei costi e dei benefici dei progetti presentati dagli investitori. L'azione del regolatore, anche nel dialogo con gli altri regolatori europei coinvolti, è tesa a garantire la coerenza delle

¹ Si tratta delle richieste avanzate da e-distribuzione e Terna per il progetto di *smart grid* elettriche, denominato "*Green-Me*", nel 2014, che coinvolgeva anche gli operatori francesi della trasmissione e della distribuzione, e da Terna per il progetto Italia – Tunisia nel 2020.

proposte presentate con la pianificazione nazionale, limitando altresì il rischio che progetti di incerta utilità per il sistema nazionale entrino nelle liste.

Attualmente non sono previste attività di identificazione o di promozione di progetti a maggiore utilità sistemica, in quanto l'attuale regolamento TEN-E è fortemente centrato sull'iniziativa dei promotori, che non necessariamente coincide con l'interesse dell'intero sistema.

Il regolatore nazionale trasmette la propria valutazione anche ad ACER che, a sua volta, fornisce alla Commissione europea un'opinione sulle bozze di liste PCI. La Commissione richiede poi, in base al Regolamento ACER, il parere favorevole del *Board of Regulators*, di cui l'Autorità è membro con altri 26 regolatori dell'Unione europea e, dal 2019, ne detiene anche la presidenza.

Inoltre, i regolatori nazionali e, in caso di disaccordo fra loro, ACER, disciplinano le procedure per l'allocatione dei costi di investimento dei progetti e, quindi, per la definizione, sulla base di un'analisi dei rispettivi benefici per i Paesi coinvolti nei progetti transfrontalieri, delle rispettive quote trasferite in tariffa. Il regolamento TEN-E richiede, altresì, al regolatore nazionale di predisporre una metodologia di valutazione degli investimenti e dei relativi rischi, oltre a una procedura di trattamento incentivante (su istanza) di progetti a rischio più elevato di quello tipico dell'attività di trasmissione, già inglobato nelle tariffe nazionali.

In più, le procedure in base alle quali sono definiti gli scenari di riferimento e le caratteristiche della pianificazione delle infrastrutture europee nel Regolamento TEN-E e nel cd. "Regolamento elettricità 2019/943" assumono un impatto diretto di grande rilievo per la preparazione, la verifica e l'approvazione dei Piani nazionali di sviluppo delle reti. Negli ultimi anni, infatti, i ritardi e le incoerenze nell'approvazione degli scenari europei, sui quali sono basati i TYNDP europei, cui i Piani dell'operatore di trasmissione e degli operatori di trasporto nazionali si devono adeguare, ha generato significativi ritardi e complessità aggiuntive nelle procedure di preparazione e di valutazione dei Piani nazionali delle reti elettriche e gas italiane.

4. La revisione del regolamento TEN-E e il posizionamento dei regolatori europei

Come anticipato in premessa, la revisione del Regolamento TEN-E è parte integrante della strategia di decarbonizzazione dell'economia europea al 2050 e, fra i suoi principali aspetti innovativi, si evidenzia l'obbligo, per tutti i PCI, di soddisfare i criteri vincolanti di sostenibilità e l'aggiornamento delle categorie di infrastrutture ammesse a beneficiare del sostegno europeo, ponendo fine al supporto delle infrastrutture per il petrolio e il gas naturale.

Oltre all'esclusione delle infrastrutture di trasporto delle fonti fossili, la proposta di nuovo Regolamento prevede un significativo sostegno alle reti elettriche *offshore*, una nuova attenzione all'infrastruttura per l'idrogeno (incluso il trasporto e alcuni tipi di elettrolizzatori) e lo sviluppo di infrastrutture cd. "smart" per l'integrazione delle rinnovabili elettriche e per l'integrazione di gas sostenibili (biogas e idrogeno rinnovabile) nelle reti esistenti. Infine, nel nuovo contesto di decarbonizzazione accelerata dei settori energetici assumono caratteristiche diverse i tradizionali fattori critici di sicurezza delle forniture e i risvolti infrastrutturali ad essa connessi. In questo senso vanno le nuove disposizioni per il sostegno dei progetti di collegamento tra l'Unione europea e i Paesi terzi (introduzione della nuova categoria dei *projects of mutual interest*, PMI).

L'impianto della *governance* del Regolamento TEN-E del 2013 - come già sottolineato - richiede, per una corretta e coerente implementazione, uno stretto coordinamento interistituzionale sia a livello nazionale (tra autorità di regolazione, ministero di riferimento e operatori di rete) sia a livello europeo (tramite ACER, gli ENTSO, la Commissione europea, gli Stati membri e, da ultimo, il Parlamento europeo). L'implementazione di un disegno di *governance* così articolato e complesso ha evidenziato, nel percorso di attuazione, numerosi limiti, in particolare, in termini di efficacia delle scelte e di lentezza e farraginosità delle procedure.

Questi aspetti sono stati, peraltro, illustrati con estrema chiarezza, anche direttamente agli organi di vertice della Commissione europea – DG Ener, da parte della comunità dei regolatori europei ed ACER nel giugno 2020 (*ACER – CEER position paper on the Revision of the Trans-European Energy Networks Regulation (TEN-E) and Infrastructure Governance, 19 June 2020*). In particolare, con il citato documento i regolatori europei hanno fornito alla Commissione 18 raccomandazioni dettagliate, volte a favorire una revisione del Regolamento TEN-E, che ne determinasse una più rapida ed efficace attuazione.

Nello specifico, si sono forniti numerosi suggerimenti in materia di semplificazione delle procedure e di rafforzamento della terzietà dagli interessi da parte degli organi preposti alla definizione degli scenari, di rafforzamento del contributo tecnico e indipendente di ACER e della regolazione nazionale nelle procedure di valutazione dei costi destinati ad essere trasferiti in tariffa, nonché di semplificazione delle procedure per la selezione delle liste di PCI.

Nonostante le sollecitazioni fornite dalla comunità dei regolatori europei, l'impianto di *governance* proposto, per molti aspetti, parrebbe aggiungere livelli di complessità che si tradurrebbero in procedure di pianificazione ancor più lente, complesse e potenzialmente inefficaci, a danno, da un lato, degli investitori e, dall'altro, dei consumatori.

Per quanto riguarda, in particolare, gli aspetti di *governance* di natura tecnica che fanno riferimento all’allocazione dei costi, la proposta, anziché rafforzare il ruolo della regolazione tecnica indipendente di settore, attribuisce nuovi compiti direttamente alla Commissione europea, sia specificamente per le reti *offshore* (articolo 15 della proposta), sia per le procedure di *CBCA* (articolo 16). Tali aspetti, che rappresentano elementi di estrema delicatezza negli equilibri fra le Istituzioni europee, sono stati prontamente posti al centro del dibattito avviato sulla proposta di Regolamento in sede di Consiglio, sotto l’egida della Presidenza di turno portoghese.

Va qui ricordato che precedenti azioni della Commissione su aspetti più tecnici dello sviluppo infrastrutturale hanno prodotto risultati inappropriati, come il criterio “*one-size-fits-all*” del c.d. “*10% interconnection target*”, che è stato criticato in alcuni documenti di ACER e del CEER, ed è stato anche oggetto di una puntuale analisi nella memoria di questa Autorità illustrata il 13 e 14 maggio 2015 alle Commissioni 10a Industria, commercio e turismo e 13a territorio, ambiente, beni ambientali del Senato della Repubblica e X Attività produttive, commercio e turismo e VIII Ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera dei Deputati (212/2015/I/com).

Anche il nuovo criterio, c.d. “*15% interconnection target*”, fortemente promosso dalla Commissione europea a partire dal 2017, presenta analoghe problematiche.

Nel marzo 2021 i regolatori europei e ACER, con il pieno e costante supporto di questa Autorità, hanno fornito un nuovo contributo (*ACER - CEER Position on Improving the Regulation on Guidelines for Trans-European Energy Networks (TEN-E Regulation), 5 March 2021*) che, commentando la proposta, evidenziava, in particolare, che:

- il processo per l’approvazione delle metodologie di analisi costi-benefici per la trasmissione dell’elettricità e dell’idrogeno dovrebbe essere semplificato e più efficiente (articoli da 11(2) a 11(7) della proposta);
- il processo di approvazione degli scenari TYNDP dovrebbe essere semplificato, per consentirne una preparazione tempestiva, garantendo al contempo la neutralità dello sviluppo degli scenari (articoli da 12 (4) a 12 (7));
- la metodologia di attribuzione dei costi dei progetti *offshore* dovrebbe essere sviluppata, ampliando la raccomandazione ACER 05/2015 sulle buone pratiche per il trattamento delle richieste di investimento per i PCI o tramite specifiche raccomandazioni di ACER (articolo 15 (1));
- i regolatori (o ACER) dovrebbero essere esplicitamente autorizzati a rigettare un progetto quando l’analisi congiunta dei regolatori (o di ACER) permette di concludere che un progetto non fornisce un beneficio netto significativo a livello dell’UE (articoli 16(4) e 16(6));

- non sembrano essere necessari atti di esecuzione da parte della Commissione europea in materia di *CBCA*. In proposito, risulta, invece, più corretto e coerente con la natura indipendente degli Organismi interessati che sia ACER, come già peraltro avviene in concreto, a fornire raccomandazioni alle autorità nazionali di regolazione su tale materia (articolo 16(10)).

Preme, infine, sottolineare che, nel formulare le proprie proposte in merito al disegno di *governance* individuato dal Regolamento, sia nel contributo fornito nel 2020 sia in quello del 2021, i regolatori europei ed ACER hanno fortemente condiviso una posizione unitaria, indizio dell'affermarsi, forse per la prima volta, di una "visione indipendente europea", che trascende i confini della regolazione nazionale.

5. Gli aspetti di criticità sotto il profilo regolatorio in materia di *governance*

Giova, infine, richiamare l'attenzione su alcuni specifici aspetti relativi alla *governance* nazionale e alla necessità di semplificazione delle scelte infrastrutturali nazionali, con l'intento di formulare alcune proposte che si considerano indispensabili.

Si tratta di tematiche di estrema rilevanza per il nostro Paese e per questa stessa Autorità, già ampiamente trattate in una precedente memoria del 31 luglio 2020, 300/2020/I/com, illustrata alle Commissioni riunite 1^a Affari costituzionali e 8^a Lavori pubblici del Senato della Repubblica, in occasione dell'iter di conversione in legge del decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76, recante "*Misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale*".

Come già previsto dall'articolo 60, comma 3, del menzionato decreto-legge, che ha sostituito il comma 12 dell'articolo 36 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, stabilendo che il Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica sia predisposto con frequenza biennale, **l'Autorità auspica che sia resa biennale anche la cadenza per la pianificazione dello sviluppo della rete di trasporto del gas naturale.**

Ciò risulta necessario per allineare detta tempistica a quanto già previsto a livello europeo, per ottimizzare le analisi dei Piani rispetto agli scenari di sviluppo che sono approntati con frequenza biennale e per tenere conto della complessità del processo di predisposizione e di valutazione dei Piani stessi, come più volte rappresentato da questa Autorità, per esempio, con la Segnalazione al Parlamento e al Governo del 10 novembre 2016, 648/2016/I/com.

Pertanto, l'Autorità propone di modificare anche il comma 2 dell'articolo 16 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, stabilendo che i gestori del sistema di trasporto

trasmettano all’Autorità e al Ministero di riferimento il Piano di sviluppo della rete del gas ogni due anni.

Inoltre, similmente a quanto attuato in altre nazioni europee e in linea con le raccomandazioni di ACER e del CEER, inserite nei menzionati *position papers* di giugno 2020 e marzo 2021, **l’Autorità propone di valutare l’opzione di prevedere la redazione di un Piano unico nazionale per lo sviluppo della rete di trasporto del gas, che includa tutti gli sviluppi della rete di trasporto nazionale e regionale previsti.** Tale compito andrebbe attribuito all’impresa maggiore di trasporto, assicurando il coordinamento con gli altri gestori di rete. Risulterebbe, altresì, utile un maggiore coordinamento e un’adeguata complementarietà tra i Piani di sviluppo della trasmissione elettrica e quelli del trasporto del gas naturale.

Si evidenzia, ancora, come ACER abbia ripetutamente raccomandato che i poteri di approvazione dei Piani di sviluppo siano attribuiti alle autorità di regolazione nazionali, in virtù della loro terzietà e indipendenza, come già avviene, peraltro, in oltre la metà degli Stati membri dell’Unione europea.

In Italia, i Piani di sviluppo delle reti di trasmissione dell’energia elettrica e di trasporto del gas naturale determinano ogni anno imponenti investimenti (dell’ordine di circa 2 miliardi di euro); è, dunque, evidente l’importanza del ruolo di analisi, di approvazione e di vigilanza svolto da un soggetto pubblico, indipendente e di elevata qualificazione tecnica, che persegua l’obiettivo primario di individuare e di favorire le soluzioni che massimizzino i benefici di sistema.

In tale prospettiva, **l’Autorità si rende disponibile a rafforzare il proprio impegno sul fronte dei Piani di sviluppo, facendosi carico del compito della loro approvazione, attività che, per la sua rilevanza e per i notevoli interessi in gioco, richiede, tuttavia, adeguate risorse umane e tecniche.**

In relazione al Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell’energia elettrica, l’Autorità propone ulteriori misure di semplificazione e di accelerazione delle procedure di autorizzazione, in assenza delle quali si rischierebbe di pregiudicare il raggiungimento degli obiettivi del *Green Deal* europeo e italiano, con ripercussioni negative sul Paese e sulla sua economia.

Come già segnalato da questa Autorità con le memorie 21 maggio 2020, 175/2020/I/com, e 31 luglio 2020, 300/2020/I/com, la direttiva europea 2001/42/CE non richiede la Valutazione ambientale strategica (VAS) per i Piani di sviluppo della rete, in quanto si tratta di piani di società di diritto privato e non di autorità statali o locali.

L’attuale applicazione della VAS, che accomuna l’Italia e pochi altri Paesi dell’Unione europea, stando ai risultati preliminari di una *review* condotta in ambito ACER e di

prossima pubblicazione, comporta un doppio livello di valutazione ambientale; infatti, oltre alla VAS, ciascun principale progetto del Piano (che superi le soglie definite) è sottoposto anche alla Valutazione di impatto ambientale (VIA), come previsto dalla direttiva 2011/92/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 dicembre 2011.

Riguardo al Piano di sviluppo di Terna, la VAS determina notevoli ritardi: negli ultimi casi, in media, l'approvazione ha richiesto circa 4 anni, mentre, per esempio, i Piani di sviluppo 2008 e 2009 erano stati approvati nello stesso anno della predisposizione. I ritardi nella valutazione e nell'approvazione dei Piani, in ultima analisi, si traducono in ritardi nella realizzazione dei progetti di sviluppo della rete, con un danno, in particolare, per l'integrazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, obiettivo ormai comune alla maggior parte dei progetti previsti nei suddetti Piani di sviluppo. La modifica legislativa potrebbe, dunque, consentire l'approvazione dei Piani entro tempi notevolmente più contenuti e, quindi, adeguati a supportare gli obiettivi di realizzazione delle infrastrutture elettriche per la transizione energetica.

Gli effetti positivi della VAS, applicata al Piano nazionale, nell'identificare alternative e strategie di mitigazione degli impatti sulla società e sull'ambiente, sono raggiungibili (e spesso effettivamente raggiunti) con maggiore efficacia grazie alla VIA adottata per specifici progetti.

Ciò emerge anche da alcune considerazioni contenute nei recenti rapporti di valutazione della Commissione europea in relazione al monitoraggio dell'implementazione della direttiva 2001/42/EC (direttiva VAS o *Strategic Environment Assessment Directive - SEAD*) e, ancora più recentemente, alla sua valutazione².

Per i motivi illustrati, l'Autorità propone, pertanto, di escludere l'applicazione della VAS ai Piani di sviluppo delle reti, mediante una modifica dell'articolo 7, comma 8, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

Alla luce di tutto quanto premesso, l'Autorità auspica che le considerazioni fin qui svolte possano essere di utile ausilio al dibattito parlamentare e che le proposte formulate possano trovare quanto prima positivo accoglimento.

² Rispettivamente, European Commission, COM (2017) 234 final; European Commission, SWD (2019) 413 final.