

**Format per la raccolta delle osservazioni
sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno 2021 e documenti di accompagnamento**

Società / Ente / Associazione / Organismo:**Federazione Anie**

Spunto S1. Osservazioni sulle **modalità di predisposizione** dello schema di Piano di sviluppo, sul coinvolgimento degli *stakeholder* (inclusi i promotori di *merchant line* e organizzazioni non governative) da parte di Terna, anche in relazione alla “biennializzazione” recentemente introdotta dalla legge 120/2020.

Osservazioni sulle **modalità di consultazione** dello schema di Piano di sviluppo da parte dell'Autorità.

Osservazioni sul possibile futuro **coordinamento con i piani di sviluppo della rete di distribuzione**, anche alla luce dell'articolo 32 della Direttiva “elettricità” 2019/944.

(inserire qui le osservazioni)

Circa le modalità di consultazione, evitare che nel webinar pubblico si riservi spazio alla presentazione del PdS 2021 (a meno che non si illustrino elementi puntuali come spunti per la discussione) e si dedichi il webinar alla risposta ai quesiti specifici....

Più in generale occorre conformare la documentazione stessa posta in consultazione agli obiettivi di un processo di consultazione, ad esempio sintetizzando il più possibile il materiale posto in consultazione, separando il contenuto informativo dagli aspetti su cui è richiesta l'espressione degli stakeholder ed evidenziando questi aspetti con domande o “spunti per la consultazione”. La sintesi può essere ottenuta adottando un'impostazione dei documenti basata sulle variazioni rispetto agli anni precedenti.

Spunto S2. Osservazioni sul **documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici** al Piano di sviluppo e, in generale, sulle modalità di applicazione e presentazione dei costi e dei benefici dei singoli interventi di Piano.

(inserire qui le osservazioni)

Spunto S3. Osservazioni sul **capitolo 2 “lo stato del sistema elettrico”** dello schema di Piano di sviluppo 2021 (pagine 95-192) e in particolare sugli aspetti di:

- resilienza (sezione 2.5);
- stato della rete (sezione 2.8);
- analisi del mercato elettrico (sezione 2.9).

(inserire qui le osservazioni)

La prima osservazione è che è giusto partire dal capitolo 2, il capitolo 1 non pone alcun tema in consultazione (al massimo interessante la parte su ENTSOE e MDTSO ma sempre in ottica aggiornamento e novità), anzi fa sorgere alcune perplessità (ad esempio il ruolo autointestatosi di “regista” del sistema elettrico). In generale tutta la documentazione posta in consultazione deve adottare le caratteristiche di sintesi e di focalizzazione sugli elementi nuovi e sugli “spunti per la consultazione”. In questa forma il documento rimane autoreferenziale.

La seconda osservazione riguarda l’incipit del paragrafo 2.1.3 in cui si afferma che “mentre la geografia allungata determina la presenza di “colli di bottiglia” tra le diverse aree del paese, che causano difficoltà nell’ottimizzazione dei flussi di energia”. Come già segnalato in occasione delle scorse consultazioni, non è la geografia del Paese a determinare l’insorgere di congestioni ma l’inadeguatezza infrastrutturale rispetto alle transazioni energetiche che i driver economici richiederebbero di instaurare. Inoltre la configurazione radiale che caratterizza la topologia delle sei zone di mercato è la più facile da gestire rispetto ai flussi di potenza. Ad esempio altri Paesi Europei, in posizione più baricentrica, devono fronteggiare, tra l’altro, il problema dei “flussi paralleli” (“parallel flows”) che interessano limitatamente solo la nostra zona Nord.

Pag. 109 prima della figura 15 “In particolare, l’andamento del PIL risulta ancora essere il fattore con la più alta incidenza sulla variazione dei consumi elettrici. Come si evince dal confronto tra la Figura 12 e la Figura 15, i trend di PIL e domanda elettrica hanno presentato un andamento fortemente correlato negli ultimi anni.” Confrontando i due grafici non emerge una così forte correlazione.

Pag. 112: il concetto di carico residuo deriva dalla modalità di continuare a chiedere servizi solo alle unità tradizionalmente abilitate, mentre devono cambiare i criteri di dispacciamento.

Pag. 116 all’inizio: servizi di rete FER: va aggiunto il contributo al controllo della frequenza (vedi funzione FSM introdotta da RfG in norme CEI 016 e 021 e allegati A17 e A68 CdR) e sviluppo normativa su contributo al corto circuito generazione statica (attualmente “allo studio” nelle norme CEI 016 e 021).

Pag. 120 in fondo: “dispositivi statici che per loro natura non forniscono un significativo contributo all’aumento di questo parametro”. Si è già chiarito in più consultazioni che i dispositivi statici possono fornire contributo alla corrente di guasto ma che l’argomento è ancora oggi allo studio a livello normativo.

Pag. 124 prime 5 righe: il comportamento in frequenza della generazione statica non rispecchia i requisiti normativi attualmente in vigore, incluso il Codice di Rete Terna (ad esempio Allegati A17 e A68)

Pag. 130, penultimo capoverso “incremento delle installazioni di macchinari...” Frase incompleta.

Pag. 130: il trend della MPE mostrato in figura 39, e ancor più l’incremento registrato nel 2020, mostrano come le attività messe in campo da Terna siano intempestive e inadeguate non solo rispetto alle condizioni di esercizio ante 2020, in cui l’incremento annuo dell’installato eolico è stato molto contenuto, ma anche e in particolare nel 2020, considerato una sorta di anticipazioni delle condizioni di esercizio che si verificheranno se gli obiettivi di incremento per verranno rispettati. La focalizzazione e la velocizzazione degli interventi di rete e di sistema per la risoluzione dell’MPE e di altre problematiche di esercizio appare non più procrastinabile, così come il monitoraggio dell’effettiva implementazione di questi interventi da parte del regolatore.

Sezione 2.5 “Resilienza”: tale sezione appare in sostanza una sintesi della consultazione promossa dalla delibera 64/2021. Inoltre, come indicato a pag. 122, il Piano di Resilienza dovrebbe costituire un allegato del Piano di Difesa. Pertanto:

- si suggerisce di eliminare (o al più sintetizzare notevolmente) la sezione 2.5, in quanto oggetto di consultazione dedicata;
- si ribadisce la necessità che il Piano di Difesa venga assoggettato alla consultazione pubblica cui è sottoposto il PdS.

Sezione 2.6 “Adeguatezza”: anche in questo caso si tratta di una descrizione sintetica delle motivazioni, caratteristiche ed esiti del capacity market che può anche non comparire nel PdS

Osservazioni su sezione 2.9:

- pag 168 “I prezzi zonalı registrati nel 2020, come naturale conseguenza della drastica riduzione del PUN,...”: il PUN viene calcolato come media pesata dei prezzi zonalı, quindi l’affermazione non è corretta. In generale va invertito l’ordine dell’analisi; prima i prezzi zonalı (che sono poi la parte interessante perché riflettono l’impatto dei vincoli di trasmissione) poi il PUN.
- Fig. 81: Grecia, Malta e Montenegro poco leggibili i colori

- Fig. 84 e 85: cosa si intende per price convergence?
- La parte su MGP si può ulteriormente evidenziare focalizzandosi unicamente sull'evoluzione della frequenza delle congestioni e della rendita di congestione. In tal senso il 2020 è un anno poco significativo. Sarebbe interessante aggiungere un grafico con l'evoluzione anno per anno delle capacità massime di scambio tra zone e frontiere
- Il paragrafo 2.9.3 sull'estero andrebbe integrato con la rendita di congestione
- Paragrafo 2.9.5: le richieste di miglioramento dell'analisi MSD, sistematicamente avanzata da Anie nel corso di tutte le consultazioni dei PdS rimangono inascoltate, mentre, fortunatamente, trovano riscontro nell'attività di monitoraggio condotta da Arera e in particolare dal recente rapporto allegato alla delibera 282/2020, in cui si afferma, tra l'altro, che “Gli interventi finora realizzati su tale fronte non parrebbero aver mitigato in maniera significativa le criticità evidenziate, con riferimento alla struttura di mercato, sull'orizzonte temporale dei test di pivotalità (2011-2019).” Un'analisi dell'evoluzione degli interventi di rete volti a mitigare le criticità emerse sulla regolazione di tensione sarebbe doverosa, così come non si comprende il motivo per cui ci si limiti alla classificazione “Altri Servizi” e per un accounting più approfondito si debba ricorrere ad altre fonti (ad esempio la figura 1 del recente DCO 325/2021, consultazione avviata proprio a causa delle criticità in oggetto)
- Paragrafo 2.10 sugli impianti essenziali: si ribadisce l'interesse all'evoluzione nel tempo dell'elenco degli impianti essenziali, in modo da valutare in tal senso l'efficacia degli interventi di rete, piuttosto che l'elenco dell'anno di pertinenza

Spunto S4. Osservazioni sul **documento di descrizione degli scenari** (di settembre 2019) predisposto in coordinamento da Terna e Snam Rete Gas, in particolare sullo scenario “Business as Usual BAU”, e sul **documento di aggiornamento scenari “Scenario National Trend Italia”** (di febbraio 2021), sul capitolo 3 “scenari” dello schema di Piano di sviluppo 2021 (pagine 193-222) e sull'identificazione degli scenari a cui è applicata l'analisi costi benefici dello schema di Piano di sviluppo 2021.

Osservazioni riguardanti la correlazione e coerenza tra i documenti di scenario sopra richiamati e le ipotesi e gli scenari adottati a livello europeo (es. **scenari TYNDP di ENTSO-E e ENTSOG**) e a livello nazionale nel settore energetico.

Osservazioni sulla disponibilità e fruibilità dei **dati di scenario** (cfr. documenti suddetti e file zip/xls resi disponibili in sede di consultazione).

(inserire qui le osservazioni)

Osservazioni capitolo 3 “Scenari”:

- Si può chiarire cosa si intende per “non res” associato al carbone nella figura 19, visto che rimane tra 2 e 4 GW al 2040 in entrambi gli scenari NT e BAU?

....

Spunto S5. Osservazioni sul nuovo documento allegato allo schema di Piano 2021 “**evoluzione rinnovabile**” e sul possibile impatto degli sviluppi della generazione rinnovabile (*onshore* e *offshore*) sugli scenari e sugli interventi dello schema di Piano di sviluppo 2021.

(inserire qui le osservazioni)

- Dalla figura 2 del documento si evince che l’incremento significativo delle richieste di connessione si è verificato nel 2019, mentre il PNIEC è stato pubblicato a gennaio 2020. Perché si registrano le discrepanze indicate a inizio pag. 32? Quali dati ha utilizzato Terna per contribuire alla costruzione degli scenari PNIEC
- Nei vari scenari presentati quali rinforzi della rete di trasmissione sono stati considerati realizzati? Almeno in termini di aumento della capacità di trasporto sulle sezioni.
- La gran parte dei 95 GW di richieste di connessione sono appunto solo richieste o STMG, come già verificatosi in Italia circa 10 anni fa una parte ridotta si trasforma in STMD e in impianto effettivamente realizzato.....
- Pag. 35 “Infatti, mentre per gli accumuli elettrochimici sia l’asta per l’approvvigionamento dei servizi di riserva ultraveloce (progetto pilota Fast Reserve) sia le procedure per il mercato della capacità, sembrerebbero confermare il grande interesse degli operatori e la maturità tecnologica di tali impianti.”. Osservando gli esiti del mercato della capacità non sembra esso sia ritenuto dagli operatori particolarmente interessante per lo sviluppo degli accumuli elettrochimici

Spunto S6. Osservazioni sul **capitolo 4 “necessità di sviluppo”** dello schema di Piano di sviluppo 2021 (pagine 223-276).

Commenti riguardanti le criticità previste del sistema elettrico e le correlate esigenze di sviluppo delle infrastrutture di trasmissione elettrica, anche in relazione agli obiettivi di **decarbonizzazione e transizione energetica**.

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S7. Osservazioni sull'ammontare dei **costi stimati** per l'implementazione dello schema di Piano di sviluppo 2021 (18 miliardi di euro di investimenti) e sugli impatti e benefici previsti (cfr. in particolare, **capitolo 6 "benefici per il sistema"** dello schema di Piano di sviluppo 2021, pagine 347-366).

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S8. Osservazioni sui 31 nuovi interventi proposti nel **capitolo 5 "nuovi sviluppi"** dello schema di Piano di sviluppo 2021 (pagine 277-346 e relativo foglio di lavoro nella sintesi tabellare del Piano), e in particolare su quelli con maggiore impatto economico:

Codice	Nome	Investimento previsto (milioni di euro)
167-N	Razionalizzazione Valchiavenna e Interconnessione Svizzera	1226
554-N	Nuovo HVDC Italia-Grecia (GRITA 2)	750
555-N	Nuovo collegamento 380 kV Bolano Paradiso	105
630-N	Interconnessione Isola di Favignana	100
354-N	Interconnessione isola del Giglio	94,5
352-N	Incremento magliatura rete 132 kV area Amiata	75
553-N	Elettrodotto 380 kV Area Nord Benevento	60
169-N	Riassetto rete tra Tavazzano e Colà	59

Osservazioni sulle proposte di variazione dell'ambito della RTN (sezione 2.1.2. dello schema di Piano di sviluppo 2021, pagine 98-99).

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S9. Osservazioni sulle installazioni di nuovi dispositivi per il controllo della tensione e la gestione della potenza reattiva, quali reattori, condensatori, compensatori sincroni, STATCOM (sezione 4.3.1 su interventi per qualità, sicurezza e resilienza, in particolare pagine 245-246).

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S10. Osservazioni sui progetti per cui il parere 574/2020 dell'Autorità (<https://www.arera.it/allegati/docs/20/574-20.pdf>) ha proposto la messa “in valutazione”, ossia l'assenza di attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale:

- **secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia - Montenegro**, codice 401-P;
- **progetto di interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia**, parte dell'intervento codice 200-I.

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S11. Osservazioni sui progetti per cui il parere 574/2020 dell'Autorità ha previsto specifiche condizioni e approfondimenti:

- intervento **SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica- Italia Continentale**, codice 301-P (pagine 23-28 del volume Nord Est);
- intervento di **interconnessione Italia - Tunisia**, codice 601-I (pagine 29-33 del volume Centro Sud);
- intervento di sviluppo **HVDC Sicilia - Continente**, parte del progetto codice 723-P (rapporto specifico per l'HVDC reso disponibile per la consultazione dello schema di Piano di sviluppo 2021 e, relativamente all'ACB dell'intero progetto, pagine 39-45 del volume Centro Sud).

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S12. Osservazioni sui tre volumi “**Avanzamento dei Piani di sviluppo precedenti**” dello schema di Piano di sviluppo 2021, in particolare riguardo la tracciabilità delle date previste di completamento delle opere e dei motivi di eventuali ritardi o posticipazioni volontarie di alcune opere.

Osservazioni sulla qualità e completezza delle **informazioni disponibili nelle schede intervento e nella sintesi tabellare** che accompagna lo schema di Piano di sviluppo 2021.

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S13. Osservazioni riguardanti i progetti c.d. **merchant lines** (sezione 4.3.3.2.2.3 dello schema di Piano di sviluppo 2021, pagine 261-263) e le relative informazioni messe a disposizione ai fini della consultazione.

(inserire qui le osservazioni)

....

Eventuali ulteriori osservazioni

Nr. progressivo	Osservazione ¹	Documento	Paragrafo
1			
2			
...			
...			
n			

¹ Specificare il documento a cui si riferisce ciascuna osservazione e, ove applicabile, il relativo paragrafo (o altro riferimento).