

Milano, 7 luglio 2020

Spettabile
ARERA

Inviata a mezzo mail a:

info@arera.it

infrastrutture@arera.it

Commenti di ANIE Federazione al documento “Piano di sviluppo 2020” di Terna

Format per la raccolta delle osservazioni sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale per l'anno 2020

Società / Ente / Associazione / Organismo: *FEDERAZIONE ANIE*

Spunto S 1. Osservazioni sulle **modalità di predisposizione** del Piano di sviluppo, sul coinvolgimento degli *stakeholder* (inclusi i promotori di *merchant line* e organizzazioni non governative) da parte di Terna e sulle presentazioni del Piano di sviluppo rese disponibili.

Osservazioni sulle **modalità di consultazione** del 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.

Circa le modalità di predisposizione, si ritiene che, in linea generale, la disponibilità di informazioni qualitative e quantitative fornite dalla documentazione che compone il PdS sia ampiamente sufficiente e che sia ora necessario privilegiare la sintesi e la focalizzazione, almeno finché la consultazione si manterrà annuale, rispetto alla cadenza biennale, suggerita da Arera, tra l'altro, nella recente Memoria 175/2020. Più precisamente:

- la sintesi va perseguita attraverso l'approccio “incrementale”: vanno cioè riportati solamente gli aspetti di novità normativa e regolatoria che impattano sulla pianificazione delle RTN, le nuove esigenze di sistema o la variazione delle esistenti, gli elementi procedurali e/o tecnici alla base delle variazioni di tempo e/o budget dei singoli interventi e così via*

- *un secondo elemento funzionale alla sintesi è la focalizzazione sullo sviluppo dell'infrastruttura: considerazioni sull'evoluzione del mercato elettrico e del sistema in generale, pur interessanti e legittime, devono essere ridimensionate e ricondotte all'obiettivo del PdS e al ruolo di Terna.*

Di conseguenza l'executive summary può essere opportunamente modulato come descritto in precedenza (anche rivedendo alcuni messaggi sintetici non corretti che riguardano la riduzione delle risorse di regolazione di tensione e l'aumento delle congestioni per diffusione FER), mentre il capitolo 1 può essere sintetizzato drasticamente.

Spunto S2. Osservazioni sul **documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici** al Piano di sviluppo.

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S3. Osservazioni sul **capitolo 2 “lo stato del sistema elettrico”** del Piano di sviluppo (pagine 74-173) e in particolare sulle criticità e sull'analisi dello stato della rete (sezioni 2.7 e 2.8) e sull'analisi del mercato elettrico (sezione 2.10).

Sezione 2.4: come già più volte segnalato, nella trattazione vi sono alcune affermazioni discutibili. Ad esempio, si associa la diffusione delle FER alla riduzione delle risorse in grado di regolare tensione tramite scambio di potenza reattiva. Gli impianti FER eolici e fotovoltaici sono da tempo in grado di contribuire alla regolazione di tensione mentre il loro utilizzo in tal senso, sia sulle reti di trasmissione che di distribuzione è rimasto ad oggi inesplorato. La stessa Appendice 2 del DCO 322/2019 indica che in altri Paesi europei gli impianti FRNP sono già asserviti alla regolazione di tensione con una remunerazione associata, mentre in Italia si stanno ancora valutando progetti pilota in tal senso (pag. 101 in fondo). Nell'ultima parte poi si effettuano alcune considerazioni sulla localizzazione delle FER rispetto al carico e sul contributo alle congestioni che andrebbero precisate meglio in quanto nei termini in cui sono presentate sono contraddittorie e non corrette in alcuni punti.

Pag. 95 sezione 2.4.1: si afferma che “gli impianti di produzione connessi alla rete con dispositivi statici che per loro natura non forniscono un significativo contributo all'aumento di questo parametro (potenza di corto circuito)”. In realtà non esistono attualmente prescrizioni normative a riguardo così come non esistono vincoli tecnici a introdurre requisiti in tal senso. Viste le prospettive occorre mettere mano a questo tema.

Pag. 96 : si ribadisce l'opportunità di porre in consultazione il Piano di Difesa.

Par. 2.4.2.: appare opportuno inserire un aggiornamento sul tema dell'osservabilità.

Par. 2.4.3.1 Si osserva come l'MPE sia aumentata nel 2019 a circa 380 GWh (aggiornato a novembre 2019), valore più elevato nel periodo considerato in figura 38. In figura 39 si osserva inoltre che aumenta la percentuale dovuta a congestioni locali, pertanto, i richiamati potenziamenti della rete 150 kV sembrano mostrarsi nuovamente inadeguati. Tutto il paragrafo potrebbe essere

spostato nella parte di mercato elettrico, dove si analizzano le congestioni.

Pa. 2.6 Adeguatezza: si può sintetizzare e riportare qua il focus sul capacity, sottolineandole al più l'utilità come elemento di coordinamento tra sviluppo parco di generazione e di trasmissione (tema messo in crisi dall'unbundling) che è l'aspetto più inerente al planning.

Par. 2.7 e 2.8 sintetizzare e riunire in un unico paragrafo

Par. 2.10:

- a pag. 150 si menziona un box sulla rendita di congestione che però non è presente nel testo*
- Molto interessanti le figure 73 e 74, che sintetizzano l'andamento della rendita di congestione, principale esito MGP da considerare ai fini dello sviluppo rete. La prima osservazione riguarda il trend in crescita della rendita ed in particolare il fatto che questa tendenza si sia stabilita proprio a partire dal 2016 (anno di entrata in servizio del nuovo collegamento Sicilia – Calabria) e che la sezione più critica in termini di frequenza di saturazione e rendita di congestione sia proprio Sicilia – Rossano (satura per oltre il 40% delle ore nel 2019). Ulteriori approfondimenti su questi punti sarebbero necessari e potrebbe essere utile aggiungere un'informazione sulla disponibilità della capacità di transito tra le zone, ad esempio in termini di curve di durata 2019 rispetto a 2018.*
- Box pag. 152 su capacity si può rimuovere*
- Manca unità di misura figura 77*
- Par 2.10.3: manca indicazione rendita di congestione su frontiere*
- Pag. 158 paragrafo “Risoluzione delle congestioni” manca il link segnalato*
- Par. 2.10.5. le figure 83 e 85 indicano come la maggior parte dei volumi e degli oneri MSD derivino dalle movimentazioni per “Altri servizi”, entro cui sono inclusi i servizi richiamati a pag. 157 e 158. L'assenza di accounting su questo tema ossia sull'assegnazione dei volumi e degli oneri delle movimentazioni classificate come “altri servizi” almeno alla categoria principale di servizio rimane, assieme alla mancanza di segnali locazionali, il maggior problema dell'MSD e, di riflesso, la carenza più grave dell'analisi presentata. Ciò non permette agli operatori di comprendere le reali criticità del sistema, ostacolando, tra l'altro, l'attività di consultazione in oggetto. Ai pochi tentativi rintracciabili a riguardo nella letteratura regolatoria (ad esempio il DCO 420/2016) non è stato dato seguito in maniera sistematica. Si segnala poi la mancanza di informazioni zonali su volumi e prezzi (che invece comparivano nel PdS 2019), preferibili rispetto al contenuto informativo delle figure 84 e 89. Inoltre, non si esplicita se i dati si riferiscono solo a MSD ex ante o anche a MB. Non si capisce inoltre a cosa si riferiscono gli importi per “selezioni” riportate nella figura 86, in relazione agli oneri complessivi di figura 83*
- Par 2.10.6 Vista l'importanza del tema, va dedicato un approfondimento adeguato, in alternativa è consigliabile stralciare il paragrafo*
- Par 2.10.7: ammesso che il tema pompaggi rilevi nel Piano di Sviluppo, si ribadisce che, preso atto della necessità evidenziate da Terna, il livello informativo è insufficiente all'avvio di una valutazione da parte degli operatori, anche in presenza della necessaria evoluzione di mercato richiamata da Terna. Occorre in altri termini che siano indicati i siti idonei, le relative caratteristiche tecniche e i potenziali raggiungibili in termini di potenza e capacità di invaso. Tutto ciò in maniera tempestiva e trasparente in modo che gli operatori possano iniziare ad effettuare le proprie valutazioni.*
- Manca la figura 94*
- Box su UVAM e su V2G si possono anche rimuovere*

Par 2.11 su essenzialità: come più volte ribadito serve l'evoluzione temporale degli impianti essenziali per poter giudicare l'efficacia dello sviluppo rete nella rimozione dei vincoli di essenzialità.

Spunto S4. Osservazioni sul **documento di descrizione degli scenari** predisposto in coordinamento da Terna e Snam Rete Gas che accompagna il Piano di sviluppo, sugli scenari “Business as Usual BAU”, “Decentralized DEC” e “PNIEC” applicati nel Piano 2020 e sulla disponibilità e fruibilità dei relativi dati.

Osservazioni sul coordinamento tra il settore elettrico e il settore gas in materia di scenari.

Osservazioni sul **capitolo 3 “scenari”** (pagine 174-203) e sul **capitolo 6.2 “scambi energetici nel medio e lungo termine”** (pagine 305-309) del Piano di sviluppo.

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S5. Osservazioni sul **capitolo 4 “necessità di sviluppo”** del Piano di sviluppo (pagine 204-251).

- *Par. 4.1.2.3 Il quadro prospettato sul tema della potenza di corto circuito indica la necessità di cominciare a studiare un nuovo comportamento dei convertitori statici durante il corto circuito*
- *Figura 18 e seguenti: per la quasi totalità si tratta di interventi già in piano da tempo. Si chiede di inserire una colonna con la data di inserimento in Piano e la data prevista di entrata in servizio*
- *Circa il Piano minimo di realizzazioni si chiede di chiarire, rispetto alle opere entrate in servizio entro il 2019 e mostrate in figura 42 se queste costituiscano la totalità del Piano minimo o se invece vi siano altre opere previste che non sono entrate in servizio entro il periodo*

Spunto S6. Osservazioni sui **costi consuntivati e stimati** per il Piano di sviluppo o per specifici interventi (vd. fogli di lavoro A e B della sintesi tabellare del Piano e schede dei singoli interventi nei tre volumi del rapporto di avanzamento).

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S7. Osservazioni sul **capitolo 6 “benefici per il sistema”** del Piano di sviluppo, in particolare riguardo l'incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero, la riduzione delle congestioni interzonal, l'incremento dell'adeguatezza del sistema elettrico e la riduzione delle

emissioni CO₂ (sezioni da 6.3 a 6.6, pagine 310-317).

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S8. Osservazioni sui 27 nuovi interventi proposti nel **capitolo 5 “nuovi sviluppi”** del Piano di sviluppo (pagine 252-301 e foglio di lavoro A della sintesi tabellare del Piano) e in particolare su quelli con maggiore impegno economico:

165-N Razionalizzazione rete 380 kV Brianza

259-N Razionalizzazione rete AT Verona

627-N Elettrodotto 380 kV Caracoli – Ciminna

Osservazioni sulle proposte di variazione dell'ambito della RTN (sezione 1.8 del Piano di sviluppo, pagine 61-62).

165-N Razionalizzazione rete 380 kV Brianza

- Non sono riportate le valutazioni per lo scenario BAU 2040: perché? Le figure di pag 259 relative a scenari non utilizzati si possono togliere*

259-N Razionalizzazione rete AT Verona

- in questo caso sono stati utilizzati gli scenari BAU 2030 e 2040, è possibile chiarire le motivazioni. Anche qua è possibile rimuovere le tabelle inutilizzate a pag. 268*

627-N Elettrodotto 380 kV Caracoli – Ciminna

- l'intervento deriva dalla scelta di spostare la stazione di conversione del collegamento HVDC dalla SE Ciminna alla SE Caracoli e di completare la direttrice 380 kV tra Sicilia Orientale e Occidentale prolungando la nuova linea a 380 kV Chiaramonte – Ciminna fino alla nuova sezione a 380 kV della SE Caracoli. In questo senso la scheda giustamente rimanda all'ACB degli interventi 602-P “Elettrodotto Chiaramonte G. – Ciminna” e 604-P “Assoro – Sorgente 2 – Villafranca”, in cui si immagina sia stata inserita la variante in oggetto. È quindi opportuno valutare l'inserimento di questo intervento come variante del 602-P, che diventerebbe quindi “Elettrodotto Chiaramonte G. – Caracoli”.*

Si chiede di richiamare all'inizio del paragrafo alcune informazioni sintetiche che spieghino ad esempio i requisiti minimi che rendono necessaria l'ACB (ad esempio capex stimato sopra 15 milioni di euro), quali sono i criteri di scelta degli scenari utilizzati per ACB (gli interventi precedenti sono stati valutati su diversi scenari), ecc. Queste informazioni sono contenute nei volumi “Stato di avanzamento” ma vanno sinteticamente riportate anche qua. Gli schemi rete non riportano la legenda dei simboli. In generale le tabelle ACB non utilizzate si possono rimuovere.

Spunto S9. Osservazioni sul progetto di **collegamento HVDC Centro Sud - Centro Nord**, codice

436 (rapporto di avanzamento, volume “avanzamento Centro-Sud”, pagine 24-28 e sintesi tabellare del Piano), per il quale l'Autorità nel proprio parere 674/2018/I/eel¹ ha previsto la prosecuzione delle attività di analisi e valutazione.

L'opera risulta attualmente in concertazione (tabella 4 volume “Avanzamento Centro Sud), con la stessa classificazione del PdS 2019. Considerando le raccomandazioni della delibera 674/2018 e quanto esposto nel PdS 2019 si presume che l'opera sia ancora in fase di valutazione e che l'interazione con gli Enti preposti sia volta ad acquisire tutti gli elementi necessari a completare la valutazione.

Nel PdS 2019 l'opera, per la quale si stimava una lunghezza di 221 km, era dettagliata in due interventi (HVDC Villanova Fano e SE HVDC), entrambi in fase 1 (come da PdS 2018), con avvio attività 2020, avvio realizzazione 2025 e completamento "lungo termine" e capex 1.115 M€. L'ACB è stata valutata con IUS 1,5/1,6 (scenari ST e Dg entrambi 2025 e 2030), con benefici, per scenari ST e DG 2025, dal 70% al 73% legati ai costi evitati MSD (beneficio B7) e dal 24% al 28% per beneficio SEW (B1). Al 2030 il beneficio SEW sale al 34-36% e il B7 si assesta su 55 - 63%.

Nel PdS 2020 sono stati opportunamente introdotti maggiori dettagli nelle sezioni "descrizione intervento" e "interdipendenze o correlazione" con esplicitazione codici quest'ultimo caso. La lunghezza del collegamento sale a 228 km mentre le opere sono presentate diversamente: sono sdoppiate le SE di conversione a Fano e Villanova e è stato aggiunto l'adeguamento della SE 380 kV Fano. Per tutti gli interventi, ancora classificati in Fase 1, l'inizio attività slitta dal 2020 al 2023, l'avvio realizzazione dal 2025 al 2026 mentre per il completamento si passa da “lungo termine” al 2030. Apprezzabile l'approfondimento tecnico e l'analisi di sensitivity sui benefici rilevanti e sull'investimento. Il capex, mantenuto invariato rispetto al PdS 2019, viene valutato con sensitivity a +- 10% e gli IUS su scenari BAU, non molto promettenti, si mantengono molto vicini ai valori PdS 2019 scenari ST e DG, guidati dal beneficio B7. Più positivi gli esiti degli scenari DEC, con IUS tra 2,1 e 2,8, guidati dal beneficio SEW, vista la prospettiva di diffusione FER.

Vista la compresenza di scenari con IUS molto diversi sarebbe opportuno approfondire ancora le valutazioni, magari sdoppiando l'intervento in due poli da 500 MW, per contenere il rischio legato all'incertezza su orizzonti di lungo termine.

Spunto S10. Osservazioni sul progetto **Nuova interconnessione Italia-Tunisia**, codice 601 (rapporto di avanzamento, volume “avanzamento Centro-Sud”, pagine 29-33 e sintesi tabellare del Piano).

Nel PdS 2019 per l'intervento si prospetta l'avvio attività al 2019/2020, l'avvio cantieri al 2023 e il completamento al 2027. L'intervento era descritto in fase 1, con sviluppi subordinati agli accordi tra Paesi. L'ACB, valutata su un capex di 300 mln euro e su scenari ST 2025/2030 e DG 2025/2030 era pari a circa 3, con unico beneficio B1.

Il PdS 2020 mantiene le stesse date e informa che i governi italiano e tunisino hanno siglato un accordo. La realizzazione del progetto è condizionata all'ottenimento di adeguati finanziamenti. Gli IUS salgono da 4,1 a 5,2 (scenari DEC e BAU 2030 e 2040) grazie al contributo all'integrazione delle FER. Apprezzabile la scheda tecnica di approfondimento.

Spunto S11. Osservazioni sul progetto di **collegamento HVDC continente - Sicilia - Sardegna**,

¹ <https://www.arera.it/allegati/docs/18/674-18.pdf>

codice 723 (rapporto di avanzamento, volume “avanzamento Centro-Sud”, pagine 39-45 e sintesi tabellare del Piano), per il quale l’Autorità nel proprio parere 674/2018/I/eel ha previsto la prosecuzione delle attività di analisi e valutazione.

Nel PdS 2019 il collegamento tra Sardegna e Sicilia è indicato tra le SE di Villasor e Ciminna, mentre il punto di connessione del tratto in Continente era ancora indicato in valutazione. L'inizio attività era previsto per il 2020, l'avvio cantieri per il 2025 e il completamento a lungo termine. Le lunghezze dei collegamenti erano stimate in 882 km (I22), 50 km (I23), 39 km (I24).

Le date sopra valgono per tutti gli interventi di cui consta l'opera: SE HVDC Continente, SE HVDC Sicilia, SE HVDC Sardegna, Collegamento Continente - Sicilia, collegamento Sicilia - Sardegna, SE 380 kV Villasor, SE 380 kV Continente.

L'ACB, effettuata su un capex di 2,6 mldeuro, indicava uno IUS da 0,9 a 1,3 su scenari ST e DG 2025 e 2030. Il beneficio al 2025 è quasi totalmente B7 (dal 94 al 99%), così anche al 2030 (dal 79 all'88 %), con incremento B1 (dal 10 al 15%). Negli scenari PNIEC lo IUS sale a 2,1.

Nel PdS 2020 l'opera viene meglio inquadrata e si concretizza in due collegamenti HVDC biterminale dal 1000. Si identificano i punti di connessione in una nuova SE 380 kV a sud di Montecorvino (Continente, raccordata alla linea 380 kV Laino - Montecorvino), nella SE Caracoli (Sicilia, anziché SE Ciminna) e nella nuova SE 380 kV di Selargius (Sardegna, anziché Villasor).

L'opera è indicata in concertazione (tabella 4 volume “Avanzamento Centro Sud), tutti gli interventi dell'opera mantengono la data di avvio attività al 2020, mentre l'avvio cantieri viene anticipato al 2021 (tutti gli interventi sono passati dalla fase 1 di pianificazione del PdS 2019 alla fase 2 di concertazione e/o progettazione nel PdS 2020) e il completamento previsto per il periodo 2025-2028.

Le lunghezze dei tracciati si modificano leggermente (I22 848 km, I23 43 km e I24 36 km), vengono precisate le interdipendenze e correlazioni e forniti apprezzabili dettagli tecnici sugli approdi e sull'adozione della tecnologia VSC, a giustificazione del notevole aumento di capex, da 2,6 a 3,7 mldeuro.

Circa l'ACB, Terna segnala alcune differenze rispetto ai PdS precedenti: a differenza dei PdS precedenti, nell'esecuzione dell'ACB, è stata considerata la risoluzione delle essenzialità (beneficio B4) nelle Isole, ottenibile in Sardegna grazie al nuovo HVDC, ai rinforzi di rete individuati e alla presenza di nuova capacità di generazione per circa 400 MW. Inoltre, le variazioni dell'impatto sull'indicatore B7 (costi MSD) rispetto ai Pds 2018 e 2019 è spiegato col fatto che l'ACB ha recepito i nuovi scenari del PdS2020 e ha incluso i vincoli di esercizio dei collegamenti SAPEI e SACOI 3 (minimo tecnico e vincolo di inversione rapida), non presenti nelle ACB dei precedenti Piani di Sviluppo. Lo IUS nello scenario PNIEC 2025 e BAU 2030 e 2040 è pari a 1,8 (con sensitivity da 1,6 a 2,1) mentre sale a 4,1 negli scenari PNIEC 2025/2030 e DEC 2040 (con sensitivity da 3,5 a 4,8). Gli scenari PNIEC e BAU sono trainati dai benefici B7, B4 e B3, mentre per lo scenario DEC trainano i benefici B7 B5 e B4.

La prima criticità che si segnala riguarda l'anticipazione della data di avvio cantieri dal 2025 al 2021, per un'opera che è ancora in concertazione: si tratta di un'ipotesi irrealistica, a meno che non si attuino gli auspicati strumenti normativi straordinari per l'accelerazione dell'iter autorizzativo. Essi dovrebbero vincolare la realizzazione dei collegamenti all'effettivo phase out del carbone in Sardegna, condizione che giustifica in gran parte l'intervento, come appare confrontando gli IUS degli scenari BAU con quelli degli scenari PNIEC/DEC.

Inoltre sorgono alcune perplessità esaminando le differenze nell'ACS 2020 rispetto a quella 2019: Terna indica come elementi di novità la risoluzione dell'essenzialità e i vincoli tecnici di esercizio del SAPEI e del SACOI3: si tratta però di elementi ben noti già negli anni precedenti e non si

comprende come possano essere stati trascurati nelle ACB precedenti.

Spunto S12. Osservazioni sul progetto di realizzazione del **secondo polo dell'interconnessione HVDC Italia - Montenegro**, codice 401, (rapporto di avanzamento, volume “avanzamento Centro-Sud”, pagine 47-48), che l'Autorità nel proprio parere 674/2018/I/eel ha posto “in valutazione”, cioè senza attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale.

Nel PdS 2019 Terna indica il primo polo (linea, SE conversione Cepagatti e Kotor) in realizzazione entro il 2019 (entrata in servizio il 28/12/2019), mentre il secondo polo è indicato in fase 4 (progettazione esecutiva) con avvio realizzazione al 2020 e completamento entro il 2026. Lo IUS del secondo polo varia tra 1,5 e 2,2 su anni obiettivo 2025 e 2030.

Il PdS 2020 conferma il II polo in fase 4 e le date di avvio realizzazione e completamento rispettivamente al 2020 e al 2026.

L'ACB indica, su una situazione di capex di 819 mln euro spesi su 1150 stimati, IUS in un primo caso da 1,3 a 1,9 e in un secondo caso da 1,8 a 3,8, indicando scenari al 2020, 2025 e 2030 senza però menzionare di quali scenari si tratta.

Non sono quindi presentati ulteriori elementi o approfondimenti su cui poter effettuare considerazioni circa lo sviluppo del II polo.

Spunto S13. Osservazioni sui tre volumi “**Avanzamento dei Piani di sviluppo precedenti**” del Piano di sviluppo, 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 il Piano di sviluppo.

(inserire qui le osservazioni)

....

Spunto S14. Osservazioni riguardanti i progetti **c.d. merchant lines** (sezione 4.2.3.2.3 del Piano di sviluppo, pagine 235-236) e le relative informazioni messe a disposizione ai fini della consultazione.

(inserire qui le osservazioni)

....

Eventuali ulteriori osservazioni

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

² Specificare il documento a cui si riferisce ciascuna osservazione e, ove applicabile, il relativo paragrafo (o altro riferimento).