

Controdeduzioni Terna ai quesiti sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2021 pervenuti ad ARERA

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.

BIENNALITÀ DEL PIANO

Enel, Elettricità Futura

Anzitutto cogliamo l’occasione offerta da questa consultazione per evidenziare come il passaggio ad una frequenza biennale di elaborazione del Piano di Sviluppo (rispetto alla precedente frequenza annuale), se da un lato offre sicuramente vantaggi in termini di processo di elaborazione da parte del TSO e condivisione con gli operatori, snellendo peraltro il processo di autorizzazione, dall’altro rischia di non “catturare” modifiche di contesto che potrebbero emergere con una frequenza maggiore rispetto a quella biennale (si consideri ad esempio l’incremento degli obiettivi rinnovabili). A tal riguardo, si invitano l’Autorità e il Ministero per la transizione Ecologica a valutare l’opportunità – pur mantenendo la frequenza “standard” biennale di elaborazione del Piano di Sviluppo – di prevedere – non con riferimento all’intero Piano ma relativamente a specifici aspetti / sezioni impattati – la possibilità di un aggiornamento più frequente, laddove necessario per catturare appunto fenomeni intervenuti tra un aggiornamento e il successivo.

EP Produzione

Si apprezzano le modalità di predisposizione e di consultazione dello schema di Piano di Sviluppo: in particolare, come espresso in precedenti occasioni, si accoglie positivamente il passaggio a una preparazione del Piano su base biennale, in modo da risultare maggiormente aderente al percorso evolutivo e alla definizione degli scenari di riferimento, eventualmente predisponendo un aggiornamento annuale sullo stato di avanzamento dei principali progetti di sviluppo della rete.

Riscontro Terna

Terna valuterà la modalità più opportuna per predisporre un aggiornamento annuale sullo stato di avanzamento dei principali progetti di sviluppo della rete.

FAST TRACK AUTORIZZATIVO

Enel

In generale, apprezziamo l'impegno di Terna finalizzato al costante miglioramento della quantità e qualità di informazioni e valutazioni presentate nel Piano. Come meglio evidenziato nei successivi spunti di consultazione, riteniamo comunque che alcuni aspetti complessivi possano essere maggiormente analizzati: ad esempio andrebbe simulata la presenza o meno del percorso autorizzativo "accelerato" (c.d. fast track) prevista per determinate opere la cui utilità dipende dalle tempistiche stesse di realizzazione, dovendo essere coordinate con l'evoluzione del sistema elettrico in ottica di transizione energetica.

Elettricità Futura

Andrebbe simulata la presenza o meno del percorso autorizzativo "accelerato" (c.d. fast track) prevista per determinate opere la cui utilità dipende dalle tempistiche stesse di realizzazione, dovendo essere coordinate con l'evoluzione del sistema elettrico in ottica di transizione energetica.

Riscontro Terna

Si informa che ove applicabile il percorso autorizzativo "accelerato" (c.d. fast track) è stato già considerato nelle valutazioni degli interventi, come nel caso del Tyrrhenian Link per cui la nuova previsione di avvio realizzazione e completamento è stata stimata assumendo che l'intervento sia sottoposto a procedura di fast track autorizzativo, così come riportato nelle relative schede del Piano di Sviluppo.

INFORMAZIONI E CONSULTAZIONE PIANO SICUREZZA

Enel

Un altro esempio della necessità di maggiore analisi è la realizzazione dei circa 5,5GVAr di compensatori sincroni, per i quali si rimanda allo spunto S9. In merito al coordinamento con altri piani di sviluppo o documenti relativi allo sviluppo della rete elettrica, sarebbe opportuno rappresentare anche gli interventi riconducibili ai sistemi di Difesa del Sistema Elettrico (art. 11 della Convenzione annessa alla Concessione di trasmissione e dispacciamento) in modo da poter visualizzare nel Piano di Sviluppo l'intero insieme di interventi rilevanti programmati ed in corso di realizzazione da parte di Terna sulla RTN. La mancanza di queste informazioni rappresenta infatti un gap conoscitivo rilevante per la pianificazione da parte degli operatori delle proprie attività.

ANIE

Si ribadisce la necessità che il Piano di Difesa venga assoggettato alla consultazione pubblica cui è sottoposto il PdS.

Elettricità Futura/Enel/Edison

Allo stesso tempo, per rendere il Piano ancora più esaustivo, dovrebbe contenere l'analisi costi/benefici dei dispositivi contenuti nel Piano di Difesa.

Edison, Elettricità Futura, Energia Libera, AIGET

Inoltre, si ritiene utile una migliore integrazione del PdS con il Piano di Difesa ed una maggiore trasparenza sui contenuti di quest'ultimo, che dovrebbero essere resi noti ad ARERA, e anche agli operatori per gli aspetti meno sensibili ai fini della sicurezza del sistema. Per esempio, proprio a proposito della fornitura di potenza reattiva, potrebbero essere rese disponibili maggiori informazioni relative all'installazione ed all'impiego dei compensatori sincroni nella RTN (essendo questi dispositivi inquadrati sotto l'ombrello del Piano di Difesa), in quanto correlati comunque al fabbisogno di risorse di dispacciamento e implementabili dagli operatori a seguito di una procedura concorsuale.

Riscontro Terna

Ad oggi, le disposizioni ministeriali (DM del 20 aprile 2005, così come modificato dal DM del 15 dicembre 2010) prevedono che Terna entro il 31 maggio di ogni anno presenti al Ministero dello Sviluppo Economico per l'approvazione, un programma per l'adeguamento ed il miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico (così detto Piano della Sicurezza).

Pur non essendo pubblico, Terna, nell'ottica di una sempre maggiore trasparenza e condivisione delle informazioni con tutti gli stakeholders ma senza compromettere la sicurezza della rete, ha rappresentato nel Piano di Sviluppo i principali progetti del Piano della Sicurezza, finalizzati alla

regolazione della tensione ed alla rimozione dei vincoli di rete, così come rappresentati nel cap. 4.3 del documento di Piano (figure 18 e 19) e nella sintesi tabellare (sheet “Altri interventi”).

COORDINAMENTO MERCHANT LINES

Enel

Sarebbe auspicabile un maggior coordinamento in merito allo sviluppo delle interconnessioni merchant line, in particolar modo rispetto ai progetti in stato avanzato di sviluppo in termini di permitting (autorizzazione a costruire, esenzione, ecc...) e che possono essere impattati dallo sviluppo della rete di trasmissione. Allo stesso modo il coordinamento permetterà di tenere in debita considerazione l’impatto dei progetti merchant line per il sistema, anche in termini di sicurezza.

Riscontro Terna

Terna fornisce nel Piano di Sviluppo un quadro completo dei progetti merchant line nella titolarità di soggetti terzi anche a valle della raccolta delle informazioni e dei feedback da parte dei titolari delle singole iniziative.

COORDINAMENTO DISTRIBUTORI

Elettricità Futura

Riprendendo una richiesta fatta in occasione della consultazione sul PdS 2020 per quanto riguarda il possibile futuro coordinamento con i piani di sviluppo della rete di distribuzione, così come previsto ai sensi dell’articolo 32 della Direttiva UE 2019/944 e dallo schema di decreto attuativo della medesima direttiva, riteniamo che Terna dovrebbe intensificare il più possibile il coordinamento e la collaborazione con le imprese della distribuzione, considerato il loro ruolo sempre più rilevante nel percorso di evoluzione del mercato elettrico italiano. In particolare, nei futuri PdS RTN Terna dovrebbe dedicare una sezione o un allegato apposito alla descrizione delle attività da essa avviate su questo fronte così da poter dare evidenza agli operatori in maniera più sistematica e dettagliata dei progressi e delle criticità che caratterizzano il processo di coinvolgimento dei DSO. Nell’ambito di tale coordinamento in vista della stesura del prossimo PdS RTN, riteniamo importante che gli impianti di cabina primaria abbiano un’alimentazione in AT multipla in grado di soddisfare il criterio N-1, in modo da ridurre il più possibile il rischio di disalimentazione.

Edison, AIGET, Energia Libera

Per quanto riguarda il possibile futuro coordinamento con i piani di sviluppo della rete di distribuzione, così come previsto ai sensi dell'articolo 32 della Direttiva UE 2019/944 e dallo schema di decreto attuativo della medesima direttiva, si ritiene che la sempre più stretta collaborazione tra il TSO e i diversi DSO sia un fattore essenziale per la realizzazione della transizione energetica. Il pieno utilizzo del potenziale delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) e del sempre maggior numero di Prosumer e veicoli elettrici che popoleranno il sistema elettrico italiano, passa per il graduale coinvolgimento dei DSO nelle attività legate al dispacciamento elettrico, in particolare per quanto riguarda l'osservabilità delle risorse connesse alla rete di distribuzione e l'intermediazione nel processo di approvvigionamento dei servizi ancillari da parte di queste risorse. In quest'ottica, si crede che Terna dovrebbe rafforzare le iniziative di collaborazione con i DSO, ad oggi oggetto solamente di alcuni studi sperimentali e progetti pilota come riportato nel PdS, garantendo il coinvolgimento di tutti gli stakeholders interessati. Come primo passo, si potrebbe quindi riservare nei futuri Piani di Sviluppo una sezione dedicata a descrivere le attività messe in campo in questo senso dal TSO così da poter dare evidenza agli operatori in maniera più sistematica e dettagliata dei progressi e delle criticità che caratterizzano il processo di coinvolgimento dei DSO. Congiuntamente, si richiede ai DSO di dare evidenza delle azioni intraprese e di coinvolgere gli operatori nel processo di pianificazione della rete. Sempre con riferimento al coordinamento con i PdS della rete di distribuzione e alla pianificazione del prossimo PdS di Terna, si ritiene importante che gli impianti di cabina primaria abbiano un'alimentazione in AT multipla in grado di soddisfare il criterio N-1, in modo da ridurre il più possibile il rischio di disalimentazione.

Riscontro Terna

Terna conferma di avere diversi tavoli di coordinamento aperti, volti ad inserire in Piano di Sviluppo, interventi mirati all'incremento dell'affidabilità di alimentazione delle Cabine Primarie in modo da ridurre il più possibile il rischio di disalimentazione.

A tal proposito Terna ha previsto nel proprio Piano di Sviluppo, numerosi interventi atti ad assicurare un'alimentazione multipla delle Cabine Primarie delle aree metropolitane come, ad esempio, nel caso di Roma, Napoli, Torino, Bari, Palermo, Genova e Firenze, nonché delle aree maggiormente esposte al rischio di disalimentazione.

Nei prossimi PdS Terna continuerà comunque a valutare ulteriori interventi finalizzati all'incremento della sicurezza di alimentazione dei carichi, laddove risultino necessari.

OPERE ABILITANTI IL GREEN DEAL

Enel

Tenuto conto della frequenza biennale di elaborazione del Piano di Sviluppo, riteniamo sarebbe stata particolarmente utile, eventualmente in un'appendice o sezione dedicata del Piano, una stima anche approssimata e provvisoria, delle possibili ulteriori necessità di sviluppo legate al recepimento di target di penetrazione delle rinnovabili più sfidanti (Green Deal), anche sulla base di stime preliminari effettuate da Terna.

In assenza di tali stime, il Piano pubblicato non risulta pienamente funzionale agli obiettivi di transizione energetica in quanto basato su target di sviluppo rinnovabili superati.

Riscontro Terna

L'integrazione delle rinnovabili costituisce uno dei principali driver per l'elaborazione del PdS della RTN. Terna a tal fine è già al lavoro per l'identificazione delle nuove opere di sviluppo necessarie per l'integrazione delle rinnovabili previste dal recepimento degli obiettivi di decarbonizzazione previsti dal Green Deal. Il prossimo PdS verrà pubblicato nel 2023 e si baserà su scenari in linea con il Green Deal (da pubblicare entro il 2022 nel prossimo Documento di Descrizione degli Scenari 2022). Per il PdS 2021 non è stato possibile tenere in considerazione i nuovi target rinnovabili, considerando che il pacchetto legislativo UE "Fit-for-55" è stato approvato solo a luglio 2021 e che altri dossier legislativi (es. Renewable Energy Directive III) sono ancora in fase di negoziazione.

ANTICIPAZIONE NUOVI SCENARI

Enel

Si ritiene utile che - in caso di aggiornamento degli scenari di riferimento prima della prossima pubblicazione del PdS 2023 - sia prevista un'anticipazione dei contenuti, con i canali che Terna riterrà opportuni.

Riscontro Terna

Al fine di coinvolgere gli stakeholder interessati, nel processo di definizione degli scenari congiunti Terna-SNAM sono previsti dei momenti di confronto tramite l'organizzazione di sessioni pubbliche ad hoc. La prossima pubblicazione del Documento di Descrizione degli Scenari è prevista nel corso del 2022.

CONSULTAZIONE E WEBINAR

ANIE

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.

Elettricità Futura, Edison, AIGET, Energia Libera

Per il futuro si auspica il coinvolgimento nel seminario di presentazione di alcuni esperti, come successo nel 2019, per l'analisi da parte di soggetti terzi di alcuni aspetti e/o dei principali interventi previsti dal PdS.

Riscontro Terna

Terna valuterà come recepire i suggerimenti.

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.

INFORMAZIONI SU ACB

Elettricità Futura/Enel

Riteniamo che l'analisi costi/benefici sia ad alto valore aggiunto per il documento di piano e che sia stata strutturata con un opportuno livello di dettaglio. Tuttavia, è necessaria una maggiore condivisione delle ipotesi e una più dettagliata quantificazione delle variabili utilizzate per la stima dei benefici. Per esempio, sarebbe necessario disporre di una maggiore quantità di informazioni sulle ipotesi di ogni scenario (relativamente a ripartizione zonale della produzione rinnovabili, ripartizione dell'import sulle varie frontiere, rendimento medio del parco termoelettrico, ecc.) e dei risultati parziali che permettono la stima dei benefici (produzione per fonte, riduzione quantità movimentate in MSD e relativi costi evitati, etc.) per ciascuno scenario e anno orizzonte. Sarebbe inoltre opportuno disporre di sensitivity rispetto allo scenario commodity considerato, ad esempio per valutare gli effetti di situazioni particolarmente tese in termini di costo o disponibilità di sourcing gas. Inoltre, non è chiaro come siano valorizzati i benefici nell'intervallo tra il secondo anno studio e la fine vita utile dell'impianto.

currENT Europe

During the webinar, the outline of the cost-benefit analysis was communicated. However, currENT is missing a view behind the reasoning of the cost-benefit analysis and would like to draw attention to specifying important parameters, emphasising the opportunity to learn from other countries' approaches, for example, by benchmarking their use cases and field results.

CurrENT Europe would like to see GETs' specific economic benefits to be highlighted and possibly challenged in the estimated costs.

Riscontro Terna

Le ipotesi alla base della definizione degli scenari sono state definite da Terna e Snam nel Documento di Descrizione degli Scenari (rapporto 2019 ed aggiornamento di Febbraio 2021 relativo allo scenario National Trend Italia) con il supporto di numerosi stakeholder, tra cui attori istituzionali, operatori di settore e istituti di ricerca, con i quali sono stati condivisi le peculiarità dei singoli scenari nell'ambito di tre workshop organizzati in corrispondenza degli snodi decisionali chiave.

Tutte le informazioni di dettaglio sugli scenari, rilevanti ai fini degli scopi della consultazione, sono state rese pubbliche in appositi documenti nell'ambito del relativo processo, nel rispetto degli obblighi informativi e di trasparenza e sono disponibili al seguente link "[Consultazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale relativo all'anno 2021](#)".

La delibera 627/2016 e s.m.i. prevede che le analisi costi-benefici del Piano di Sviluppo vengano effettuate su scenari contrastanti che intrinsecamente includono variazioni delle commodities.

I benefici tra il secondo anno studio e la fine vita utile dell'impianto si considerano costanti e pari al valore dell'ultimo anno studio analizzato, coerentemente con il punto 12.13 comma c) dell'Allegato A alla delibera 627/2016 e s.m.i.

Per quanto riguarda i parametri alla base della valorizzazione dei benefici e per maggiori approfondimenti sulla metodologia si rimanda al documento metodologico allegato al PdS 2021.

COSTI DI REALIZZAZIONE DEGLI ELEMENTI DI SISTEMA

Elettricità Futura/Enel/Edison

Il documento metodologico dovrebbe includere informazioni puntuali e di dettaglio in merito ai costi di tutti gli elementi di sistema, inclusi dunque per esempio: FACTS, condensatori, DTR, PMU, ecc.

Riscontro Terna

Terna attualmente rappresenta e pubblica in ogni PdS (tramite l'Appendice al Documento Metodologico allegato) i costi di realizzazione delle opere standard sottese al Piano di Sviluppo (intendendo per opere standard quelle opere caratterizzate da un accettabile livello di standardizzazione progettuale).

Tra le opere standard esposte figurano i principali dispositivi di compensazione come compensatori, reattori e condensatori (cfr. tabella 12 del doc. metodologico allegato al PdS 21).

Per quanto riguarda FACTS, in ragione del carattere innovativo della soluzione progettuale e della scarsa ampiezza del mercato di riferimento, la stima del costo di investimento deve necessariamente basarsi su analisi specifiche.

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).

MARGINI DI ADEGUATEZZA

Enel

In merito allo stato del sistema elettrico, si ritiene opportuno che nella sezione dedicata all'analisi di adeguatezza, sia prevista una sezione dedicata alla caratterizzazione di questo aspetto rispetto agli anni di consuntivo. Sarebbe utile, infatti, disporre sia dei valori di margine di adeguatezza consuntivo, supportato da una descrizione qualitativa dei macro-fenomeni osservati, sia del dettaglio quantitativo delle variabili più rilevanti: domanda, disponibilità termo, disponibilità FRNP, import e altro.

Riscontro Terna

L'evoluzione storica dei margini di adeguatezza viene riportata nel Rapporto Adeguatezza Italia pubblicato da Terna (<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/dispatchamento/adequatezza>).

MANCATA PRODUZIONE EOLICA

Elettricità Futura, AIGET, Edison, Energia Libera, Enel

Per quanto riguarda la Mancata Produzione Eolica, esprimiamo la propria preoccupazione per quanto riguarda il costante incremento del fenomeno della MPE dal 2015 ad oggi, come evidenziato dalla Figura 39 del Piano di Sviluppo 2021. Al fine di investigare meglio le cause di tale aumento, riteniamo utile che Terna aggiunga nella sezione 2.4.3.1 l'andamento storico della percentuale di energia eolica limitata sul totale dell'energia eolica prodotta, possibilmente per zona. Infatti, come riportato anche da Terna, il fenomeno dell'overgeneration, per lo più legato alla produzione da fonte eolica, è fortemente localizzato in alcune aree del Sud e delle isole, tra cui la zona compresa tra Campania e Puglia. La sezione del piano dedicata alla MPE dovrebbe quindi essere ulteriormente ampliata con un'analisi aggiuntiva, per rapportare tra loro i dati quali la distribuzione geografica del fenomeno MPE e la distribuzione per operatore (in termini, ad esempio, di numerosità o distribuzione percentuale

degli ordini/energia modulata, garantendo la riservatezza degli operatori impattati). Inoltre, con particolare riferimento alle cause che determinano la MPE (figura 40), chiediamo di chiarire meglio le singole motivazioni che comportano tali azioni, disaggregando ulteriormente, laddove possibile, rispetto alle categorie definite nella suddetta figura. Ad esempio, con riferimento alla motivazione “congestioni tra zone e bilanciamento di sistema e lavori sulla rete primaria”, sarebbe utile separare i lavori sulla rete primaria, al fine di poter individuare meglio i volumi di MPE dovuti al bilanciamento in tempo reale. Sebbene siamo consapevoli delle criticità storiche legate ai vincoli di rete strutturali che limitano la produzione eolica, d'altra parte sembra purtroppo che gli interventi messi in atto da Terna non stiano invertendo il trend di crescita della MPE messa in evidenza nel PdS nelle zone Sud e Centro Sud. Come riportato da Terna stessa, infatti, nel corso del 2020 i volumi di MPE hanno registrato valori eccezionali, anche a causa della situazione di basso carico (dovuta alla pandemia) ed elevata produzione da fonti rinnovabili. Tuttavia, anche nel corso del primo semestre del 2021 si è registrato in alcuni casi un aumento dei volumi di MPE rispetto al 2019, soprattutto nel mese di maggio. Considerando gli scenari futuri, caratterizzati da una penetrazione da fonti rinnovabili ancor più rilevante (e tenendo conto dei risultati, negativi, riferiti all'anno “banco di prova” 2020), risulta sempre più necessario che Terna intervenga rapidamente per mitigare la MPE, soprattutto nell'area appenninica tra Puglia e Campania.

Pertanto, oltre alle riforme di market design che si rendono necessarie per l'integrazione e la responsabilizzazione di tutte le risorse, richiediamo a Terna di mettere in atto tutte le azioni necessarie per ridurre la MPE rispetto ai valori registrati negli ultimi anni, auspicabilmente prima del 2024 e 2028. In tali anni, infatti, dovrebbero entrare in esercizio rispettivamente gli elettrodotti Gissi – Larino - Foggia e Montecorvino - Avellino N. – Benevento che dovrebbero contribuire a rinforzare la rete nella predetta area. Inoltre, si attende che l'entrata in esercizio della linea Bisaccia - Deliceto possa migliorare la difficile situazione locale del Beneventano, ma si auspica che lo sviluppo delle reti sulle dorsali adriatica e tirrenica e la realizzazione di accumuli in area sud possano risolvere definitivamente il problema del trasferimento dell'energia dalle aree di maggior produzione eolica a quelle di maggior carico del Centro Nord.

ANIE

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 FER 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.

Riscontro Terna

L'integrazione delle rinnovabili costituisce uno dei principali driver per l'elaborazione del PdS della RTN. In tal senso Terna si sta impegnando nella realizzazione delle opere atte all'integrazione delle FER.

Le cause della limitazione della produzione si possono, a titolo esemplificativo e non esaustivo, così riassumere:

- Congestione di rete in atto e/o rischio di sovraccarico sulla RTN;*
- Problematiche di adeguatezza del sistema elettrico;*
- Possibili problemi di tensione;*
- Rischi potenziali di instabilità del sistema elettrico.*

le stesse possono concorrere nella decisione del gestore di effettuare un taglio di produzione rinnovabile.

In merito alla richiesta di maggior dettaglio dei dati relativi alla MPE, si evidenzia che, alla luce di quanto sopra, una disaggregazione delle informazioni già presentate risulterebbe convenzionale e potrebbe pertanto condurre ad una rappresentazione non precisa del fenomeno.

In riferimento alla richiesta di inserimento dell'andamento storico della percentuale di energia eolica limitata sul totale dell'energia eolica prodotta, Terna valuterà di includere tale dettaglio nella prossima edizione al PdS, si rappresenta comunque la necessità di perseguire un corretto equilibrio di una narrazione chiara e sintetica.

CABINE PRIMARIE

Enel, Elettricità Futura

Sarebbe opportuno che il Piano contenesse una sezione dedicata alla descrizione delle singole cabine primarie connesse in antenna indipendentemente dal fatto che vi siano interventi di risoluzione pianificati o meno.

Riscontro Terna

Si ringrazia l'operatore per lo spunto. Per le prossime edizioni del Piano di Sviluppo si valuterà l'integrazione di questa informazione. Con l'occasione si precisa che la qualità del servizio e l'affidabilità dell'alimentazione sono parte integrante dei driver di Piano utilizzati per l'individuazione degli interventi di Sviluppo. A tal fine, Terna monitora le cabine primarie connesse in antenna in modo tale da valutare la necessità di interventi atti a migliorare l'affidabilità del servizio.

UNITÀ INTERROMPIBILI

Enel

Relativamente all'utilizzo delle unità interrompibili, riteniamo utile che, analogamente a quanto fatto per la MPE, siano fornite le informazioni sulle ore di attivazione, la potenza distaccata, le aree geografiche, le esigenze di sistema a cui esse rispondono (illustrando l'andamento delle serie storiche degli ultimi anni).

Riscontro Terna

Come già riscontrato in occasione delle precedenti consultazioni, le utenze interrompibili sono utilizzate per gestione in sicurezza del sistema in condizioni di emergenza. Maggiori dettagli in merito sono rappresentati nel documento Report qualità e altri output del servizio di trasmissione disponibile al seguente link [“Qualità del servizio di trasmissione”](#).

INFORMAZIONI MSD

Enel

Nell'ambito delle analisi del mercato elettrico, si ritiene opportuno reintegrare la rappresentazione degli avviamenti su MSD ex-ante suddivisi per zone di mercato e per servizi (riserva, vincoli a rete integra, altri) riferiti agli ultimi 3 anni di consuntivo. Tale rappresentazione, presente nei Piani di Sviluppo fino al 2019 e assente nelle versioni 2020 e 2021, risulta infatti particolarmente utile nella lettura dei fenomeni caratterizzanti del Mercato dei Servizi.

Elettricità Futura

Come per il PdS 2020, apprezziamo il dettaglio informativo fornito nell'analisi sul mercato elettrico, in particolare sull'andamento del MSD. Per quanto riguarda le analisi sui costi, volumi, prezzi e selezioni del MSD, sarebbe necessario fornire delle proiezioni di breve termine (2-3 anni) dell'andamento dei costi del MSD in funzione dell'evoluzione del mix energetico nazionale. Inoltre, tali analisi dovrebbero essere applicate anche con riferimento al MB. Relativamente all'andamento dei prezzi del MSD (Figura 88), sarebbe opportuno effettuare un'analisi più approfondita fornendo, oltre al prezzo medio a livello nazionale, anche il dettaglio dei prezzi medi zonali.

Ai fini di una maggiore chiarezza, sarebbe poi utile dettagliare i servizi che compongono il dato degli “altri servizi” nel grafico sui costi complessivi del MSD (Figura 91) identificando ad esempio il contributo relativo alla regolazione terziaria di frequenza o alla regolazione di tensione riferiti

agli ultimi 3 anni di consuntivo. Un'ulteriore miglioria sarebbe quella di dettagliare la voce "altri servizi" non solo a livello nazionale, ma anche su base zonale, così da raffigurare le differenze dei costi del dispacciamento tra le varie zone di mercato.

EP Produzione

Esprimiamo un generale apprezzamento per l'analisi di dettaglio sul mercato elettrico. In ogni caso, riteniamo che questa possa essere ulteriormente perfezionata declinando a livello delle singole zone di mercato alcuni aspetti potenzialmente correlati alla struttura di rete: ad esempio, il dettaglio su base zonale dell'evoluzione dei prezzi MSD medi ponderati annui oppure del costo dei singoli servizi potrebbe fornire indicazioni utili sulle necessità di sistema e sulle relative differenze tra le varie zone di mercato.

ENI

L'analisi dei costi e dei volumi del MSD contiene molte più informazioni rispetto al passato, ma andrebbe integrata:

- con un dettaglio zonale dei prezzi MSD (grafico 88);*
- con un dettaglio zonale dei costi complessivi MSD (grafico 91) e con un approfondimento ulteriore in merito alla componente "Altri servizi" (decisamente preponderante), eventualmente identificando ad esempio il contributo relativo alla regolazione terziaria di frequenza o alla regolazione di tensione;*
- con le evidenze del Mercato del Bilanciamento;*
- con alcune proiezioni sul futuro di breve termine (2-3 anni), proprio in funzione degli interventi sulla rete previsti e dell'evoluzione del mix di generazione (sviluppo, dismissione di capacità etc).*

Riscontro Terna

Gli scenari prospettici sull'andamento e l'evoluzione di MSD risentono tipicamente di un livello di incertezza molto ampio legato all'evoluzione del contesto di mercato in atto.

In merito alla richiesta di identificazione dei diversi contributi sui costi si evidenzia che una singola selezione sul MSD può essere richiesta dal gestore di rete per rispondere a esigenze diverse e una attribuzione ad una di tali esigenze risulterebbe convenzionale.

In merito alla richiesta di un maggior dettaglio nella rappresentazione degli avviamenti su MSD ex-ante si segnala che l'informazione è ricostruibile dai dati pubblicati sul sito del GME. A tal proposito, inoltre, si evidenzia che l'avviamento su MSD può essere richiesto dal gestore di rete per rispondere contemporaneamente a esigenze diverse e una attribuzione ad una di tali esigenze risulterebbe convenzionale.

CORRELAZIONE PIL

ANIE

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.

Riscontro Terna

La correlazione di PIL e consumi elettrici è confermata da un’analisi econometrica. In particolare, la crescita dei consumi è correlata alla crescita del PIL.

SERVIZI DI RETE

ANIE

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.

Riscontro Terna

La funzionalità FSM è prevista come requisito di connessione ma non di esercizio per le fonti rinnovabili; a queste non è quindi chiesto di riservare un margine di potenza attiva per la regolazione primaria e dunque al momento non contribuiscono alla stabilità del sistema in condizione di esercizio normale o di allerta. In condizioni di emergenza il loro contributo era già previsto su CdR e norme CEI.

Al momento non è invece disponibile a livello internazionale una funzionalità consolidata per il contributo al guasto dei sistemi statici; tale funzionalità è allo studio di comitati tecnici internazionali ed italiani; Terna sta valutando l’introduzione di tale funzionalità nel CdR.

PRICE CONVERGENCE

ANIE

Fig. 84 e 85: cosa si intende per price convergence?

Riscontro Terna

Le percentuali di Price Convergence rappresentano la % delle ore in un anno in cui il prezzo zonale registrato su MGP della zona Nord e i prezzi delle borse estere convergono per effetto del Market Coupling.

CONGESTIONI DI RETE

ANIE

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.

Riscontro Terna

Le informazioni sulle congestioni e la rendita di congestione è pubblicata settimanalmente sul Sito del GME. Terna si riserverà di includere l'informazione richiesta nella prossima edizione del PdS, si rappresenta comunque la necessità di perseguire un corretto equilibrio di una narrazione chiara e sintetica.

I limiti di scambio tra zone e frontiere vengono pubblicati da Terna a dicembre di ogni anno, come indicazione per gli operatori interessati circa la capacità di trasporto stimata per l'anno successivo.

In aggiunta, il 30 giugno di ogni anno, Terna pubblica il rapporto sulla qualità e gli altri output del servizio di trasmissione, in cui è presente una sezione dedicata che riporta la capacità di trasporto "winter peak" annuale (orientata) prevista per l'anno precedente e l'anno corrente per ciascun confine o ciascuna sezione tra zone della rete rilevante ed anche la capacità di trasporto media resa disponibile in sede di mercato del giorno prima, sull'arco dell'anno precedente.

IMPIANTI ESSENZIALI

ANIE

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.

Riscontro Terna

Relativamente al par. 2.10 si ricorda che l'elenco degli impianti essenziali è pubblico e le informazioni che Terna può fornire in merito sono coerenti con quelle che sono le indicazioni dell'Autorità. Ciò nondimeno cercheremo di fornire maggiori elementi circa la correlazione tra interventi di sviluppo e risoluzione di essenzialità, come d'altronde fatto chiaramente con le analisi su Tyrrhenian link.

INTERVENTI CAPITAL LIGHT

currENT EUROPE

Countries like Germany, Austria and Switzerland are committed to the so-called NOVA principle, saying that optimisation of the existing grid should happen before reinforcement and grid expansion. currENT advocates that we will need to efficiently combine optimisation, reinforcement and expansion to address the electrification and renewables uptake where networks move centre stage. The potential of GETs has been assessed successfully by studies. We suggest working together on a common perspective that keeps the objective of the NOVA principle close.

Riscontro Terna

In recent years, Terna has been developing an approach based on a series of low-capital-intensity projects (capital light), also thanks to innovative technological solutions and optimization of operational procedures (e.g. enhancement of defense systems, installation of Dynamic Thermal Ratings systems, evolution of real-time operation and planning). These projects also have the aim of mitigating existing critical aspects while waiting for the completion of the interventions foreseen in the Development Plan. This approach, being based mainly on innovative technologies, lends itself to the possibility of periodic updates according to the degree of maturity of the technologies that are available on the market.

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 ENTSG) 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).

AGGIORNAMENTO SCENARI

Elettricità Futura

In generale apprezziamo la sostituzione a partire da febbraio 2021 dello scenario PNIEC con lo NT Italia che, sebbene si basi ancora sui target e le indicazioni del PNIEC, è più allineato allo scenario europeo TYNDP sviluppato da ENTSO-E. Detto ciò, pur consci dell’impossibilità di ricorrere a obiettivi e target nazionali aggiornati, non possiamo che evidenziare come la principale debolezza del presente PdS 2021 risiede proprio nell’utilizzo del PNIEC per la realizzazione dello scenario NT Italia. PNIEC che ormai contiene degli indirizzi e previsioni di penetrazione delle FER “obsoleti” per via dei nuovi target più ambiziosi dello EU Green Deal. Pertanto, in aggiunta o in sostituzione al NT Italia, sarebbe stato necessario elaborare uno scenario svincolato dal PNIEC e basato su stime in linea con gli obiettivi Green Deal (calibrate secondo apposite sensitivity).

EP Produzione

Riteniamo opportuna l’adozione di uno scenario di riferimento condiviso con Snam e allineato alle ipotesi del TYNDP di ENTSO-E. Tuttavia, il fatto che lo scenario NT Italia sia essenzialmente basato sugli obiettivi dell’attuale PNIEC, destinati ad essere presto aggiornati in maniera rilevante in seguito alle indicazioni del Green Deal europeo, rappresenta un’intrinseca fragilità del Piano 2021. Pertanto, consapevoli dell’attuale impossibilità nel costruire uno scenario perfettamente in linea con i target aggiornati, crediamo possa essere utile predisporre delle opportune analisi di sensitivity, considerando le migliori stime disponibili delle principali indicazioni e obiettivi del Green Deal, in maniera simile a quanto predisposto nel documento “Evoluzione rinnovabile” relativamente allo scenario NT_{STMG}.

Riscontro Terna

Il prossimo PdS verrà pubblicato nel 2023 e si baserà su scenari in linea con il Green Deal (da pubblicare entro il 2022 nel prossimo Documento di Descrizione degli Scenari 2022). Per il PdS 2021 non è stato possibile tenere in considerazione gli effetti del Green Deal, considerando che il pacchetto legislativo UE "Fit-for-55" è solo stato approvato a luglio 2021 e che altri dossier legislativi (es. Renewable Energy Directive III) sono ancora in fase di negoziazione. L'effetto di una diversa ripartizione zonale delle FER è stato rappresentato nell'Allegato FER del PdS 2021.

COORDINAMENTO TERNA-SNAM SU OPERE INFRASTRUTTURALI

Energia Libera

Energia Libera accoglie con favore l'utilizzo degli scenari elaborati a livello europeo da ENTSO-E in collaborazione con ENTSO-G per la predisposizione dei piani decennali di sviluppo delle reti elettriche e gas europee (TYNDP). Inoltre, è apprezzabile l'aggiornamento di scenari che rispecchiano gli obiettivi di politica energetica e ambientale nazionale, introducendo lo scenario NT Italia, che ha sostituito a febbraio 2021 lo scenario PNIEC e rappresenta lo scenario energetico nazionale che si basa su target e indicazioni del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima e sullo scenario National Trend europeo. I diversi scenari utilizzati permettono di coprire una parte consistente delle possibili future evoluzioni che caratterizzeranno il settore energetico a livello nazionale ed europeo. Inoltre, si accoglie positivamente la predisposizione in forma coordinata tra Terna e Snam Rete gas degli scenari di sviluppo comuni in ottica di un maggiore coordinamento tra lo sviluppo della rete di trasmissione elettrica e quella di trasporto del gas. Come suggerito successivamente allo spunto S11 relativamente al nuovo collegamento HVDC Sicilia – Continente, la collaborazione tra i due TSO potrebbe essere sfruttata anche per fornire maggiori dettagli nelle analisi in cui l'evoluzione del mix e delle infrastrutture legate ai due vettori energetici (elettrico e termico) abbiano delle interdipendenze, come appunto per il collegamento HVDC continente - Sicilia – Sardegna e i diversi scenari di metanizzazione della Sardegna.

Riscontro Terna

Già lo scorso anno ARERA, con la deliberazione 335/2019/R/gas, ha commissionato uno studio a RSE che considera le possibili configurazioni in relazione allo sviluppo infrastrutturale del sistema energetico (elettricità e gas) della Sardegna, tenendo conto dei diversi progetti infrastrutturali avviati o previsti, pertinenti all'isola, e delle loro eventuali interdipendenze.

Sempre in quest'ottica, ARERA ha, inoltre, richiesto a Terna di effettuare ulteriori approfondimenti sull'intervento HVDC Sicilia-Continente (parte dell'intervento 723-P) con la delibera 574/2020/I/EEL a cui Terna ha risposto con la redazione di un report "Analisi costi benefici e approfondimenti del collegamento HVDC Sicilia-Campania (East Link)", contenente anche un'analisi comparativa dei costi per il sistema in

relazione alle infrastrutture necessarie alla gestione in sicurezza dei sistemi elettrici di Sicilia e Sardegna, consultabile sul sito dell'Autorità al seguente link [“Approfondimenti East link”](#).

CATEGORIA “NON RES”

ANIE

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?

Riscontro Terna

La categoria “non-RES” viene utilizzata in genere per quegli impianti di produzione termoelettrica alimentati da fonti non rinnovabili la cui produzione non viene considerata a mercato, ma viene imposta come non elastica. Tali impianti comprendono, ad esempio, le UP non rilevanti o le unità che vedono una produzione asservita a cicli produttivi.

INTEGRAZIONE ULTERIORI DATI

Enel

Si apprezza lo sforzo profuso da Terna per una descrizione dettagliata degli scenari che stanno alla base del Piano di Sviluppo. Ad integrazione sarebbe utile per completezza distinguere la capacità installata per zona della tecnologia “battery” a seconda che sia distribuita o utility scale.

Elettricità Futura

Sarebbe interessante fornire delle previsioni anche sui volumi che verranno progressivamente richiesti e sull'andamento dei costi del MSD per i due scenari contrastanti BAU e NT Italia che fondamentalmente differiscono per il mix di generazione elettrica.

ENI

Per i due scenari contrastanti individuati da Terna (Business As Usual “BAU” e National Trend Italia “NT”), che fondamentalmente differiscono per il mix di generazione elettrica, sarebbe opportuno fornire delle previsioni:

- sui volumi che verranno progressivamente richiesti in MSD in funzione della penetrazione delle rinnovabili;*

- *sull'andamento dei costi del MSD;*
- *sulla stima dei costi complessivi sostenuti dal sistema, anche in considerazione dei futuri nuovi incentivi che Terna potrà ricevere per contenere la spesa.*

Riscontro Terna

Nelle prossime edizioni del Piano di Sviluppo si valuterà l'integrazione di queste informazioni.

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.

ANALISI CONNESSIONI

Elettricità Futura, Edison, Energia Libera, AIGET

Forniamo un’osservazione relativa alle soluzioni di connessione. Riteniamo importante che Terna incrementi i propri sforzi nell’ottica di realizzare un singolo punto di connessione per impianto, al fine di superare le criticità riscontrate al giorno d’oggi per le soluzioni di connessione condivise per i nuovi impianti (in particolare FV ed eolici). La scelta di proporre connessioni condivise, infatti, obbliga gli operatori a realizzare interventi di rete affidandosi a soggetti che non garantiscono la stessa affidabilità fornita dagli interventi diretti del TSO e rischiano di compromettere il buon esito delle iniziative di sviluppo.

Riscontro Terna

Terna si sta adoperando per agevolare e massimizzare l’integrazione delle rinnovabili nel sistema elettrico anche attraverso la semplificazione delle procedure di connessione alla RTN degli impianti di taglia fino a 100 MW, che rappresentano circa il 90% delle richieste. La nuova versione dell’Allegato A.2 al Codice di Rete (guida agli schemi di connessione), approvato dall’ARERA con delibera 439/2021, prevede l’introduzione di un nuovo standard di connessione alla RTN a 36 kV per gli impianti di produzione con potenza fino a 100 MW. Questa soluzione offre la possibilità, agli impianti di produzione, di connettersi ad uno stallo a tensione pari a 36 kV che svolge la funzione di impianto di rete per la connessione. La trasformazione da 36 kV a livelli superiori è quindi effettuata direttamente da Terna, e non più dai produttori, nell’ambito delle proprie attività di gestione della RTN. Tale soluzione permetterebbe quindi la condivisione di un unico trasformatore 380-220-150-132/36 kV tra più richiedenti, circostanza che comporterebbe una semplificazione/standardizzazione del layout di connessione, una migliore gestione degli impianti FER, la riduzione dell’occupazione di suolo (con una maggiore accettabilità sul territorio) ed una ottimizzazione/efficientamento dei costi complessivi di sistema.

VINCOLI PARTECIPAZIONE ASTE FER

Elettricità Futura

Rileviamo un errore al cap. I “Analisi di contesto” (pag. 14), in cui vengono analizzati gli esiti delle prime quattro sessioni delle aste del Gruppo A del DM FER 1. Tra i motivi di insuccesso, si evidenzia quanto segue: “La partecipazione alle aste da parte del fotovoltaico è limitata dal vincolo

previsto nel DM FER1, secondo il quale risultano ammessi solamente gli impianti autorizzati su terreni agricoli. L'ingente volume di richieste di connessione, descritte nel dettaglio nel successivo Capitolo 2, risulterebbe infatti associato in prevalenza ad impianti fotovoltaici con sviluppi avviati su tale tipologia di terreni.”

Tale passaggio non è corretto, in quanto il DM FER 1 del 4 luglio 2019 all'art. 3 comma 5b prevede che per accedere alle aste, gli impianti fotovoltaici rispettino le disposizioni di cui all'art. 65 del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito con legge 24 marzo 2012, n. 27, circa il divieto di accesso agli incentivi statali per impianti con moduli collocati a terra in aree agricole; si evidenzia che il DL Semplificazioni convertito poi in legge con la legge n 120, 11 settembre 2020, recante «Misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale.», all'articolo 56 comma 8bis ha modificato l'articolo 65 di cui sopra, consentendo l'accesso agli incentivi anche per gli impianti in aree agricole ma solo nel caso in cui i terreni ricadano in aree di ex cave o discariche bonificate. Successivamente, anche il DL Semplificazioni bis 77/2021 convertito nella L. 29 luglio 2021, n. 108, ha modificato l'art. 65 del decreto-legge 25 gennaio 2012, n. 1, convertito con legge 24 marzo 2012, n. 27 (stesso articolo di cui si parla nell'email precedente). In particolare, l'art. 31 della L. 29 luglio 2021 n 108 prevede l'accesso agli incentivi agli impianti agrovoltaiici che adottino soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione. Sembrerebbe, tuttavia, che alle future aste saranno ammessi solo gli impianti agrovoltaiici (per i quali la normativa vigente non fornisce una definizione ufficiale), e non i tradizionali impianti con moduli a terra su terreni agricoli.

La frase potrebbe quindi essere modificata in tal senso: “(...) secondo il quale per quanto riguarda i terreni agricoli ad oggi sono ammessi agli incentivi solo gli impianti realizzati su terreni derivanti da ex cave, ex discariche oppure impianti agrovoltaiici”.

Riscontro Terna

Per quanto riguarda le previsioni introdotte dal DL Semplificazioni bis (convertito nella Legge n.108 il 29 luglio 2021), purtroppo le tempistiche di pubblicazione del Pds21 non hanno reso possibile il relativo recepimento.

SCENARIO NT_{STMG}

ANIE

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.

Riscontro Terna

Lo scenario National Trend Italia (NT-Italia), pubblicato da Terna e Snam a febbraio 2021, è stato sviluppato, come richiesto dall'ARERA con la Delibera 574/2020, coerentemente con lo scenario europeo di ENTSO-E seguendo un approccio top-down che prevede il raggiungimento degli obiettivi di policy definiti a livello europeo e declinati a livello nazionale nel PNIEC.

Considerando che gli obiettivi di decarbonizzazione devono essere gli stessi fissati dalle policy correnti e che la costruzione degli scenari (prima europei e poi nazionali) richiedono dei tempi tecnici di elaborazione non indifferenti, lo scenario NT-Italia non poteva prevedere valori sulle rinnovabili differenti da quelli previsti nel PNIEC (circa +40 GW di fotovoltaico ed eolico al 2030).

Nella sensitivity NT_{STMG} invece, lasciando invariato il target complessivo di rinnovabili previsto nel PNIEC al 2030 (stesso approccio top-down dello scenario NT-Italia), si è provveduto a redistribuire geograficamente le rinnovabili sulla base delle richieste di connessione attive pervenute alla rete di trasmissione al 31.12.2020.

Tale sensitivity ha quindi l'obiettivo di rappresentare le divergenze (in termini di distribuzione geografica) tra l'attuale scenario di policy e i segnali del mercato per provare ad integrare opportunamente tali valutazioni nell'aggiornamento del PNIEC.

INTERVENTI PER ANALISI DI SENSITIVITY

ANIE

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.

Riscontro Terna

Per le diverse sensitivity dell'Allegato Evoluzione Rinnovabile sono stati considerati tutti gli interventi pianificati nel PdS21, sia quelli previsti negli avanzamenti dei Piani precedenti sia quelli nuovi inseriti nel Capitolo 5 (Nuovi Sviluppi) del PdS21.

ASTA FAST RESERVE

ANIE

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.

Riscontro Terna

L’Asta Madre 2023, rispetto all’Asta Madre 2022, ha permesso la conclusione di contratti per circa 200 MW di nuovi accumuli (stand alone).

Considerato inoltre il forte interesse mostrato dagli operatori nella realizzazione di sistemi di accumulo in vista delle prossime aste del mercato della capacità, ci aspettiamo un’ulteriore crescita.

INFORMAZIONI SU DTR

currENT Europe

Gli scenari di sensitivity e Impatti sull’overgeneration di sistema (p.40) non mostrano confronti di scenari con o senza implementazione sistematica di DTR su linee potenzialmente congestionate. È dovuto all’incertezza nell’analisi costi-benefici, questioni tecniche o qualcos’altro?

Alcune “utilities” in Europa e in Sud America tendono a installare sistematicamente DLR nelle aree interessate dal nuovo FER. Questi casi possono essere usati come benchmark?

Ad esempio, RTE in Francia ha un accordo quadro con Ampacimon: https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-04/20210331_CP_CapteurDLR.pdf.

Riscontro Terna

L’utilizzo negli ultimi anni della tecnologia DTR sulle linee aeree si è dimostrata una risposta promettente per rispondere/mitigare le criticità di rete con tempistiche significativamente contenute. Tale applicazione rientra nell’ambito degli interventi cosiddetti “light” in termini di investimento e tempistiche di implementazione.

Con il DTR, le sale di controllo del dispacciamento possono sfruttare le prestazioni dinamiche dei conduttori: il DTR utilizza infatti le condizioni operative reali della linea elettrica, piuttosto che condizioni conservative utilizzate per la valutazione dei limiti statici.

L'applicazione è possibile su tutti i livelli tensione: Terna attualmente ha indirizzato l'applicazione su rete primaria per mitigare i vincoli in N-1 sulle sezioni critiche di rete e su rete secondaria per permettere una maggiore integrazione delle fonti rinnovabili, riducendo il rischio di curtailment.

Il DTR è attualmente acquisito tramite una rete dedicata e driver di comunicazione che provvede ad acquisire ciclicamente le misure al livello di server centrale. Le informazioni sono acquisite nello SCADA con il protocollo IEC 61850.

In aggiunta, Terna partecipa al progetto OSMOSE che prevede, quale Task 6, la verifica di scalabilità e replicabilità dell'applicazione del DTR includendo un'analisi costi benefici dell'intervento. Il completamento del Task è previsto a marzo 2022 ed i risultati dell'utilizzo del DTR su rete di subtrasmissione in aree del sud Italia (caratterizzate da un'ad alta penetrazione rinnovabile) saranno resi disponibili al pubblico nei consueti canali ufficiali del Progetto OSMOSE.

Infine, il DTR è uno degli input del Z-EMS, il sistema che ha come scopo, tramite l'utilizzo di un algoritmo previsionale a tre ore, di contenere il rischio di congestione della rete. Il progetto prevede due approcci: approccio "sensor based", basato appunto su sensori meteo dislocati lungo la linea, e "only weather based", basato sulle previsioni meteo ad alta risoluzione.

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.

SERVIZI DI RETE A MERCATO

Edison, Elettricità Futura, Energia Libera, AIGET

Si ritiene che gli interventi di rete previsti da Terna siano complessivamente condivisibili e si apprezza il fatto che l'esito dell'analisi sui margini di adeguatezza nei vari scenari considerati prevedono risultati che rientrano sostanzialmente nei target definiti per le zone di mercato italiane. Come emerso dalle precedenti analisi effettuate sia a livello nazionale che a livello europeo, il risultato è imputabile all'effetto del Capacity Market che garantirà la presenza di sufficiente capacità di generazione per rispettare i margini di adeguatezza. Si conferma quindi nuovamente l'importanza che ricopre l'attivazione di questa misura per il sistema elettrico italiano. D'altra parte, si ritiene che Terna possa, con alcuni interventi, sostituirsi agli operatori non regolati nell'erogazione di importanti servizi di rete. Pur apprezzando lo spazio dedicato alla qualità del servizio e alle necessità di riserva di potenza attiva o reattiva, non si concorda con l'attuale approccio di Terna di mettere in atto interventi strutturali per servizi di rete (ad esempio, compensatori sincroni) che potrebbero, già ad oggi, essere forniti dagli operatori tramite mercato. In particolare, si fa riferimento alla fornitura di potenza reattiva, che attualmente è richiesta agli impianti di generazione con il servizio di regolazione secondaria di tensione senza però prevedere un riconoscimento economico. Pertanto, si ritiene necessario che, in primo luogo, venga riconosciuta una adeguata remunerazione per l'erogazione del servizio di regolazione secondaria di tensione agli impianti che la forniscono. In secondo luogo, in presenza di ulteriori esigenze di rete, prima di installare dispositivi per la fornitura di reattiva, Terna dovrebbe aver avviato e concluso (senza successo) una procedura di gara aperta, definendo il servizio e quantificandone il fabbisogno, al fine di consentire agli operatori di esprimere la propria volontà di fornire con mezzi propri (esistenti o da sviluppare) servizi di rete, come appunto la regolazione di tensione. A tal fine, Terna dovrebbe prendere in considerazione la disponibilità, dovuta alla loro dismissione e al progressivo phase-out, di impianti termoelettrici, che potrebbero essere resi disponibili al Sistema per la fornitura di potenza reattiva – e altri servizi come inerzia e contributo alla potenza di corto circuito – in assetto da compensatore sincrono, a seguito di taluni interventi tecnici. Pertanto, si segnala l'opportunità di considerare i potenziali benefici tecnico-economici derivanti dall'utilizzo di impianti "rigenerati" piuttosto che procedere con l'acquisto di nuove macchine. Terna dovrebbe quindi intervenire direttamente con misure più specifiche e puntuali esclusivamente nel caso in cui le relative problematiche di rete dovessero persistere e le procedure di mercato non dovessero fornire risorse adeguate alla risoluzione delle criticità. Tale principio appare coerente con quanto previsto dall'Autorità nella deliberazione 675/2018/R/eel, con la quale l'Autorità stessa ha evidenziato che la soluzione preferibile per poter disporre di risorse per la regolazione di tensione in una specifica area critica (Brindisi) è rappresentata da una procedura concorsuale. In

caso di contrattualizzazione, si riporta inoltre nella medesima deliberazione, la durata del periodo contrattuale deve essere correlata da un lato alle esigenze sistemiche e dall'altro alla necessità di contenere i costi della misura riducendo i rischi per gli investitori. In aggiunta, si sottolinea che la direttiva (UE) 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (oggetto di prossimo recepimento) prevede all'articolo 40 che i gestori di rete acquisiscano i servizi ancillari secondo "a) procedure trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato; b) partecipazione di tutte le imprese elettriche qualificate e di tutti i partecipanti al mercato, inclusi i partecipanti al mercato che offrono energia da fonti rinnovabili, i partecipanti al mercato attivi nella gestione della domanda, i gestori di impianti di stoccaggio dell'energia e i partecipanti al mercato coinvolti nell'aggregazione". Queste disposizioni si applicano anche alla fornitura di servizi ancillari non relativi alla frequenza a meno che il regolatore nazionale non valuti che la fornitura a mercato di questi servizi non sia economicamente efficiente e abbia quindi concesso una deroga. Lo schema di decreto legislativo attuativo della medesima direttiva, all'articolo 22, comma 1, prevede che "2-quater: il gestore della rete di trasmissione, previa approvazione da parte dell'ARERA, stabilisce, con una procedura trasparente e partecipativa che coinvolge gli utenti e i gestori del sistema di distribuzione dell'energia elettrica, le specifiche tecniche per i servizi ancillari non relativi alla frequenza e gli standard dei prodotti di mercato necessari per la fornitura di tali servizi. Le specifiche tecniche e gli standard così definiti assicurano la partecipazione effettiva e non discriminatoria di tutti i partecipanti al mercato dell'energia elettrica". Si ritiene pertanto fondamentale, come già sottolineato precedentemente, che Terna, congiuntamente ad ARERA, pubblichi uno studio dettagliato circa la necessità di nuovi interventi infrastrutturali quali, ad esempio, reattori, compensatori sincroni e STATCOM funzionali alla regolazione di tensione nelle aree interessate da parte di operatori non regolati con asset esistenti o di nuova costruzione ed organizzi una procedura di gara aperta, il cui esito negativo può giustificare lo sviluppo di risorse proprie da parte di Terna per la fornitura di questi servizi. Oltre a ciò, si ritiene necessario che Terna metta a disposizione maggiori informazioni circa gli interventi atti a ridurre i vincoli locali di tensione, fornendo un'adeguata analisi costi benefici per ciascun progetto proposto.

EP Produzione

Relativamente alle necessità di sviluppo della RTN e alle esigenze del sistema elettrico, è fondamentale che Terna si approvvigioni degli asset utili a fornire il servizio di regolazione di tensione o di frequenza tramite procedure concorsuali aperte agli operatori di mercato, in grado di erogare tali servizi in maniera competitiva. Il subentro di Terna per la realizzazione di tali asset dovrebbe avvenire solamente in caso di un reale fallimento delle aste e previa approvazione da parte dell'ARERA. Tale impostazione è valida e andrebbe necessariamente applicata anche riguardo alla realizzazione di nuova capacità di accumulo, coerentemente con l'art. 18 del Dlgs. di recepimento della Direttiva UE 2019/944.

Inoltre, anche in ottica di riduzione dei costi di sistema e di investimento previsti dal presente Piano (in considerevole aumento rispetto alla precedente edizione), appare senza dubbio opportuno valutare possibili riconversioni e sfruttamento di asset esistenti idonei per l'approvvigionamento di risorse relative a servizi di regolazione di frequenza, tensione e inerzia: tali impianti, destinati al phase out nei prossimi

anni, restano in grado, con opportuni adeguamenti, di fornire servizi utili e indispensabili all'esercizio in sicurezza della rete, in particolare in aree in cui tale fabbisogno verrà notevolmente incrementato a seguito della riduzione della capacità di generazione convenzionale a fronte di una forte penetrazione di risorse non programmabili.

Riscontro Terna

Si veda il riscontro alla medesima tematica contenuto nello spunto S9.

COLLEGAMENTI IN ANTENNA IN VAL CAFFARO, VAL CAMONICA E VALTELLINA

Edison, Elettricità Futura, Energia Libera e AIGET

Nell'ottica di sfruttare appieno la potenzialità delle energie rinnovabili del Nord Italia, si ritiene importante risolvere le problematiche (congestioni e fuori servizio che causano perdita di produzione di impianti idroelettrici ad acqua fluente) derivanti da collegamenti in antenna ubicati principalmente in Val Caffaro, in Val Camonica e in Valtellina. Una soluzione potrebbe essere individuata nello sviluppo della magliatura della rete che permetterebbe di limitare le interruzioni della produzione da fonte rinnovabile a beneficio del sistema elettrico nazionale. Inoltre, si intende segnalare come, sempre nell'area della Val Camonica, la stazione di Cedegolo (BS) è caratterizzata da ripetute contingenze di rete, riconducibili agli interventi di razionalizzazione effettuati in esito alla cessione della linea precedentemente gestita dalla scrivente. Queste criticità si concentrano soprattutto nei periodi di alta idraulicità e determinano forti limitazioni alla produzione a causa dell'insufficiente capacità di trasporto degli elettrodotti.

Riscontro Terna

Al fine di migliorare la situazione descritta dall'operatore, si rappresenta che nel Piano di Sviluppo 2021 è presente l'intervento "Razionalizzazione Valtellina fase B", il cui scopo è quello di migliorare la magliatura della rete elettrica locale e permettere il pieno sfruttamento degli impianti idroelettrici dell'area. Attraverso l'intervento sarà realizzato un nuovo corridoio a 380 kV e 4 nuove stazioni che raccorderanno la rete locale. Nell'ambito dello stesso progetto è stata studiata anche un'ampia razionalizzazione che permetterà di liberare importanti porzioni del territorio da elettrodotti ormai obsoleti.

In merito al collegamento in antenna di Val Caffaro si fa presente che nel PdS all'interno dell'intervento "Razionalizzazione 220/132 kV Vallesabbia" è prevista la risoluzione del collegamento in antenna della dorsale 132 kV "Nozza-Romanterra-Bagolino-Ponte Caffaro" mediante una nuova stazione elettrica (attualmente in realizzazione) con previsione di entrata in esercizio al 2023.

PROBLEMATICHE DI STABILITÀ

Enel

Rispetto alle esigenze di sviluppo legate alle criticità del sistema elettrico, il Piano di Sviluppo 2021 conferma alcune carenze in merito alla mancanza di valutazioni quantitative delle problematiche di stabilità di frequenza e tensione nel futuro sistema elettrico, diversamente da quanto fatto nel Piano di Sviluppo 2019 che aveva invece presentato alcune valutazioni. Secondo quanto premesso, visto che lo stesso Piano cita più volte queste problematiche enfatizzandole da un punto di vista qualitativo, considerata l'importanza che la stabilità di sistema sta assumendo anche a livello europeo, si ritiene necessario che il Piano contenga:

- 1. per quanto riguarda l'analisi d'inerzia sarebbe opportuno disporre di una quantificazione dell'evoluzione dell'energia cinetica massima e minima, che il TSO può ragionevolmente prevedere essere disponibile da impianti in servizio in ogni scenario esaminato in due anni di riferimento: esempio 2025 e 2030;*
- 2. per quanto riguarda invece l'analisi della potenza di corto circuito (P_{cc}), il piano andrebbe arricchito con una sezione che riporti l'evoluzione numerica della P_{cc} nei principali nodi di rete – per esempio i nodi pilota – a seguito della crescita della capacità FER e decommissioning delle unità termo. Questo valore andrebbe poi comparato con dei valori limite target del TSO per indicare se e quali zone risultano a rischio dal punto di vista della robustezza di sistema.*

Il Piano di Sviluppo 2021 risulta carente rispetto alla descrizione delle applicazioni dei dispositivi DTR già utilizzati o pianificati dal TSO. Considerando i benefici rappresentati nella sperimentazione dei sistemi di accumulo nella disponibilità del TSO derivanti dall'utilizzo in accoppiamento di DTR, risulta fondamentale prevedere una sezione dedicata a questa tecnologia.

Riscontro Terna

Terna valuterà di includere tali dettagli nella prossima edizione al PdS, si rappresenta comunque la necessità di perseguire un corretto equilibrio di una narrazione chiara e sintetica.

Gli studi presenti nel PdS19, condotti in collaborazione con il Politecnico di Torino, sono oggetto di continuo aggiornamento, anche al livello europeo. In tal senso Terna si riserva di eseguire ulteriori approfondimenti.

In relazione all'analisi della potenza di corto circuito (P_{cc}), si invitano gli operatori a consultare il documento “Rapporto Annuale sulla qualità del servizio e gli altri output del servizio di trasmissione”, in cui è presente una sezione ad hoc, o il documento “Valori minimi e massimi

convenzionali della corrente di cortocircuito e della potenza di cortocircuito della rete rilevante con tensione 380-220-150-132 kV” entrambi predisposti annualmente da Terna e disponibili al seguente [link](#) “Qualità del servizio di trasmissione”.

MERCHANT LINE

Enel, Elettricità Futura

Per quanto riguarda le merchant lines, a pag. 262, come per il Piano precedente, è riportato che: “progetti d’iniziativa privata rappresentano un elemento di particolare complessità ed incertezza essendo l’effettiva realizzazione dell’investimento vincolata ad una valutazione economica in capo all’investitore privato. Per tale ragione e al fine di evitare una pianificazione sovrastimata sul sistema elettrico, con conseguente impatto ambientale sui territori interessati, sono tenute in conto nella definizione degli scenari di Piano di Sviluppo quei progetti per i quali è stato sottoscritto apposito contratto di connessione alla RTN e rilasciata l’esenzione da parte del MiSE”

Riteniamo che non tenere in debita considerazione nell’elaborazione degli scenari di sviluppo anche le interconnessioni merchant, in particolar modo quelle individuate come prioritarie dal Regolatore, dalla Commissione Europea ed ENTSO-E, possa risultare fuorviante. In particolar modo, in accordo con la delibera ARERA 674/2018/I/EEL richiamata nello stesso Piano, andrebbero considerati come parte integrante del Piano di Sviluppo i progetti PCI e/o che abbiano ricevuto un’esenzione. Tra questi l’interconnessione 220 kV Somplago (IT)-Wurmlach (AT), l’interconnessione 110 kV Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI) e l’interconnessione 110kV Dekani (SI) - Zaule (IT). Si rileva, inoltre, che laddove i progetti sono stati oggetto di specifica analisi da parte di ENTSO-E nell’ambito del TYNDP, si tenga conto dei benefici correlati e che, pertanto, con riferimento a Fig. 30, si ritiene che le Linee di interconnessione realizzate da soggetti privati ai sensi della normativa vigente (D.M. 21 Ottobre 2005 e Regolamento CE 943/2019) contribuiscano anche all’integrazione FER.

Si segnala inoltre che permane nella documentazione il riferimento al Reg. 714/2009 e non al successivo 943/2019.

Riscontro Terna

Come evidenziato nel Piano di Sviluppo, i progetti d’iniziativa privata rappresentano un elemento di particolare complessità e sono caratterizzati da notevole incertezza in merito ai tempi di realizzazione, essendo l’effettiva realizzazione dell’investimento vincolata ad una valutazione economica in capo all’investitore privato. La responsabilità dell’iter procedurale che porta alla realizzazione del progetto è in capo a soggetti promotori esterni, al pari dell’iter autorizzativo.

L’iter procedurale (definito in Italia dal DM 21 ottobre 2005) può essere peraltro differente tra i Paesi interessati dalla interconnessione merchant: in particolare, il decreto di esenzione può precedere in alcuni casi (diversamente da quanto previsto dalla normativa italiana) l’iter autorizzativo,

la cui conclusione con esito favorevole resta un'indicazione della maturità del progetto ma non costituisce garanzia certa di futura realizzazione dello stesso.

Terna, quindi, nella definizione degli scenari del Piano di Sviluppo non considera le linee di interconnessione private ad eccezione di quelle già autorizzate e in fase di realizzazione. Terna ha altresì fornito nel Piano di Sviluppo un quadro completo dei progetti nella titolarità di soggetti terzi, oltre ad aver raccolto in consultazione i feedback pervenuti dai titolari di iniziative “merchant line”.

In relazione a quanto osservato per la Fig. 30, si segnala che per il cluster delle linee di interconnessione realizzate da soggetti privati sono genericamente riportati in forma tabellare gli obiettivi di maggior rilievo, prescindendo dalle peculiarità e dagli ulteriori benefici puntuali dei singoli progetti.

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).

VALORI IMPORT/EXPORT

Elettricità Futura, Enel

Con riferimento alla richiesta di chiarimenti in merito allo scostamento tra capacità di interconnessione nelle due direzioni import/export, nel corso del seminario del 6 ottobre Terna ha precisato che una delle cause risiede nel mantenimento di adeguate condizioni di stabilità dinamica. Considerando che gli esiti di mercato sono impattati anche dai vincoli imposti da Terna sulla capacità di scambio (es. “tagli” NTC nei mesi primaverili), riteniamo opportuno che nel Piano di Sviluppo sia rappresentata, se possibile in modo quantitativo, una misura della stabilità dinamica al variare delle diverse condizioni di esercizio del sistema (import ed export), sia a consuntivo che negli scenari previsionali.

Riscontro Terna

Come già ricordato in occasione dell'incontro del 6 ottobre, il flusso fisico sulla frontiera di interconnessione ed i relativi scheduling commerciali sono determinati dagli esiti dei mercati elettrici di un sistema interconnesso, che al momento caratterizza l'Italia come paese prevalentemente importatore. Dal punto di vista della stabilità dinamica, come normale per sistemi che si trovano agli estremi di grandi sistemi interconnessi, condizioni di export sostenute sarebbero critiche per la stabilità stessa.

ITALIA-MONTENEGRO

Elettricità Futura, Associazione AIGET, Energia Libera, Edison

Nei paragrafi 6.2.1 e 6.2.2. inerenti agli scambi energetici nel medio e nel medio/lungo periodo, Terna prevede un import elevato di energia dal Montenegro. Tuttavia, il parco di generazione del Montenegro e dei Paesi confinanti dell'area balcanica è fortemente caratterizzato dalla presenza di impianti termoelettrici a forti di immissioni di CO2 (e.g. in particolare lignite) senza essere attualmente soggetti agli stringenti obiettivi di decarbonizzazione adottati in Italia e UE. L'importazione di energia elettrica prodotta da impianti a lignite in Paesi extra-UE non soggetta alla normativa europea di limitazione delle emissioni, menzionata da Terna nella sezione 6.2.2 del Piano, rischierebbe quindi di sostituire la produzione

di energia elettrica nazionale più pulita (ma più costosa, anche a causa delle predette politiche di limitazione delle emissioni) con energia a maggiore intensità emissiva, con un impatto negativo in termini di raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

In ogni caso, sarà importante monitorare l'estensione del fenomeno in particolare a partire dall'entrata in vigore del Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM), attualmente prevista per il 2023, con la prima fase transitoria, e poi dal 2026 con la piena operatività.

Riscontro Terna

Terna sta monitorando attentamente l'evoluzione dei contesti energetici nei Balcani e coordinerà di conseguenza la realizzazione dell'intervento.

Per tale motivo e per tenere in considerazione il parere ARERA espresso con la delibera 574/2020 (in cui si richiedeva di separare il secondo polo Italia-Montenegro dal primo polo e di metterlo "in valutazione"), Terna ha escluso l'intervento di sviluppo relativo al secondo polo dell'interconnessione Italia – Montenegro dalla rete base, cosicché le simulazioni effettuate per gli altri interventi di sviluppo fossero svincolate da tale interconnessione.

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).

INTERCONNESSIONE ISOLE MINORI

UNIEM – Unione Nazionale Imprese Elettriche Minori

In via generale, UNIEM ritiene che la progettata spesa di quasi duecento milioni di euro per realizzare l’interconnessione di poche migliaia di POD nelle isole di Favignana e del Giglio, a carico dei clienti finali e proprio nel momento in cui il Governo, con il decreto-legge n. 130/21, cerca di limitare gli aumenti delle bollette derivanti dall’aumento dei prezzi del gas sui mercati internazionali, sia ictu oculi irricevibile.

A ciò si aggiunga che l'inclusione nel PdS dei suddetti progetti di interconnessione e la relativa analisi costi/benefici è stata svolta da Terna senza alcuna interlocuzione diretta con le aziende elettriche locali.

Riscontro Terna

Nell'ottica di una crescita del costo dell'energia e dei combustibili risulta vantaggioso interconnettere le isole al fine di accedere all'elevata generazione FER del continente e perseguire la maggiore economicità del servizio di fornitura dell'energia elettrica, attraverso la partecipazione al mercato elettrico. Difatti, la remunerazione ad hoc prevista per le isole minori non interconnesse (quasi 80 Mln€ all'anno, fonte Legambiente), risulta legata all'andamento del costo di approvvigionamento del carburante. Il costo dell'interconnessione è sostenuto unicamente per l'entrata in servizio del collegamento e garantirà risparmi durante tutta la sua vita utile, prevedendo l'incremento della sicurezza, continuità e qualità dell'alimentazione del servizio elettrico dell'isola stessa. Al contrario in assenza dell'interconnessione, l'esborso annuale relativo alla reintegrazione dei costi di generazione è strettamente legato alle variazioni dei prezzi di mercato dei combustibili.

Come da prassi, inoltre, Terna è molto attenta allo stakeholder engagement e quindi nei prossimi anni è prevista la fase di condivisione degli obiettivi legati all'esigenza elettrica e della migliore soluzione tecnica per le isole, propedeutica alla stesura del progetto e alla condivisione con gli Enti competenti.

BENEFICIO B19

UNIEM – Unione Nazionale Imprese Elettriche Minori

In relazione al beneficio B19, non è corretto prendere a riferimento valori delle esternalità da trasporto come previsto nella metodologia di Terna, trattandosi nel caso di generazione elettrica di emissioni al camino in altezza, e non a livello stradale.

Inoltre, non è ragionevole aggiungere alle esternalità da emissione diretta anche le esternalità well-to-tank:

- in quanto riferite al mix di carburanti per autotrazione impiegato in Italia (con benzina e diesel quali carburanti quasi totalitari);*
- in quanto non vengono considerate, con segno opposto, le medesime esternalità riferite al ciclo di vita del mix di generazione elettrica che sostituisce prodotti petroliferi (incluso quindi gas naturale e FER).*

Riteniamo più ragionevole e corretto fare riferimento alle valutazioni delle esternalità da emissioni locali che Snam Rete gas adotta nella metodologia di valutazione del proprio Piano di Sviluppo.

Riscontro Terna

Anche in considerazione di tutti i chiarimenti forniti durante la sessione pubblica (webinar 6 Ottobre 2021) riteniamo l'analisi costi-benefici esaustiva e con un livello di trasparenza adeguato. La valorizzazione delle esternalità B19 è stata calcolata includendo il costo delle esternalità legate ai processi di fornitura del combustibile. Processi peraltro legati all'approvvigionamento della materia prima, diversamente dal caso dell'energia necessaria legata alla disponibilità di un impianto FER (costo ambientale trascurabile rispetto ai benefici prodotti nel ciclo di vita dell'impianto). Peraltro, le valutazioni di Terna sono confermate e verificate dai recenti incrementi dei prezzi delle commodities (nel Regno Unito i prezzi dell'energia hanno raggiunto valori di 540 £ /MWh, fonte BBC UK)

Inoltre, non vengono considerate le emissioni legate al trasporto del combustibile sull'isola ma soltanto i valori medi presenti sul report del 2019 "Handbook on external cost of transport" (adottato da ENTSO-e in TYNDP 2020, approvato dalla Commissione Europea e pubblicato ad aprile 2020).

È stata considerata la differenza tra le emissioni prodotte sull'isola di Favignana rispetto alle emissioni locali della Sicilia interconnessa con il continente utilizzando il mix di generazione riportato negli scenari NT-IT 2030 e 2040. Sono quindi state considerate le emissioni necessarie per produrre energia sul continente secondo il mix previsionale.

Per quanto riguarda le valutazioni sulle esternalità delle emissioni locali, Terna si basa sui dati adottati in ambito ENTSO-e (cfr. risposta precedente).

CONFRONTO INFRASTRUTTURALE GAS/ELETTRICO ISOLE MINORI

UNIEM – Unione Nazionale Imprese Elettriche Minori

Infine, riteniamo necessario che l'analisi costi/benefici metta a confronto l'interconnessione elettrica con la metanizzazione delle isole. Almeno per quanto riguarda l'isola di Favignana, una sommaria stima dei costi della metanizzazione restituisce somme notevolmente inferiori rispetto a quelle dell'interconnessione elettrica stimate da Terna. Per quanto i due progetti non siano alternativi, riteniamo che l'indicatore benefici/costi della prima opzione possa incrementare per effetto della conversione a gas naturale dei consumi di fonti fossili non solo nella generazione elettrica ma in ogni ambito della domanda energetica finale, oltre a ridurre lo svantaggio delle comunità isolate rispetto al resto del Paese.

Riscontro Terna

La metanizzazione richiede comunque la necessità del riconoscimento annuale della reintegrazione tariffaria, per via del più elevato costo di generazione sull'isola rispetto alla Sicilia interconnessa, dato il basso rendimento della tecnologia impiegabile per produrre energia a partire da

gas metano. Inoltre, continuerebbero ad essere presenti impianti termoelettrici sull'isola con relative emissioni climalteranti (NOx e CO2), ritardando quindi la completa elettrificazione dei consumi.

La pianificazione dell'interconnessione è stata accolta favorevolmente da istituzioni come Regione Sicilia, comune dell'isola di Favignana stessa e associazioni ambientaliste come Legambiente, i quali richiedono peraltro l'anticipo dell'entrata in servizio dell'interconnessione stante la necessità di decarbonizzazione dell'isola.

Inoltre, l'analisi ACB si attiene agli indicatori di beneficio approvati dall'ARERA, tuttavia a rendere più vantaggiosa l'interconnessione, potrebbero essere considerati una serie di benefici indotti che non sono valorizzati come ad esempio: riduzione emissioni legata a trasporto carburante sull'isola, approvvigionamento idrico tramite dissalatori e conseguente abbattimento di emissioni legate al trasporto dell'acqua da navi cisterna, maggiore attrattività turistica, maggiore opportunità di elettrificazione dei consumi (sia interni, sia legati ai trasporti da/per l'isola), maggiore utilizzo di pompe di calore o di colonnine elettriche; l'interconnessione di Favignana renderà possibile il collegamento elettrico con le isole di Levanzo e Marettimo in modo modulare anche negli anni successivi, nonché l'opportunità di evitare i costi relativi all'installazione di nuovi gruppi, o di prevedere la realizzazione di un nuovo impianto di generazione.

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).

SERVIZI DI RETE A MERCATO

Enel

Analogamente a quanto riportato nel Piano di Sviluppo 2020, nel Par. 2.4.2.1 del Piano di Sviluppo 2021 si afferma che “Terna sta valutando l’opportunità di avviare progetti pilota per testare la fornitura di potenza reattiva da parte di impianti ad oggi non abilitati”.

Terna prevede la necessità di installare circa 6,3 GVar di compensatori sincroni di cui 1 GVar già recentemente entrati in esercizio e 5.3 GVar attesi nei prossimi anni, per affrontare le sfide poste dall’incremento della produzione FER e dal phase-out delle centrali a carbone.

Come anticipato nelle osservazioni al Piano di Sviluppo 2020 si ricorda che Enel, all’interno della propria strategia aziendale di ottimizzazione del parco di generazione prevede, tra l’altro, la dismissione dei cosiddetti “impianti marginali” ed il progressivo phase-out degli impianti a carbone, con la graduale sostituzione di questi ultimi con nuova capacità alimentata a gas naturale e a fonte rinnovabile. Tali impianti - dismessi o di prossima dismissione - seppur non più funzionali alla generazione di potenza attiva, possono o potranno essere resi disponibili al Sistema per la fornitura di potenza reattiva – e altri servizi come inerzia e contributo alla potenza di corto circuito – in assetto da compensatore sincrono, a seguito di taluni interventi tecnici.

Segnaliamo dunque l’opportunità di tenere in conto i potenziali benefici tecnico-economici derivanti dall’utilizzo di tali impianti Enel ai fini dell’installazione di compensatori sincroni per la regolazione di tensione, prevedendo - ad esempio - procedure concorsuali per l’approvvigionamento della disponibilità di questo tipo di risorse come quella posta in essere a febbraio 2019 per l’area di Brindisi.

Relativamente all’installazione di nuovi compensatori sincroni, nel corso del seminario sul Piano di Sviluppo 2021 tenutosi il 6 ottobre 2021 è stato chiarito – in risposta a specifico quesito sul tema – che Terna, in merito ai fabbisogni espressi nel PDS21, “procederà con l’approvvigionamento di tali macchine elettriche tramite gare ad evidenza pubblica”. Tale affermazione - facendo riferimento a gare per l’approvvigionamento delle macchine elettriche – sembra sottintendere uno sviluppo di compensatori sincroni da parte del TSO piuttosto che a un approvvigionamento dei rispettivi servizi su un apposito mercato (o tramite un progetto pilota analogo a quello che interessò l’area di Brindisi a febbraio 2019).

A tal riguardo, si ritiene che l'approvvigionamento di tali servizi debba essere effettuato tramite mercato, piuttosto che prevedendo una realizzazione diretta dei relativi asset da parte del TSO.

ENI

Preme segnalare un aspetto rilevante che riguarda l'installazione di compensatori sincroni in determinate aree territoriali per fornire il servizio di regolazione della tensione.

Come tutti i servizi offerti, anche quello di regolazione della tensione dovrebbe essere richiesto al mercato, specificando:

- la localizzazione delle criticità della rete;*
- il fabbisogno, in termini di quantità e tempistiche previste per la fornitura, senza specificare la tecnologia che dovrà essere utilizzata (sarà il mercato a indirizzare le scelte, in base alla remunerazione sottesa).*

È bene rimarcare anche in questa occasione che al gestore di rete dovrebbe esser permesso sviluppare, gestire e detenere sistemi come quelli sopra elencati, o comunque infrastrutture per la fornitura di servizi di rete, solo qualora si dimostri un fallimento di mercato o per progetti innovativi.

Elettricità Futura, AIGET, Energia Libera, EP Produzione, Edison

Riteniamo opportuna un'analisi costi-benefici trasparente che definisca in termini quantitativi la necessità di installazione di nuovi dispositivi in linea con quanto fatto con gli altri interventi infrastrutturali presenti nel PdS. Tale analisi dovrebbe in particolare includere i potenziali benefici in termini di risparmio di costi sul mercato dei servizi di dispacciamento.

Terna dovrebbe inoltre prendere in considerazione la disponibilità, dovuta alla loro dismissione e al progressivo phase-out, dei cosiddetti "impianti marginali" e degli impianti a carbone degli operatori, che potrebbero essere resi disponibili al Sistema per la fornitura di potenza reattiva – e altri servizi come inerzia e contributo alla potenza di corto circuito – in assetto da compensatore sincrono, a seguito di taluni interventi tecnici. Segnaliamo dunque l'opportunità di tenere in conto i potenziali benefici tecnico-economici derivanti dall'utilizzo di impianti "rigenerati" piuttosto che procedere con l'acquisto di nuove macchine. In tal senso, come già indicato in risposta allo spunto S6, dovrà essere rispettato il principio secondo cui Terna, prima di procedere con nuovi interventi, potrebbe acquisire la disponibilità delle risorse messe a disposizione da operatori già in grado di garantire importanti servizi di rete, ad esempio tramite contratti a termine di lungo periodo, siglati al termine di procedure concorsuali trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato.

Tale principio appare coerente con quanto previsto dall'Autorità nella Delibera 675/2018/R/eel, con la quale l'Autorità stessa ha evidenziato che la soluzione preferibile per poter disporre di risorse per la regolazione di tensione in una specifica area critica (Brindisi) è rappresentata da una

procedura concorsuale. In caso di contrattualizzazione, si riporta inoltre nella medesima deliberazione, la durata del periodo contrattuale deve essere correlata da un lato alle esigenze sistemiche e dall'altro alla necessità di contenere i costi della misura riducendo i rischi per gli investitori.

Questo approccio sembra essere peraltro in linea con le disposizioni della Direttiva (UE) 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, attualmente in fase di recepimento e adozione, che prevede all'art. 40 un approvvigionamento "market-based" dei servizi ancillari da parte dei TSO.

Riscontro Terna

Come già anticipato nella sessione del 6 ottobre, negli scenari prospettici di ulteriore incremento delle fonti rinnovabili e phase-out delle centrali a carbone le problematiche legate al contenimento dei fenomeni di sopraelevazione di tensione tenderanno ad inasprirsi soprattutto nelle ore di basso carico ed alta produzione rinnovabile.

Terna sta mettendo in campo una serie di azioni per gestire tali criticità:

- è stata pianificata l'installazione di compensatori sincroni, STATCOM, Resistori Regolanti, distribuiti sul territorio sulla base delle diverse esigenze di regolazione di tensione. È importante evidenziare che i compensatori sincroni installati da Terna, approvvigionati tramite procedure di mercato, sono caratterizzati da caratteristiche costruttive che li rendono funzionali al contesto della transizione energetica. Tali macchine, infatti, vengono dotate di massa volante ai fini dell'aumento dell'inerzia di sistema, grandezza fondamentale per la sicurezza del SEN che, storicamente, è stata fornita principalmente dalle centrali termoelettriche che verranno dismesse nei prossimi anni;*
- nei primi mesi del 2022 si svolgerà la procedura di gara del progetto pilota per la regolazione di tensione anche tramite risorse rinnovabili inverter-based connesse alle RTN. L'obiettivo del progetto è quello di ampliare le risorse che effettuano il servizio di regolazione di tensione e di raccogliere elementi utili per l'eventuale futuro adeguamento massivo di tutte le risorse ai fini della regolazione di tensione.*

Con riferimento alla possibilità di acquisizione di tali asset tramite asta, analogamente a quanto fatto per l'area di Brindisi, si evidenzia quanto segue:

- la procedura svolta a febbraio 2019 finalizzata ad approvvigionare risorse per la regolazione di tensione nell'area di Brindisi aveva l'obiettivo di mitigare, nel minor tempo possibile, una criticità strutturale della medesima area di rete. Le modalità di approvvigionamento proposte in quella specifica procedura hanno consentito infatti di minimizzare i costi in capo al sistema elettrico considerato l'anticipo della disponibilità delle risorse rispetto alla realizzazione ex-novo da parte di Terna. Per mitigare la suddetta criticità Terna ha previsto ulteriori sviluppi nell'area di Brindisi, tra cui l'installazione di tre compensatori sincroni ed il rinforzo della linea Brindisi Pignicelle - Brindisi Nord.*

In merito ai fabbisogni espressi nel PdS21, Terna procederà con l'approvvigionamento di tali macchine elettriche tramite gare ad evidenza pubblica. Al riguardo, si segnala che l'obbligo di approvvigionare servizi ancillari non legati alla frequenza tramite procedure di mercato ai sensi dell'art. 40(7) della Direttiva 944/2019 non si applica a tali macchine elettriche considerate componenti di rete integrate.

Inoltre, con riferimento all'approvvigionamento a mercato del servizio di regolazione di tensione sul MSD, si ritiene condivisibile quanto evidenziato dall'Autorità nel DCO TIDE vale a dire:

- che tale servizio continui ad essere approvvigionato per il tramite di imposizioni applicate a tutti gli impianti di produzione connessi alla rete rilevante già obbligati ai sensi del Codice di rete e agli impianti di nuova realizzazione, inclusi quelli alimentati dalle fonti rinnovabili che ai sensi del Regolamento RfG devono essere in grado di prestare tale servizio;*
- di valutare l'eventuale estensione dell'obbligo di fornitura del servizio di regolazione di tensione agli altri impianti esistenti sulla base degli esiti di specifici progetti pilota svolti da Terna.*

Sempre nel DCO TIDE l'Autorità ha inoltre sottolineato l'opportunità di valutare l'introduzione di una remunerazione amministrata di tipo forfettario del servizio di regolazione di tensione finalizzata a coprire i costi sostenuti dai produttori correlati alle perdite di energia attiva derivanti dalla fornitura di energia reattiva. Ciò anche alla luce delle esperienze dei principali paesi europei (Francia, Gran Bretagna, Germania e Spagna).

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.

HVDC ITALIA-SLOVENIA

Enel

In merito al progetto Italia-Slovenia, in accordo anche alla delibera ARERA, l'incremento della capacità di trasmissione al confine potrebbe essere soddisfatto attraverso la realizzazione di due merchant lines, Dekani - Zaule e Vrtojba - Redipuglia, la cui richiesta di esenzione è stata accettata, in ultimo con decisione della Commissione Europea C(2014) 9904 del 17 dicembre 2014. Entrambi i progetti sono totalmente autorizzati alla costruzione ed esercizio in entrambi i Paesi e pertanto potrebbe garantire l'incremento della capacità di transito ed i relativi benefici in termini di sicurezza del sistema, SEW, ecc... in tempi brevi e a costi ridotti rispetto il progetto HVDC.

Riscontro Terna

I progetti in questione, ML Dekani-Zaule, ML Vrtojba-Redipuglia e HVDC Italia-Slovenia non sono confrontabili tra loro. Infatti:

- *Dal punto di vista tecnologico, le due ML sono interconnessioni AC tra le reti 132 kV, mentre l'HVDC si interconnette tra due nodi 380 kV, garantendo una maggiore robustezza in termini di capacità di transito e minori problematiche legate alle congestioni delle reti locali;*
- *Dal punto di vista dell'incremento dell'NTC, il progetto HVDC garantisce un ordine di grandezza superiore rispetto a quello delle ML, che ne giustifica anche i maggiori costi.*

Inoltre, l'HVDC è in corso di valutazione da parte di Terna e in conferma di ciò il progetto è stato posto in valutazione così come richiesto dalla delibera ARERA 574/2020.

ITALIA-MONTENEGRO

Elettricità Futura, AIGET, Energia Libera, Edison

Come precisato in risposta allo spunto S7, si evidenzia che l'elevato import atteso dall'area balcanica, caratterizzata da un parco di generazione basato su impianti a lignite, rischia di risultare incoerente con gli obiettivi di decarbonizzazione adottati in Italia e in UE. In base all'analisi condotta da Terna, infatti, sembra che i benefici ambientali in termini di riduzione della CO2 saranno apprezzabili solo nel lungo termine (orizzonte 2040) e particolarmente rilevanti solo in caso di non raggiungimento degli obiettivi climatici complessivi (scenario BAU 2040). Per questi motivi, si ritiene la realizzazione del secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia – Montenegro un intervento a bassa priorità nei prossimi dieci anni.

Riscontro Terna

Il parco di generazione a lignite nei Balcani si basa su dati e informazioni disponibili in ambito ENTSO-E, a cui ciascun TSO fornisce i dati di rispettiva competenza. Comunque, Terna sta monitorando attentamente l'evoluzione dei contesti energetici nei Balcani e coordinerà di conseguenza la realizzazione dell'intervento.

Per tale motivo e per tenere in considerazione il parere ARERA espresso con la delibera 574/2020 (in cui si richiedeva di separare il secondo polo Italia-Montenegro dal primo polo e di metterlo "in valutazione"), Terna ha escluso l'intervento di sviluppo relativo al secondo polo dell'interconnessione Italia- Montenegro dalla rete base, cosicché le simulazioni effettuate per gli altri interventi di sviluppo fossero svincolate da tale interconnessione.

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).

ITALIA-TUNISIA

AIGET, Elettricità Futura, Energia Libera, Edison

In linea con quanto riportato nella risposta alla consultazione relativa al PdS 2020, esprimeremmo la nostra preoccupazione rispetto agli impatti dell’interconnessione Italia-Tunisia sulla gestione del dispacciamento in Sicilia, tenendo conto in particolare dello sviluppo delle FER atteso nel Sud Italia e in Tunisia e che quest’ultimo a lungo termine potrebbe tradursi in import di energia a basso costo. Riterremo quindi che l’entrata in esercizio dell’interconnessione dovrebbe essere subordinata alla realizzazione delle altre linee di connessione che dovrebbero se non risolvere, quantomeno attenuare il problema delle congestioni nell’Isola ed alla completa realizzazione del collegamento con il Continente, parte del progetto Tyrrhenian Link (723-P). Al contrario il rischio potrebbe essere addirittura quello di aggravare il livello di congestione della rete siciliana e sull’ elettrodotto Sorgente – Rizziconi e le dorsali verso il nord Italia.

Riscontro Terna

Si conferma che il progetto di interconnessione Italia - Tunisia è strettamente correlato alla realizzazione del Tyrrhenian Link e ad altri interventi di sviluppo sulla rete primaria previsti in Sicilia.

Peraltro, dalle simulazioni previsionali di mercato si evince una prevalente predisposizione dell’interconnessione ad un esercizio in export da Sicilia a Tunisia (cfr. Capitolo 6-paragrafo 6.2.2 del PdS 2021), che consentirebbe di indirizzare verso l’Africa parte della produzione FER attesa nel lungo termine.

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.

AVANZAMENTO DEI PIANI

Elettricità Futura

Nonostante il PdS RTN abbia frequenza biennale, reputiamo utile che Terna fornisca il resoconto sullo stato di avanzamento dei singoli progetti interventi di sviluppo oggetto dei precedenti PdS venga fornito con cadenza annuale, anche solamente tramite un'apposita sintesi tabellare.

Riteniamo sarebbe stata particolarmente utile, eventualmente in un'appendice o sezione dedicata del Piano, una stima anche approssimata e provvisoria, delle possibili ulteriori necessità di sviluppo legate al recepimento di target di penetrazione delle rinnovabili più sfidanti (Green Deal), anche sulla base di stime preliminari effettuate da Terna. In assenza di tali stime, il Piano pubblicato non risulta pienamente funzionale agli obiettivi di transizione energetica in quanto basato su target di sviluppo rinnovabili superati. Tenuto conto di quanto sopra evidenziato, riteniamo utile che - in caso di aggiornamento degli scenari di riferimento prima della prossima pubblicazione del PdS 2023 - sia prevista un'anticipazione dei contenuti, con i canali che Terna riterrà opportuni.

Riscontro Terna

Terna valuterà la modalità più opportuna per predisporre un aggiornamento annuale sullo stato di avanzamento dei principali progetti di sviluppo della rete. L'integrazione delle rinnovabili costituisce uno dei principali driver per l'elaborazione del PdS della RTN. A tal fine, Terna è già al lavoro per identificare le opere di sviluppo necessarie per l'integrazione delle rinnovabili previste dal recepimento degli obiettivi di decarbonizzazione previsti dal Green Deal. Il prossimo PdS verrà pubblicato nel 2023 e si baserà su scenari in linea con il Green Deal (da pubblicare entro il 2022 nel prossimo Documento di Descrizione degli Scenari 2022). Per il PdS 2021 non è stato possibile tenere in considerazione i nuovi target rinnovabili, considerando che il pacchetto legislativo UE "Fit-for-55" è stato approvato solo a luglio 2021 e che altri dossier legislativi (es. Renewable Energy Directive III) sono ancora in fase di negoziazione.

Al fine di coinvolgere gli stakeholder interessati, nel processo di definizione degli scenari congiunti Terna-SNAM sono previsti dei momenti di confronto tramite l'organizzazione di sessioni pubbliche ad hoc. La prossima pubblicazione del Documento di Descrizione degli Scenari è prevista nel corso del 2022.

INTERVENTI CAPITAL LIGHT

currENT Europe

GETs are relatively fast to deploy and do not require modification of the existing infrastructure. In that sense, they can support voluntary or involuntary postponements.

Riscontro Terna

Si condivide lo spunto dell'operatore.

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.

MERCHANT LINES

currENT Europe

Merchant lines could be a new way to jointly explore technical and regulatory possibilities offered by GETs and are if successful, candidates for possible replication on the general market.

Riscontro Terna

Si ringrazia l'operatore per lo spunto.

Altri riscontri: studio allegato NE Nomisma Energia su Favignana

In riferimento agli “impatti significativi”, si chiede se siano state effettuate attente valutazioni degli impatti ambientali derivanti dalla realizzazione degli 11 km dell'interconnessione in “aree di interesse naturale o di interesse per la biodiversità” (I23), e le iniziative di mitigazione, e se questi (impatti e mitigazione) siano stati ricompresi tra i costi dell'investimento e con quali valori.

Riscontro Terna

L'isola di Favignana è circondata da un'area marina protetta, risulta dunque inevitabile che parte del collegamento occupi tale area. Si evidenzia comunque che, nelle prime ipotesi di tracciato dei cavi, si è cercato quanto più possibile di evitare le aree con vincoli paesaggistici, con flora marina protetta e le zone di ormeggio e immersione; pertanto, la lunghezza ipotizzata (e riportata nella scheda intervento) tiene conto di queste cautele. I tracciati ipotizzati sono comunque preliminari e potranno essere oggetto di approfondimenti e/o modifiche nelle fasi successive di progettazione.

Nell'analisi di prefattibilità condotta, per la stima del capex sono stati già tenuti in conto tali aspetti con i relativi costi associati, inclusa una quota di incertezze per coprire eventuali attività ad oggi non prevedibili.

In relazione alla riduzione dell'energia non fornita (B3a), l'Allegato A.74 prevede la seguente valorizzazione per "Isole geografiche e/o elettriche con carico picco < 10 MW: 30 k€/MWh" e il beneficio B3a dovrebbe essere conseguentemente ridotto.

Riscontro Terna

Dal momento che l'isola di Favignana è un'area turistica, per la monetizzazione del beneficio B3 si è utilizzato un VOLL (Value of Lost of Load) pari a 40 k€/MWh, senza tenere in considerazione il valore del carico di picco. Di seguito si riporta l'estratto del Documento Metodologico per l'Analisi Costi Benefici (p.42) allegato al Piano di Sviluppo 2021 da cui si evince il valore del VOLL utilizzato.

Utilizzo del VOLL (Value of Lost of Load) in un intervallo compreso tra 20 k€/MWh e 40 k€/MWh, in relazione al pregio delle utenze potenzialmente oggetto di disalimentazione, all'industrializzazione o alla densità abitativa²¹, secondo i seguenti criteri (criterio OR) riassunti in tabella:

- Pregio utenze disalimentate
 - Isole geografiche e/o elettriche con carico picco >10 MW, incluse le antenne strutturali o aree turistiche: 40 k€/MWh
 - Isole geografiche e/o elettriche con carico picco < 10 MW: 30 k€/MWh
 - Altro: 20 k€/MWh

Figura 1 - fonte "Documento Metodologico per l'applicazione dell'Analisi Costi Benefici applicata al Piano di Sviluppo 2021"

In relazione alle modalità di stima da parte di Terna del beneficio costi evitati o differiti (B4), con particolare riguardo a: i) il valore stimato che potrebbe verosimilmente derivare dal costo di produzione di SEA Favignana per il 2019, ii) l'impatto delle fonti rinnovabili sulla stima dello stesso e iii) il possibile mantenimento della centrale SEA come struttura di emergenza.

Riscontro Terna

È opportuno premettere che per l'interconnessione in oggetto non si verifica la connessione tra differenti zone di mercato; pertanto, in questo caso l'indicatore B1 (Social Economic Welfare) non è stato valorizzato, in coerenza con quanto previsto dal documento metodologico per l'Analisi Costi Benefici.

Non essendo quindi valorizzabile l'indicatore di beneficio B1, la variazione dei costi di produzione di energia elettrica, ottenibile grazie all'interconnessione, è stata considerata per la stima del beneficio B4 (Costi evitati o differiti relativi a capacità di generazione soggetta a regimi di remunerazione che integrano o sostituiscono i proventi dei mercati dell'energia e del mercato per il servizio di dispacciamento), in quanto l'impianto di generazione presente nell'isola, soggetto ad integrazione tariffaria, è assimilabile ad un impianto essenziale.

Non avendo a disposizione l'informazione sul costo di produzione di SEA Favignana, Terna ha calcolato il beneficio B4 attraverso la stima di due componenti:

- a. una componente relativa al risparmio sui costi fissi degli impianti sulle isole (fonte: rielaborazioni interne a partire da reintegrazione tariffaria ARERA) e costi variabili come costo del combustibile, incluso di costo del trasporto, fonte report RSE Febbraio 2018);
- b. una componente relativa al costo evitato per il sostegno alla produzione da impianti FER sulle isole minori non interconnesse.

Si è ipotizzato che i valori di fabbisogno ipotizzati siano coperti per il 30% al 2030 e per il 40% al 2040 da impianti rinnovabili e per la restante parte dai gruppi termoelettrici presenti sull'isola.

A tal proposito:

- a. per quanto riguarda il punto a, il costo evitato per la produzione termoelettrica a copertura del fabbisogno residuo è stata stimata utilizzando l'aliquota di integrazione tariffaria spettante a Sea Soc. Elettrica di Favignana S.p.a, per l'anno 2015, pari a 39,22 €/cent/kWh¹ e ipotizzando una ripartizione dei costi per la società tra produzione e distribuzione in una proporzione pari rispettivamente a 75% - 25%. La quota relativa alla produzione è stata poi divisa in una parte fissa e in una parte variabile, quest'ultima fatta evolvere in funzione dei prezzi delle commodities previsionali di cui allo scenario NT-IT;
- b. per quanto riguarda il punto b, il costo evitato per il sostegno alla produzione da impianti FER nell'isola (secondo il DM "isole minori" del 14 febbraio 2017) è stato stimato valorizzando la produzione FER aggiuntiva prevista al 2040 e al 2030 rispetto a quella prevista al 2028², monetizzandola con il corrispettivo di cui alla tabella 2 dell'allegato A alla delibera ARERA n. 558/2018 (di recepimento del DM) e pari a 158.7 €/MWh³.

Relativamente al riscontro di cui al punto iii), anche per Favignana, come per altri casi, è stato ipotizzato che il servizio reso dalla centrale sull'isola non sarà più necessario a partire dalla data di entrata in servizio dell'intervento di sviluppo completo (stimato al 2030) in quanto l'alimentazione dell'isola sarà garantita totalmente dal nuovo collegamento previsto.

In relazione al beneficio di riduzione di emissioni CO₂ (B18), l'operatore rileva che il costo sociale della CO₂ evitata sia stato conteggiato erroneamente per intero nel calcolo del beneficio (senza cioè decurtare il prezzo dei permessi di emissione) e pertanto che il beneficio da considerare sia minore. Oltre a ciò, richiede delle delucidazioni sulla stima di produzione attesa al 2030 e al 2040.

Riscontro Terna

Per quanto riguarda la stima della produzione attesa al 2030 e al 2040, Terna ha ipotizzato un valore di fabbisogno pari a 22,4 GWh al 2030 e di 24,7 GWh al 2040. Tali valori sono stati stimati a partire dal valore di 15,5 GWh⁴, relativo al 2013, ipotizzando un tasso di crescita annuo pari a

¹ Riferimento delibera ARERA n. 543/18, per l'anno 2015 (<https://www.arera.it/allegati/docs/18/543-18tab.pdf>)

² Si è considerata la differenza nella produzione FER al 2030 e 2040 rispetto a quella dell'anno 2028 in quanto come previsto dal D.M. suddetto gli incentivi sarebbero riconosciuti alla capacità FER installata fino a due anni prima rispetto all'entrata in esercizio dell'interconnessione.

³ Il valore è stato ottenuto mediando i valori minimi e massimi del corrispettivo per tutte le taglie di potenza considerate nella delibera

⁴ Si è fatto riferimento ai valori riportati nel decreto "isole verdi", reperibile al seguente link https://www.mite.gov.it/sites/default/files/archivio/bandi/ISOLE_VERDI_%20Allegato_1_ParteA.pdf

circa 2 %⁵ fino al 2030 e di circa 1% nel decennio 2030-40. Successivamente si è stimato che tale fabbisogno sia coperto in parte dalla produzione termoelettrica locale ed in parte da impianti rinnovabili secondo quanto riportato al riscontro precedente.

Per quanto riguarda il calcolo del beneficio B18, per le tonnellate di CO₂ evitate è stata considerata la differenza tra le emissioni prodotte sull'Isola di Favignana rispetto alle emissioni locali della Sicilia interconnessa con il continente; il mix di generazione utilizzato è dunque quello riportato negli scenari NT-IT 2030 e 2040.

Il documento metodologico prevede che in presenza del beneficio B1 (Social Economic Welfare), il B18 venga calcolato considerando esclusivamente la monetizzazione aggiuntiva al fine di evitare un "double counting" rispetto alle esternalità monetizzate già all'interno del beneficio B1. Nel caso dell'intervento in oggetto non si verifica la connessione tra differenti zone di mercato; pertanto, non viene valorizzato l'indicatore B1. A tal proposito, nell'analisi costi benefici condotta, l'indicatore di beneficio B18 è stato quindi valutato considerando l'intero costo delle esternalità negative per la società legato alle emissioni di CO₂.

Per quanto riguarda i coefficienti utilizzati per la valorizzazione del beneficio, come da documento metodologico, è stato preso a riferimento il report "Handbook on external cost of transport", pubblicato da CE Delft e Commissione Europea. Quest'ultimo è utilizzato come riferimento per la monetizzazione dei benefici legati alla variazione di CO₂ anche all'interno del TYNDP 2020 ENTSO-E.

I valori applicati da Terna nell'ACB di Favignana corrispondono alla valorizzazione più bassa (colonna Low), come riportato nella tabella sottostante estratta dall'Handbook citato.

Table 24 - Climate change avoidance costs in €/tCO₂ equivalent (€₂₀₁₆)

	Low	Central	High
Short-and-medium-run (up to 2030)	60	100	189
Long run (from 2040 to 2060)	156	269	498

Figura 2 – Fonte Handbook on external cost of transport

In relazione alla riduzione emissioni inquinanti NO_x, SO_x e PM (B19), l'operatore osserva che le ipotesi utilizzate da Snam ai fini dei piani di sviluppo del trasporto di gas naturale sarebbero più appropriate per la stima del beneficio.

Riscontro Terna

Ai fini della valutazione delle emissioni della centrale di Favignana si è tenuto conto dei valori di consumo specifico di carburante (222.3 g/kWh – fonte report RSE 02/2018) da cui è stato possibile ricavare il rendimento elettrico dei gruppi di generazione. Per quanto riguarda i coefficienti emissivi utilizzati per il gasolio (NO_x, SO_x, PM 10), si è fatto riferimento a dati stimati internamente sulla base di dati pubblici dello storico delle emissioni specifiche degli impianti presenti in Italia, in via cautelativa il PM 2.5 è stato assimilato a PM10.

⁵ Valore coerente anche con il report pubblico di Greenpeace dal titolo "Un nuovo futuro per le piccole isole" (pag. 5) che riporta il tasso di crescita per le isole minori dei 12 anni precedenti alla data di pubblicazione del report.

Per quanto riguarda il volume di altri inquinanti evitati, è stata considerata la differenza tra le emissioni prodotte sull'Isola di Favignana rispetto alle emissioni locali della Sicilia interconnessa con il continente; il mix di generazione utilizzato è dunque quello riportato negli scenari NT-IT 2030 e 2040, così come i coefficienti emissivi utilizzati. L'efficienza considerata per i generatori in via cautelativa è stata considerata per tutti i generatori pari al valore ricavato dai dati di consumo specifico forniti per l'isola di Favignana nel Report RSE di febbraio 2018.

Per quanto riguarda la valorizzazione del beneficio B19, come da documento metodologico, è stato preso a riferimento il report "Handbook on external cost of transport". Il costo delle esternalità legate al beneficio, è composto dalla somma dei valori riportati in tabella 14 a Pag. 55, che contempla il costo legato all'inquinamento dell'aria (emissioni combustibile), e dei valori in tabella 49 a Pag. 125 che riporta le stime di costo dell'inquinamento dell'aria legati a tutti i processi inclusi tra l'estrazione e la disponibilità al serbatoio del combustibile.

Di seguito si riportano le tabelle citate dove vengono evidenziati soltanto i valori utilizzati ai fini dell'analisi condotta. Si precisa inoltre che si è scelto di utilizzare un approccio cautelativo che ha visto la valorizzazione del PM 2.5 allo stesso valore del PM 10 (costo esternalità inferiore rispetto al PM 2.5).

Table 14 – Air pollution costs: average damage cost in €/kg emission, national averages for transport emissions in 2016 (excl. maritime) (All effects: health effects, crop loss, biodiversity loss, material damage)

€/2016/kg	NH ₃	NMVOC	SO ₂	NO _x transport city*	NO _x transport rural*	PM _{2.5} transport metropole*	PM _{2.5} transport city*	PM _{2.5} transport rural*	PM ₁₀ average*
Italy	21.6	1.1	12.7	25.4	15.1	409	132	79	27

Table 49 – Well-to-tank air pollution costs: damage cost estimates in €/kg emission (emissions in the year 2016, EU28 values)

€/2016/kg	NO _x	NMVOC	SO ₂	PM _{2.5} (exhaust)	PM ₁₀ (non- exhaust)
Italy	14.1	1.1	12.7	21.1	19

Figura 3 - Fonte: Handbook on external cost of transport

I coefficienti suggeriti da Nomisma Energia per la valorizzazione del beneficio B19 (fonte: ACB Snam – EEA) sono più bassi di quelli consultabili nell'appendice informativa ai criteri applicativi dell'analisi costi benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto (fonte: Snam) di cui alla figura seguente.

Tabella 6 – Costo altri inquinanti

NH ₃	NO _x	PM _{2,5}	PM ₁₀	NMVOC	SO ₂
30,1 €/k/ton	19,8 €/k/ton	130,0 €/k/ton	84,4 €/k/ton	7,8 €/k/ton	39,1 €/k/ton

ea.europa.eu/publications/costs-of-air

<https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/9781f65f-8448-11ea-bf12-01aa75ed71a1>

Figura 4 Coefficienti di valorizzazione degli inquinanti (fonte SNAM: criteri applicativi dell'analisi costi benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto)

In relazione al calcolo degli indicatori economici sintetici, SEA Favignana rileva sulla base delle proprie osservazioni una significativa riduzione di IUS benefici base e IUS per tutti i benefici rispetto a quanto indicato da Terna nello schema di piano di sviluppo

Riscontro Terna

Terna conferma l'analisi costi benefici condotta e di conseguenza il calcolo degli indicatori IUS e VAN, secondo le migliori stime di beneficio basate sulle informazioni disponibili e descritte in precedenza.