



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

*Spett.le Autorità per l'energia elettrica e il gas ed il sistema idrico
Direzione Infrastrutture, Unbundling e Certificazione
Piazza Cavour 5
20121 Milano*

Milano, 6 Ottobre 2014

Osservazioni alla “consultazione schemi di Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale”

Spunto		Riferimento
S1.	Commenti sul processo di pianificazione della rete elettrica	Piano di Sviluppo, Capitolo 1
<p>Il processo di pianificazione della rete elettrica attuato da Terna rappresenta una prassi consolidata nel panorama dei TSO europei: l'analisi delle criticità della rete è fondamentale per identificare correttamente le priorità di sviluppo e scegliere gli investimenti prioritari.</p> <p>Di fondamentale importanza è anche il coordinamento con gli obiettivi di politica ambientale fissati a livello UE. La liberalizzazione del mercato ha come noto separato le responsabilità dello sviluppo della rete (in capo al soggetto concessionario, GRTN prima e Terna poi) dalle responsabilità sulla realizzazione di nuovi impianti di produzione (in capo alle aziende del settore): l'assenza di una chiara strategia nazionale negli ultimi anni ha favorito il proliferare di diverse iniziative private che sono state realizzate anche in assenza dei necessari rinforzi di rete, giunti solamente in un secondo momento o non ancora del tutto realizzati per problematiche autorizzative.</p> <p>Altro aspetto da non trascurare è la necessaria coerenza fra il piano di sviluppo della rete nazionale e il TYNDP pubblicato su base biennale da ENTSO-E: quest'ultimo documento, in particolare, riporta i cosiddetti Progetti di Interesse Comunitario (PCI) identificati ai sensi del recente regolamento sulle infrastrutture. Tali progetti devono essere necessariamente inclusi anche nei piani nazionali. Terna ha ottemperato correttamente a questo aspetto, ma sarebbe preferibile che nel piano sia riportato l'elenco completo dei PCI che interessano il territorio nazionale.</p>		



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Spunto		Riferimento
S2.	Commenti sugli scenari di riferimento	Piano di Sviluppo, Capitolo 2
<p>La scelta di due differenti scenari di domanda obbedisce alla necessità per il TSO di identificare le situazioni potenzialmente più stressanti alle quali il sistema elettrico dovrà essere capace di rispondere nel futuro. Ciò premesso non possiamo tuttavia esimerci dal notare un certo ottimismo nello scenario di sviluppo, che prevede una significativa crescita della domanda nel medio termine: ciò sarebbe ottenibile solamente con una decisa ripresa dei consumi e con la transizione verso l'energia elettrica di alcune applicazioni quali trasporti (si pensi all'auto elettrica) oppure il riscaldamento (pompe di calore). L'ottimismo sembra comunque in calo in quanto le previsioni di domanda sono state ridotte rispetto al piano 2013.</p> <p>In entrambi gli scenari di domanda (sviluppo e caso base) l'anno 2018 segnerebbe un netto cambio di tendenza nel trend dei consumi, cambio che però non sembrerebbe trovare alcuna motivazione né a livello di contesto regolatorio (non sono previste modifiche in grado di influenzare i consumi) né a livello industriale (non sono attese innovazioni). Siccome lo stesso fenomeno si riscontrava con l'anno 2017 nell'edizione 2013 del piano, riteniamo che un tale cambio di tendenza possa essere dovuto alla transizione fra una previsione di breve termine (5 anni) e una di medio termine (10 anni). Auspichiamo quindi che nelle prossime previsioni di piano questa anomalia possa essere sanata e che, in assenza di specifiche motivazioni contrarie, possa essere definita una curva di crescita decennale più costante e senza particolari strappi.</p> <p>Anche la stima della produzione rinnovabile appare ottimistica: il raggiungimento della grid parity per il fotovoltaico si basa sulle configurazioni SEU e sulle annesse agevolazioni tariffarie che sono state però opportunamente ridotte dal cosiddetto Decreto Competitività (dl 91/14 convertito con legge 116/14). Lato eolico il Piano di Sviluppo fa leva sul mantenimento degli incentivi per altri due trienni, disposizione che non è però ancora stata attuata dal Ministero. Comprendiamo che le esigenze di pianificazione della rete debbano considerare tutti gli scenari possibili (ivi compresi quelli con un'elevata penetrazione delle fonti rinnovabili con annesse problematiche di bilanciamento e regolazione del sistema elettrico), tuttavia auspichiamo che nella prossima edizione del Piano le previsioni sulla produzione rinnovabile siano riviste al ribasso per tenere conto sia del mutato contesto regolatorio che della persistente insicurezza che domina questo settore da diversi mesi.</p> <p>Mancherebbe poi nel Piano di Sviluppo un'analisi delle potenzialità di sviluppo dell'autoproduzione: come noto, con la Delibera 578/13 l'Autorità ha infatti adottato la regolazione per i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) nell'ambito dei quali rivestono particolare importanza gli impianti cogenerativi ad alto rendimento che sembrerebbero esser chiamati nel prossimo futuro ad un ulteriore sviluppo. A nostro avviso la pianificazione dello sviluppo della rete non può prescindere da una corretta valutazione sull'entità dell'autoproduzione: al crescere di tale fenomeno, infatti, si accompagna una riduzione dei flussi attesi sulla rete di trasmissione che, quindi, necessiterebbe di una minore capacità di trasporto.</p> <p>Infine non intendiamo entrare nel merito delle visioni condivise con ENTSO-E: si tratta, infatti, di orizzonti temporali al 2030, fuori dall'arco di piano. Apprezziamo, comunque, la scelta di Terna di rendere note tale analisi anche nel piano nazionale in un'ottica di coordinamento con quanto svolto a livello UE.</p>		



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Spunto	Commenti sulle esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano	Riferimento
S3.		Piano di Sviluppo, Commenti 3
<p>Diversi interventi inseriti nel piano di sviluppo sono mirati a sostituire le prestazioni offerte dagli impianti termoelettrici su MSD con servizi analoghi offerti da altri dispositivi di rete: si pensi ad esempio al rifasamento della rete, che riduce la necessità di accendere gli impianti termoelettrici per ottenere specifiche prestazioni di potenza reattiva (assorbimento o iniezione) oppure all'installazione di sistemi di accumulo per fornire servizi di riserva e/o risoluzione delle congestioni.</p> <p>Ci preme tuttavia evidenziare come puntare proprio sul sottrarre spazio e servizi agli impianti termoelettrici sul mercato potrebbe forse risultare economicamente conveniente nel breve termine (in termini di riduzione dei costi attesi su MSD), ma potrebbe risultare ben più dannoso nel medio e lungo termine. La sopravvivenza degli impianti termoelettrici si fonda infatti proprio sui servizi erogati su MSD: spendere cifre significative per installare dispositivi di rete (reattanze, accumuli) per ridurre i volumi su MSD ridurrà i margini degli impianti tradizionali, che potrebbero di conseguenza essere dismessi o posti in conservazione (a tal proposito oltre 6 GW sono stati chiamati indisponibili solamente nel primo semestre 2014 come rimarcato di recente dall'Autorità nel rapporto n. 428/14/R/eel). Ciò avrebbe un impatto sulla capacità regolante, l'inerzia e la potenza di cortocircuito, servizi che allo stato attuale sono forniti per lo più dagli impianti tradizionali e che in un futuro potrebbero pertanto venire meno, esponendo il sistema elettrico nazionale a situazioni potenzialmente insicure.</p> <p>Questi aspetti dovrebbero essere attentamente valutati nell'identificare le esigenze di sviluppo della rete: nel presente piano Terna sembra essersi principalmente focalizzata sui benefici diretti degli interventi proposti (nella fattispecie sui ridotti volumi di MSD), ma non sembra averne tenuto in adeguata considerazione i potenziali effetti negativi di medio e lungo termine, anche in particolare sull'apertura e concorrenzialità del mercato, né eventuali soluzioni alternative.</p>		

Spunto	Commenti sulle nuove infrastrutture di rete per la produzione da FRNP	Riferimento
S4.		Piano di Sviluppo, Capitolo 4
<p>Vediamo con favore i progetti di Terna per l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico: si tratta di interventi fondamentali che dovrebbero consentire la liberazione di diverse centinaia di MW di produzione rinnovabile, oggi tagliate per esigenze di congestioni intrazonali (sovraccarichi locali) e interzonali (fra area Sud e Centro Sud). Attendiamo fiduciosi in particolare il completamento delle infrastrutture lungo il crinale beneventano per le quali si auspica l'ottenimento delle relative autorizzazioni e la cantierizzazione in tempi brevi.</p> <p>Auspicheremmo inoltre maggiori dettagli sul rafforzamento complessivo della rete in Calabria in termini di obiettivi, tempi, criteri, quantificazione dei miglioramenti attesi: nel Piano si cita solamente l'intervento come fondamentale per l'integrazione delle fonti rinnovabili, ma manca un'analisi ragionata delle esigenze e delle motivazioni che hanno portato alla sua stesura.</p>		



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Spunto		Riferimento
S5.	Commenti sugli interventi previsti nel Piano di Sviluppo 2014	Piano di Sviluppo, Capitolo 5
<p>Ci preme sottolineare come siano di fondamentale importanza gli interventi finalizzati a ridurre le congestioni nell'area Nord-Ovest (anche al fine di evitare una separazione della zona Nord, che avrebbe un impatto negativo non indifferente sugli operatori di mercato, già minati dal perdurare della crisi economica) e sull'interfaccia Centro Nord – Centro Sud (anche al fine di consentire l'immissione in rete della capacità che si prevedrebbe messa a disposizione dalla nuova linea con il Montenegro).</p>		

Spunto		Riferimento
S6.	Commenti sulle priorità di sviluppo	Piano di Sviluppo, Capitolo 6
<p>Non si ritengono affatto prioritari gli interventi di sviluppo di nuova capacità di interconnessione, specialmente per quanto attiene l'area balcanica. Siamo consapevoli che tali progetti rientrano nell'ambito dei progetti di interesse comunitario (PCI) e che, come tali, devono essere inclusi sia nel TYNDP di ENTSO-E sia nel piano nazionale, tuttavia, a nostro avviso, il loro contributo al sistema elettrico nazionale non è significativo: come già espresso anche nello spunto S3, la nuova capacità di interconnessione infatti aumenterà il già pesante rischio di overcapacity, e pertanto sarà utilizzabile pienamente solamente in determinate ore dell'anno e, di per certo, non nei cosiddetti special days a basso carico (che già oggi vedono una capacità di import ridotta o addirittura azzerata). In aggiunta lato Montenegro il termine dei lavori è al momento previsto per il 2017/19: non sono tuttavia ancora state rese note le modalità con cui questa nuova interconnessione sarà resa disponibile sul mercato e, soprattutto, se saranno concesse esenzioni o condizioni particolari per la produzione rinnovabile incentivata nell'ambito dell'accordo Italia-Serbia. Sappiamo che tale argomento non è di stretta pertinenza del Piano di Sviluppo, ma vorremmo cogliere l'occasione della presente consultazione per invitare caldamente l'Autorità e Terna a fare chiarezza su questo punto in tutte le sedi competenti e pubblicare quanto prima le regole per l'accesso a tale nuova capacità: la trasparenza in questo ambito è, infatti, un aspetto imprescindibile per assicurare piena concorrenza a livello di mercato. Notiamo infine che nell'edizione 2014 del Piano è stata inclusa una sezione dedicata ai cosiddetti interventi in stato di valutazione per i quali l'effettiva realizzazione non appare certa nell'arco di piano. Sarebbe auspicabile che Terna indicasse per ciascun intervento presente in questo paragrafo la motivazione sottesa al suo inserimento in stato di valutazione, differenziando almeno fra interventi per cui la valutazione dipende da problematiche autorizzative e quelli per cui sono mutate le condizioni di rete. In particolare nell'elenco compare il completamento del raddoppio della dorsale adriatica, che fino ad oggi è sempre stato considerato come prioritario e fondamentale per la riduzione delle congestioni interzonali: si immagina che il posticipo per questo intervento sia legato a difficoltà nella fase di concertazione, ma sarebbe auspicabile una maggiore trasparenza.</p>		



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Spunto		Riferimento
S7.	Commenti sui risultati attesi	Piano di Sviluppo, Capitolo 7
<p>I risultati attesi si limitano ad evidenziare i benefici associati agli interventi pianificati da Terna, ma non tengono conto (se non in modo molto limitato) degli interventi in materia di interconnessione pianificati da soggetti privati a titolo di merchant lines.</p> <p>Auspichiamo una maggiore chiarezza al riguardo: il Piano di Sviluppo dovrebbe, infatti, rappresentare una fotografia dell'assetto complessivo del sistema elettrico e, come tale, dovrebbe includere tutte le iniziative che comportino una variazione dell'assetto della rete di trasmissione, siano essi interventi progettati e costruiti dal Gestore, siano essi associati ad iniziative private.</p> <p>In particolare lato capacità di interconnessione sono riportati nel dettaglio solamente gli interventi pianificati da Terna ed è riservato qualche accenno sugli interconnector da sviluppare ai sensi della legge 99/09; nulla, invece, viene detto in merito alle altre iniziative private (ad eccezione di una menzione della futura interconnessione con Malta) per le quali sarebbe auspicabile avere un maggiore dettaglio, con indicazione della capacità nominale dell'infrastruttura, dei nodi della rete interessati e della data prevista per l'entrata in esercizio.</p> <p>La riduzione dei volumi su MSD legata a reattanze e sistemi di accumulo è indubbia: come già evidenziato nello spunto S3, tuttavia, questa tipologia di interventi potrebbe avere pesanti conseguenze nel medio e lungo termine sugli impianti termoelettrici, molti dei quali, vedendosi ridotti i volumi movimentati su MSD, potrebbero essere dismessi con riduzione dell'inerzia e della potenza di corto circuito del sistema. Questi aspetti non sono analizzati nel Piano di Sviluppo che, a nostro avviso, dovrebbero essere emendato in tal senso.</p>		



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Spunto	Commenti sulle principali evidenze del sistema elettrico e dei	Riferimento
S8.	mercati	Piano di Sviluppo, Allegato 2
<p>Nei giorni di basso carico (special days) già oggi l'import è pressoché azzerato; pertanto la nuova capacità di interconnessione attualmente in fase di sviluppo non sarebbe comunque utilizzabile in tali periodi. Negli altri periodi la nuova capacità potrebbe comunque aumentare il rischio di overcapacity e, soprattutto, ridurre ulteriormente lo spazio a disposizione degli impianti termoelettrici con impatti sulla capacità di regolazione, l'inerzia e la potenza di corto circuito dell'intero sistema. Il problema risulta rilevante soprattutto per quanto riguarda le interconnessioni in corrente continua che hanno generalmente prestazioni ridotte in termini di capacità di regolazione rispetto alle interconnessioni in corrente alternata.</p> <p>Mancano poi le regole per l'accesso al mercato per le nuove interconnessioni: all'interno della UE la nuova capacità dovrebbe rientrare nei meccanismi di allocazione previsti dai futuri codici di rete (diritti di lungo termine e market coupling), mentre lato extra UE si attendono importanti e sempre più necessari chiarimenti da parte dei soggetti competenti in materia. In particolare sul Montenegro non purtroppo è da escludersi un accesso prioritario per la produzione rinnovabile in Serbia (produzione incentivata da un accordo interministeriale a valori paradossalmente di gran lunga superiori a quelli negoziati dai produttori nell'ultima asta tenutasi per la fonte eolica...), nonché per eventuale produzione rinnovabile in loco: tale produzione non servirebbe però per il raggiungimento degli obiettivi al 2020 (dato anche il notevolissimo sviluppo avuto dal settore fotovoltaico negli ultimi anni) e quindi, sarebbe di certo auspicabile non riservare in modo privilegiato alcuna banda sull'interconnessione all'energia sussidiata, ma gestire l'intera capacità disponibile tramite meccanismi di mercato. Solo in questo modo, infatti, sarebbe almeno teoricamente possibile accedere alla possibile produzione a basso costo nell'area balcanica, produzione il cui utilizzo costituirebbe, secondo Terna, il principale vantaggio legato alla nuova infrastruttura.</p>		



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Spunto	Commenti sulla metodologia per l'elaborazione dell'analisi	Riferimento
S9.	costi/benefici	Piano di Sviluppo, Allegato 3
<p>La metodologia considerata da Terna è differente rispetto a quella seguita da ENTSO-E nel TYNDP. A livello europeo i progetti sono valutati tenendo conto di tutti gli effetti ad essi associati, ivi inclusi incrementi e riduzioni di CO₂, quantificazione sul benessere sociale e incremento della produzione rinnovabile: le analisi sono accompagnate da simulazioni dell'andamento del mercato.</p> <p>Terna si limita a calcolare per ciascun intervento l'indice di profittabilità IP, ottenuto considerando solamente i benefici positivi associati all'intervento e non anche eventuali aspetti negativi: ad esempio, come già ripetutamente detto anche in altri spunti, la prevista riduzione dei volumi su MSD non è accompagnata da una stima dei significativi problemi che potrebbero insorgere nel medio e lungo termine in merito all'inerzia, alla capacità regolante e alla potenza di corto circuito del sistema elettrico.</p> <p>Entrando nel merito delle valutazioni, nell'ambito dei costi inclusi a denominatore dell'indice IP dovrebbero essere inclusi fin dalle prime valutazioni anche gli oneri per le bonifiche, l'ottenimento delle autorizzazioni e gli interventi su impianti in esercizio: in assenza di una corretta stima di queste voci l'indice IP risulterebbe infatti chiaramente sovrastimato. Discorso analogo dovrebbe valere per eventuali modifiche all'impianto richieste nell'ambito del processo autorizzativo: ci rendiamo conto che l'impatto di tale modifica non è prevedibile a priori, tuttavia suggeriremmo di tenerne conto aumentando del 10% forfettario i costi standard utilizzati come riferimento.</p> <p>Sui risultati auspichiamo maggior trasparenza: oltre all'indice IP sarebbe opportuno che per ciascun intervento siano evidenziate tutte le voci rilevanti che concorrono alla determinazione dei benefici e dei relativi costi; in assenza di tali informazioni non è possibile per gli operatori fare opportune valutazioni.</p> <p>Per tale motivo nel prosieguo ci limitiamo solamente ad alcune considerazioni di carattere generale. Lato Montenegro nel seminario del 25 settembre Terna ha dichiarato di essersi basata su un differenziale di 30 €/MWh con un utilizzo di circa 7.500 ore annue. Tali dati presuppongono però proprio che la linea sia interamente lasciata al libero mercato e non riservata prioritariamente per la produzione rinnovabile sussidiata. Si tratta di eventi non certi: da un lato politiche di decarbonizzazione in atto in Europa potrebbero comportare un aumento dei prezzi dell'energia nell'area balcanica nel medio termine con conseguente calo del differenziale atteso con l'Italia; dall'altro non è purtroppo di fatto ancora assolutamente detto che tutta la capacità di interconnessione con il Montenegro sia effettivamente pienamente utilizzabile ai fini di mercato in quanto, ad esempio, sono ancora pendenti gli accordi con la Serbia che potrebbero riservare parte significativa della capacità sulla nuova infrastruttura alla produzione idroelettrica locale incentivata anche a 150 €/MWh (e quindi a prezzi paradossalmente ben superiori all'ultima asta per l'eolico italiano, che si è chiusa con tariffe incentivanti anche inferiori ai 100 €/MWh).</p> <p>Terna sembra essere consapevole di questi rischi: nella Delibera 607/13/R/eel, infatti, compare un inciso che recita: <i>con comunicazione 18 dicembre 2013, la società Terna S.p.A. ha segnalato la disponibilità a valutare il trattamento con il regime degli interconnector di una porzione significativa</i></p>		



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

dell'investimento di interconnessione con il Montenegro già in fase di realizzazione.

In generale l'esenzione dal TPA dovrebbe essere concessa solamente in presenza di rischi di impresa che, in assenza di esenzione, renderebbero non redditizio l'investimento. L'indice IP di questa linea sarebbe, invece, pari a 2,2, quindi con benefici attesi maggiori dei costi di realizzazione. In altre parole, secondo quanto riportato nel Piano di Sviluppo, la linea con il Montenegro, permettendo l'ingresso in Italia di energia a basso costo proveniente dall'area balcanica, consentirebbe al sistema elettrico di recuperare in un dato arco di tempo tutti i costi di realizzazione della stessa, nonché di un ottenere un certo margine. L'intenzione di Terna di avvalersi per tale linea della disciplina interconnector sarebbe, pertanto, il segnale della consapevolezza di un potenziale rischio di redditività per l'investimento (requisito fondamentale per giustificare la concessione dell'esenzione), il che di fatto evidenzerebbe come Terna sia consapevole che le valutazioni sottese all'indice IP non siano del tutto attendibili.

Sarebbe quindi opportuno che Terna e l'Autorità chiarissero il prima possibile meglio questi aspetti.

Spunto		Riferimento
S10.	Commenti sullo stato di avanzamento dei Piani di Sviluppo precedenti	Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti
Si auspica il completamento in tempi brevi dell'interconnessione fra Calabria e Sicilia		

Restando comunque come sempre a disposizione per qualsiasi chiarimento nonché futura occasione di confronto in merito, rinnoviamo tutti i nostri migliori saluti.



Paolo Ghislandi