

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
685/2022/R/EEL

TESTO INTEGRATO DEL DISPACCIAMENTO ELETTRICO (TIDE)
CONSULTAZIONE DELL'ARTICOLATO

Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: energia elettrica

13 dicembre 2022

Premessa

Il presente documento per la consultazione si colloca nell'ambito del procedimento di riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica avviato con la deliberazione 393/2015/R/eel.

Il documento fa seguito al documento per la consultazione 322/2019/R/eel, in cui si erano individuate le principali linee di intervento volte a rendere l'attività di dispacciamento idonea a garantire la sicurezza del sistema elettrico in un contesto in rapida e continua evoluzione. La diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, accelerata dagli obiettivi di decarbonizzazione condivisi a livello UE, ha, infatti, progressivamente ridotto l'utilizzo degli impianti programmabili che hanno storicamente reso disponibili i servizi ancillari per garantire l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico.

A valle della citata consultazione e delle risposte pervenute, l'Autorità ha predisposto la bozza di articolato del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) che viene ora sottoposto a consultazione prima della sua adozione al fine di raccogliere i pareri di tutti i soggetti interessati.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, possibilmente in formato elettronico, le osservazioni e le proposte entro il **13 marzo 2023**. Tale scadenza riflette l'ampiezza del documento: per esigenze legate alle tempistiche di adozione del provvedimento finale, tale scadenza non potrà essere oggetto di alcuna proroga.*

I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate.

Le osservazioni possono essere trasmesse unicamente attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità www.arera.it o, in alternativa, all'indirizzo pec istituzionale protocollo@pec.arera.it, utilizzando il template Excel messo a disposizione in allegato alla consultazione. Le risposte inviate con altri formati potrebbero non essere tenute in debita considerazione.

Si fa riferimento all'Informativa sul trattamento dei dati personali, punto 1, lett. b) e c) in merito alla pubblicazione e alle modalità della pubblicazione delle osservazioni e si invitano i soggetti interessati a seguire le indicazioni ivi contenute, in particolare in relazione ad eventuali esigenze di riservatezza.

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale
Ufficio Speciale Regolazione Euro-Unitaria
Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano
Tel. 02-65565290
PEC: protocollo@pec.arera.it
e-mail: info@arera.it
sito internet: www.arera.it

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione n. 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

1. Base giuridica e finalità del trattamento

a. Trattamento dei dati personali raccolti in risposta alle consultazioni

Si informa che i dati personali trasmessi partecipando alla consultazione pubblica saranno utilizzati da ARERA, (Titolare del trattamento), nei modi e nei limiti necessari per svolgere i compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di sua competenza ai sensi della normativa vigente, con l'utilizzo di procedure anche informatizzate. Il trattamento è effettuato in base all'articolo 6, par. 1 lett. e) del GDPR.

b. Pubblicazione delle osservazioni

Le osservazioni pervenute possono essere pubblicate sul sito internet di ARERA al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata una richiesta di non divulgare i commenti.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti delle proprie osservazioni e/o documentazione sono da considerare riservate e non possono essere divulgate. A tal fine, i partecipanti alla consultazione sono tenuti a trasmettere una versione non confidenziale delle osservazioni destinata alla pubblicazione.

c. Modalità della pubblicazione

In assenza delle indicazioni di cui al punto b) della presente Informativa (richiesta di pubblicazione in forma anonima e/o divulgazione parziale), le osservazioni sono pubblicate in forma integrale unitamente alla ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione. La ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione che contenga dati personali è oscurata. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità di persone fisiche identificate o identificabili. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale sono oscurati. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità del partecipante alla consultazione.

2. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

Dei dati personali possono venire a conoscenza i Capi delle Strutture interessate dall'attività di regolamentazione cui è riferita la consultazione, nonché gli addetti autorizzati al trattamento. I dati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato. Tali dati saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

3. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati non saranno comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea.

4. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Corso di Porta Vittoria, 27, 20122, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

5. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Titolare del trattamento agli indirizzi sopra indicati. Il Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità è raggiungibile al seguente indirizzo: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Corso di Porta Vittoria, 27, 20122, e-mail: rpdp@arera.it.

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

INDICE

1.	ELEMENTI DI CONTESTO DELLA CONSULTAZIONE.....	6
	<i>1.1 Inquadramento del TIDE – Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico</i>	<i>6</i>
	<i>1.2 Il TIDE e il dibattito sul market design</i>	<i>7</i>
	<i>1.3 Obiettivo e struttura della consultazione.....</i>	<i>8</i>
	<i>1.3 Struttura del TIDE</i>	<i>9</i>
2.	PRINCIPALI ASPETTI DELLA RIFORMA DEL DISPACCIAMENTO ...	11
	<i>2.1 Modalità di approvvigionamento e di remunerazione dei servizi ancillari</i>	<i>12</i>
	<i>2.2 Tassonomia delle unità ai fini della programmazione e ai fini dell'erogazione dei servizi ancillari</i>	<i>14</i>
	<i>2.3 Funzionalità e articolazione del mercato per i servizi ancillari globali.....</i>	<i>17</i>
	<i>2.4 Partecipazione ai mercati e programmazione delle unità di produzione e di consumo.....</i>	<i>18</i>
	<i>2.4 Ulteriori aspetti considerati nel TIDE: superamento del PUN, regolazione degli sbilanciamenti e corrispettivi di dispacciamento.....</i>	<i>22</i>
	<i>2.5 Aspetti consultati ma non inclusi nel TIDE: isole non interconnesse e nuovi ruoli delle imprese distributrici.....</i>	<i>23</i>
3.	PROSSIMI PASSI.....	24

1. Elementi di contesto della consultazione

1.1 Inquadramento del TIDE – Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico

Il presente documento per la consultazione si colloca nell'ambito del procedimento di riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica avviato con la deliberazione 393/2015/R/eel, nell'ambito dell'obiettivo strategico OS 21a – Innovazione regolatoria del servizio di dispacciamento ai fini della transizione energetica, nel rispetto del quadro normativo e regolatorio europeo e OS 21b - Completamento dell'innovazione regolatoria per garantire la compatibilità della disciplina del dispacciamento nazionale con i mercati integrati europei, di cui al Quadro strategico 2022-2025 dell'Autorità, approvato con la deliberazione 2/2022/A.

Esso fa seguito al documento per la consultazione 322/2019/R/eel e presenta, sotto forma di schema di articolato, gli orientamenti dell'Autorità funzionali a riformare l'attività di dispacciamento a livello nazionale in modo tale da:

- a) garantire la sicurezza del sistema elettrico, in modo efficiente e al minor costo, nell'attuale contesto in rapida e continua evoluzione, caratterizzato dalla crescente diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, nonché dalla progressiva riduzione dell'utilizzo degli impianti programmabili. Tale tendenza, attesa in ulteriore crescita in vista del raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione condivisi a livello europeo (2030 e 2050), cambia la natura e le caratteristiche fisiche delle risorse che possono erogare i servizi ancillari necessari a garantire l'esercizio in sicurezza del sistema, rendendo necessario rimuovere eventuali barriere che ne impediscano l'utilizzo;
- b) razionalizzare il quadro regolatorio generale del dispacciamento in modo da raggruppare in un unico corpo normativo tutte le disposizioni che sono state adottate nel corso degli anni in coerenza con l'evoluzione del quadro regolatorio europeo (Regolamenti CACM, SOGL e *Balancing* nonché delle linee guida introdotte dal Regolamento 2019/943) che prevede mercati nazionali sempre più integrati sia a livello di scambi di energia (MGP e MI) sia a livello di scambi di risorse di bilanciamento (piattaforme di bilanciamento).

In particolare, per la finalità *sub a*), si è tenuto conto degli elementi finora emersi durante le sperimentazioni avviate con la deliberazione 300/2017/R/eel¹. Il TIDE, in particolare,

¹ Si ricorda, al riguardo, che le richiamate sperimentazioni avevano l'obiettivo di valutare soluzioni regolatorie di valenza generale tramite successivi affinamenti, fino alla loro convergenza nella nuova regolazione a regime.

Le sperimentazioni in corso nell'ambito della deliberazione 300/2017/R/eel sono le seguenti:

- UPR - Unità di Produzione Rilevanti - di cui alla deliberazione 383/2018/R/eel;
- UVAM - Unità Virtuali Abilitate Miste - di cui, da ultimo, alla deliberazione 70/2021/R/eel;
- UPI - Unità di Produzione Integrate con accumuli per l'erogazione della riserva primaria - di cui alla deliberazione 402/2018/R/eel;
- *fast reserve*, di cui alla deliberazione 200/2020/R/eel;

integra la regolazione sperimentata (che già aveva come modello un sistema di competizione fra tutte le risorse) nel quadro generale del dispacciamento, abbattendo in via definitiva tutte le barriere che impedivano a qualsiasi soggetto di offrire la propria disponibilità a modificare immissioni e prelievi. Con ciò, il TIDE supera le incertezze insite nella natura sperimentale (e per sua natura temporanea) dei progetti pilota e fornisce regole definitive che possano dare certezza nella valutazione degli investimenti.

Il documento per la consultazione intende, quindi, dare una visione di dettaglio (tramite lo schema di articolato del TIDE) ampia e il più possibile completa e organica in merito alle evoluzioni attese della regolazione del dispacciamento elettrico.

1.2 Il TIDE e il dibattito sul market design

Il TIDE costituisce l'impianto regolatorio di base del servizio di dispacciamento, inteso nell'accezione del decreto legislativo 79/99 come *“l'attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari (n.d.r. servizi ancillari)”*. In tale ambito rientrano quindi i mercati spot dell'energia (come primo dispacciamento delle risorse connesse al sistema elettrico) nonché i mercati e le procedure per l'approvvigionamento dei servizi ancillari e il ridispacciamento (inteso, quest'ultimo, nell'accezione del Regolamento 2019/943 come *“misura, compresa la riduzione, attivata da uno o più gestori dei sistemi di trasmissione o gestori dei sistemi di distribuzione, consistente nella modifica del profilo di generazione, di carico o entrambi al fine di modificare i flussi fisici sul sistema elettrico e ridurre una congestione fisica o di garantire altrimenti la sicurezza del sistema”*).

Il TIDE, quindi, definisce la regolazione finalizzata a utilizzare in modo efficiente le risorse connesse al sistema elettrico, ottimizzandone il dispacciamento per l'esercizio in sicurezza del sistema. Il TIDE non contempla, invece, gli aspetti legati alla copertura degli investimenti per la realizzazione di dette risorse, siano essi funzionali al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione (promozione delle fonti rinnovabili e sistema di approvvigionamento a termine degli stoccaggi di cui al documento per la consultazione 393/2022/R/eel) o a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico (*capacity market*). Dette tematiche, che presentano aspetti propri di specificità sia sotto il profilo regolamentare sia sotto il profilo della possibile evoluzione, sono gestite tramite appositi provvedimenti e consultazioni.

Il dibattito sul *market design* attualmente in corso a livello nazionale ed europeo si focalizza prevalentemente sugli aspetti di copertura degli investimenti nel lungo termine e di sostenibilità delle forniture nel tempo: pertanto, il TIDE, nel definire regole per l'utilizzo efficiente delle risorse connesse al sistema elettrico, risulta complementare,

-
- adeguamento di impianti “esistenti” ai sensi del Regolamento (UE) 2016/631, connessi alla RTN, affinché possano erogare il servizio di regolazione di tensione, di cui alla deliberazione 321/2021/R/eel.

Gli esiti delle sperimentazioni, da ultimo, sono stati presentati nella Relazione “Stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e di generazione distribuita. Anno 2020-2021”, 483/2021/I/efr.

individuando un quadro regolatorio certo entro il quale gli investimenti, una volta realizzati, potranno trovare copertura tramite i mercati spot in aggiunta agli eventuali premi maturati in sede di approvvigionamento a termine.

Il TIDE, infine, non include i criteri di remunerazione né la definizione dei vincoli di offerta di cui alla disciplina dell'essenzialità che rimane regolata in appositi provvedimenti.

1.3 Obiettivo e struttura della consultazione

Già nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel, l'Autorità aveva prospettato l'opportunità di sottoporre a consultazione l'articolato del TIDE, prima della sua adozione, tenendo conto della complessità che lo contraddistingue.

Le risposte alla consultazione pervenute dagli operatori hanno ulteriormente rafforzato questa scelta. La maggioranza delle risposte ha condiviso, in generale, l'esigenza di una riforma organica della disciplina del dispacciamento, ai fini di integrare efficacemente nel sistema elettrico le fonti rinnovabili, specialmente quelle diffuse e non programmabili, e in coerenza con gli obiettivi europei di decarbonizzazione. Gli operatori hanno contemporaneamente segnalato l'esigenza di chiarire con maggiore dettaglio, anche attraverso consultazioni successive, la prospettata separazione tra la programmazione fisica delle unità e la commercializzazione all'ingrosso dell'energia, le interrelazioni tra la fase di programmazione ex-ante del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (di seguito: MSD) e il Mercato Infragiornaliero (di seguito: MI) che operano in parallelo, i ruoli e la relazione fra i soggetti dedicati alla compravendita di energia e i soggetti dedicati alla fornitura dei servizi ancillari.

Il TIDE intende sostituire l'Allegato A alla deliberazione 111/06 che verrà conseguentemente abrogato in tutte le parti ad esclusione di quelle che riguardano la disciplina degli impianti essenziali. Il TIDE rappresenta, pertanto, un nuovo testo integrato che, oltre a riportare gli elementi innovativi della riforma del dispacciamento, incorpora la disciplina già vigente, seppure con una tassonomia aggiornata e rinnovata. Tale operazione di razionalizzazione ha dovuto tenere conto degli sviluppi del quadro regolatorio europeo negli ultimi anni con un equilibrio fra armonizzazione delle regole a livello europeo (tramite i Regolamenti e le relative metodologie adottate da ACER) e la flessibilità nelle scelte lasciata agli Stati Membri.

Su tale struttura di testo aggiornata sono state, quindi, innestate le scelte e gli elementi innovativi prospettati nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel e finalizzati ad adeguare l'evoluzione prospettica del sistema elettrico verso un sempre maggiore utilizzo delle risorse distribuite con graduale abbandono delle tradizionali risorse programmabili concentrate.

Al fine di facilitare la lettura, la presente consultazione si compone di tre parti:

- il presente documento che riassume le principali tematiche affrontate nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel, unitamente alle osservazioni ricevute, e descrive come l'Autorità intende considerarle nell'ambito del TIDE;

- una nota schematica che riassume la relazione fra il TIDE e l'evoluzione prospettica del sistema elettrico;
- lo schema di articolato del TIDE contenente la disciplina di dettaglio e il rimando alle disposizioni dei regolamenti europei (in molti casi già attuate), nella forma di link ipertestuali.

1.3 Struttura del TIDE

Il TIDE è strutturato in “Parti”:

- la Parte I, oltre a contenere gli elementi di principio che riguardano le finalità e l'oggetto del TIDE, contiene anche gli elementi definitivi necessari alla disciplina vera e propria, sviluppata nelle Parti successive. Rientrano, ad esempio, in questa Parte, il richiamo degli elementi “atomici” ai fini del dispacciamento (unità di produzione – UP e unità di consumo – UC e unità estere associate ai punti di importazione e di esportazione) e la definizione dei rapporti contrattuali tra TERNA e GME e le loro controparti, ossia *Balancing Responsible Party* - BRP e *Balance Service Provider* - BSP, secondo le denominazioni adottate del Regolamento 943/2019;
- la Parte II è dedicata alla definizione dei c.d. servizi ancillari. Oltre ad una elencazione dei servizi, sono impartite disposizioni a TERNA per la definizione dei perimetri in cui ciascun servizio può essere erogato. Per il momento la parte è esclusivamente dedicata ai servizi globali. I servizi “locali” (ossia relativi alle reti di distribuzione) saranno inclusi in questa Parte in una fase successiva, una volta che saranno definite le soluzioni di regime a seguito della sperimentazione introdotta con la deliberazione 352/2021/R/eel;
- la Parte III riguarda le aggregazioni di UP e UC rilevanti per l'erogazione dei servizi ancillari e per l'attribuzione del diritto a immettere e prelevare. Le aggregazioni dipendono dalle modalità con cui le unità vengono “viste” dal sistema e, pertanto, la stessa unità potrebbe essere parte di aggregazioni diverse in funzione dello scopo considerato. Ad esempio, una unità potrebbe essere inclusa in una Unità Virtuale Zonale, di competenza di un BRP, costituita ai fini della partecipazione al Mercato del Giorno Prima (di seguito: MGP) e al MI e, contemporaneamente, essere parte di una Unità Abilitata Virtuale Zonale di competenza di un BSP per la fornitura dei servizi ancillari;
- la Parte IV riguarda i “mercati dell'energia”, intesi secondo la definizione di cui alla Direttiva (UE) 2019/944: pertanto, questa Parte contiene l'articolazione dei mercati a termine, i c.d. mercati “a pronti” (MGP e MI) e i mercati per i servizi ancillari globali (*Integrated Scheduling Process*, piattaforme per lo scambio dei prodotti di bilanciamento e procedure dedicate per determinati servizi, con particolare attenzione all'approvvigionamento della riserva primaria interamente a mercato). In questa Parte, sono delineate le responsabilità dei soggetti coinvolti, da un lato rimandando ai Regolamenti europei rilevanti per la disciplina, dall'altro delegando gli aspetti di maggiore dettaglio al Codice di Rete di TERNA e alla disciplina del mercato del GME (TIDME). In questa Parte rientrerà anche la descrizione del mercato per i servizi ancillari locali a seguito della sperimentazione di cui alla deliberazione 352/2021/R/eel;

- la Parte V contiene i criteri per la programmazione delle unità, siano esse singole o aggregate in unità virtuali, a partire dalle nomine registrate dai BRP e BSP sull'apposita piattaforma gestita da GME e dalle movimentazioni disposte da Terna per l'erogazione dei servizi ancillari;
- la Parte VI definisce la regolazione delle partite economiche tra gli operatori. Essa include la regolazione degli sbilanciamenti, la regolazione delle mancate movimentazioni e i relativi corrispettivi addizionali di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento, la regolazione delle compensazioni fra BSP e BRP, la regolazione dei corrispettivi di neutralità, la regolazione dei corrispettivi di dispacciamento e la regolazione delle partite economiche in condizioni di inadeguatezza con attivazione del distacco dell'utenza diffusa.;
- la Parte "Disposizioni transitorie e finali" contiene disposizioni "speciali", quali il raccordo con le unità abilitate ai sensi della deliberazione 111/06 e dei progetti pilota di cui alla deliberazione 300/2017/R/eel, il legame con la disciplina delle unità essenziali, le modalità di gestione delle condizioni di emergenza e il transitorio per l'approvvigionamento dei servizi di riserva primaria dal corrente obbligo di fornitura all'approvvigionamento interamente a mercato. In questa sezione sono stati altresì raggruppati gli obblighi informativi di carattere generale e statistico in capo a GME e TERNA.

Si segnalano, infine, a livello di organizzazione dell'articolato del TIDE, le seguenti Sezioni di ausilio:

- la Sezione iniziale, che contiene il numero di revisione attuale del Testo Integrato, l'elenco delle delibere che lo hanno modificato e la data di inizio validità. La Sezione iniziale contiene inoltre l'elenco delle revisioni del TIDE in vigore in qualsiasi data;
- le Convenzioni utilizzate nel documento;
- il Glossario, contenente l'insieme delle definizioni delle parole utilizzate nel documento. Una nota a margine indica se la definizione deriva da norme "esterne" (direttive, regolamenti, leggi, decreti, ecc...) o se si tratta di una definizione adottata dall'Autorità specificamente per il TIDE (in tal caso la definizione è marcata con "ARERA");
- gli Acronimi, cioè l'insieme delle abbreviazioni utilizzate nel documento e il relativo significato. In alcuni casi la definizione dell'acronimo nella forma estesa è rintracciabile nel Glossario, in altri casi l'acronimo fa riferimento a elementi definiti all'interno dell'articolato;
- l'Elenco delle Variabili, cioè l'elenco delle variabili utilizzate nelle formule all'interno del testo. Tale elenco ha lo scopo di costituire un ausilio per la condivisione di una nomenclatura univoca relativa alle grandezze rilevanti;
- i Riferimenti normativi, cioè qualunque riferimento a norme o documenti esterni al TIDE, identificato con un nome sintetico seguito da un numero univoco tra parentesi quadre (ad esempio: *Regolamento (UE) 2015/1222 [6]*). Tale numero (che costituisce anche un link ipertestuale) fa riferimento al medesimo numero in elenco nella Sezione,

in cui i riferimenti sono suddivisi in sotto-categorie: Atti e Decisioni Europee² Leggi e Decreti dello Stato Italiano, Atti e Decreti del Governo e dei Ministeri e Atti dell’Autorità³.

Rispetto alle convenzioni sopra richiamate, si segnala in particolare quella relativa alla numerazione delle Sezioni e al numero di revisione. Il TIDE è suscettibile di aggiornamenti ed evoluzioni nel tempo che potrebbero modificare la numerazione di articoli e commi (non è previsto che in futuro siano aggiunti articolo *bis*, *ter*, ecc...). Pertanto eventuali citazioni del TIDE nei documenti esterni (altre norme, contratti, ecc...), per essere univoche, devono riportarne anche il numero di revisione. Al fine di facilitare tale operazione, il numero di revisione del documento, riportato in copertina e nelle intestazioni di pagina, è anteposto anche a ogni numero di Sezione (ad esempio: *Sezione 2-4.3.1* significa: Sezione 4.3.1 della Revisione 2).

Lo schema di articolato del TIDE allegato al presente documento è integrato con appositi “box” di spiegazione (di colore verde) che servono a chiarire meglio le disposizioni stesse e a rendere conto delle scelte effettuate. I box sostituiscono la relazione tecnica che usualmente è pubblicata dall’Autorità in accompagnamento ai documenti di maggiore complessità. La versione contenente i “box” esplicativi sarà pubblicata anche a regime a supporto della versione formale del TIDE, che, viceversa, non li conterrà. Ciò consentirà di mantenere ed aggiornare anche in futuro uno strumento di ausilio per una migliore comprensione degli argomenti inclusi nel TIDE.

Per favorire la comprensione della materia da parte del lettore, la versione del TIDE allegata alla presente consultazione tratta in modo organico le disposizioni in materia di *settlement* del sistema elettrico e determinazione delle partite economiche senza entrare nel merito di come tali disposizioni possano essere ripartite fra il TIDE stesso e il Testo Integrato Settlement (TIS) di cui alla deliberazione ARG/elt 107/09. Alcuni “box” di colore azzurro all’interno del TIDE sottolineano questo aspetto.

Infine, per rendere più proficua la presente consultazione, lo schema di articolato del TIDE è integrato con una serie di spunti di consultazione in appositi *box* di colore rosso numerati in coerenza con la Sezione cui si riferiscono. È comunque fatta salva la facoltà per i soggetti interessati di commentare e proporre osservazioni o suggerimenti con riferimento a qualsiasi disposizione del TIDE indicando il numero della Sezione cui si fa riferimento.

2. Principali aspetti della riforma del dispacciamento

In questo capitolo, si riprendono in modo sintetico i principali punti che erano stati sottoposti a consultazione nel documento 322/2019/R/eel e che trovano implementazione, eventualmente con alcune modifiche, nel nuovo schema di articolato del TIDE. Sono altresì evidenziate le differenze tra quanto consultato nel 2019 e quanto riportato nello schema di articolato del TIDE, al quale comunque si rimanda per la descrizione completa degli orientamenti formulati e per gli spunti di consultazione.

² Includono Direttive, Regolamenti e Decisioni Acer.

³ Includono le deliberazioni e i documenti per la consultazione.

Sono omessi (o al più solo richiamati) quegli aspetti che nel frattempo sono stati già implementati con separate deliberazioni (e per cui si era tenuto conto a suo tempo delle risposte alla consultazione 322/2019/R/eel) o che saranno implementati separatamente.

Analogamente, sono omesse (o al più solo richiamate) le osservazioni che, seppure di rilievo, sono maggiormente pertinenti ad ambiti di dettaglio operativo che saranno sviluppati successivamente tramite la revisione del Codice di Rete di TERNA.

2.1 Modalità di approvvigionamento e di remunerazione dei servizi ancillari

Per quanto riguarda i servizi ancillari, TERNA, secondo quanto riportato nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel, dovrebbe:

- rivedere la definizione dei servizi ancillari necessari a garantire la sicurezza del sistema e i requisiti minimi prestazionali da rispettare per poterli fornire, nel rispetto della normativa europea, eventualmente introducendo ulteriori nuovi servizi (quali la *fast reserve* già oggetto di sperimentazione) in coerenza con l'evoluzione del contesto produttivo atteso per il 2030 e seguenti;
- rivedere le modalità con cui sono approvvigionate e remunerate le risorse per i servizi ancillari nella maniera più efficiente, nel rispetto dei vincoli temporali e logistici che caratterizzano il funzionamento del sistema elettrico;
- definire in modo trasparente i relativi fabbisogni.

Nello schema di articolato del TIDE i principi sopra delineati, che avevano riscontrato un generale favore da parte degli operatori, sono stati ulteriormente chiariti secondo il principio della neutralità tecnologica: essi sono quindi identici indipendentemente dalla tipologia di unità che svolge un determinato servizio.

Più nel dettaglio:

- 1) è riportata la descrizione esplicita di ciascun servizio ancillare globale in coerenza con le disposizioni del Regolamento SO GL e del Regolamento *Balancing*, con introduzione di uno specifico servizio di *fast reserve* (in coerenza con la sperimentazione attualmente in essere) e di un servizio di modulazione straordinaria (che assorbe i servizi di interrompibilità del carico e di distacco delle UP per esigenze di sicurezza del sistema);
- 2) si prevede che, per ogni servizio ancillare, TERNA individui il perimetro di riferimento (nodale, zonale o macrozonale, ossia insieme di zone), cioè il perimetro all'interno del quale tale servizio può essere indistintamente erogato da ogni unità o raggruppamento di unità (ad esempio, la risoluzione di congestioni è tipicamente un servizio nodale, mentre le riserve primaria o secondaria possono anche essere erogate a livello continentale, quindi hanno un perimetro macrozonale); i perimetri non sono più lasciati alla massima flessibilità di TERNA come durante la fase di sperimentazione, ma, come ipotizzato nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel, devono tenere conto delle specificità di ogni servizio ancillare e delle reali caratteristiche della rete elettrica (qui viene più specificamente evidenziato che tali servizi devono mantenere esclusivamente una caratterizzazione nodale, zonale o macrozonale);

- 3) è confermato l'approvvigionamento a mercato dei servizi ancillari globali; a tal proposito in coerenza con il Regolamento *Balancing*, TERNA è tenuta a bilanciare il sistema principalmente tramite i prodotti standard scambiati sulle piattaforme di bilanciamento (Picasso per la aFRR, Mari per la mFRR e Terre per la RR⁴ e solo in modo residuale tramite prodotti specifici approvvigionati a livello nazionale; in tale ottica l'*Integrated Scheduling Process*⁵ svolgerà, quindi, prevalentemente un ruolo di redispacciamento delle risorse al fine di risolvere le congestioni e garantire la disponibilità delle risorse per l'erogazione dei servizi ancillari in tempo reale;
- 4) sono introdotte specifiche forme di approvvigionamento a pronti per la riserva primaria (FCR), confermando quanto ipotizzato nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel nell'ipotesi che vi sia competizione tra diverse unità abilitate a fornire il medesimo servizio: ciò rappresenta una sostanziale novità rispetto a quanto previsto nel quadro regolatorio corrente basato su un obbligo di fornitura a titolo gratuito⁶. L'approvvigionamento a regime sarà interamente a mercato con remunerazione della banda di potenza messa a disposizione; nel mentre sarà previsto un transitorio in cui ci sarà parte della riserva coperta da un obbligo di fornitura (con bande di dimensioni ridotte rispetto agli obblighi vigenti) e parte tramite procedure a pronti;
- 5) per la *fast reserve* sono adottate a regime procedure a pronti concettualmente identiche a quelle previste per la FCR; anche in questo caso si tratta di una novità rispetto a quanto previsto nell'attuale progetto pilota di cui alla deliberazione 300/2017/R/eel, basato su procedure a termine con contratti quinquennali; il progetto pilota perdurerà comunque fino al 31 dicembre 2024 e i contratti già stipulati saranno comunque fatti salvi fino a naturale scadenza;
- 6) in relazione alla regolazione di tensione, si conferma quanto ipotizzato nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel: essa, quindi, continuerà ad essere approvvigionata da TERNA per il tramite di imposizioni applicate a tutti gli impianti di produzione connessi alla rete rilevante già obbligati e agli impianti di nuova realizzazione, ivi inclusi quelli alimentati dalle fonti rinnovabili che, ai sensi del Regolamento (UE) 2016/631, devono essere in grado di prestare tale servizio. L'eventuale estensione di tale obbligo agli altri impianti esistenti dovrà essere valutata sulla base degli esiti degli appositi progetti pilota di cui alla deliberazione 321/2021/R/eel. Si ritiene, altresì, opportuno prevedere che TERNA valuti l'introduzione di una remunerazione forfettaria in grado di coprire i costi, sostenuti dai produttori, correlati alle perdite derivanti dalla fornitura di potenza reattiva;
- 7) per il servizio di modulazione straordinaria è data ampia facoltà a TERNA sulla scelta della modalità di approvvigionamento più efficace.

⁴ aFRR (*Automatic Frequency Restoration Reserve*) è assimilabile all'attuale riserva secondaria. mFRR (*Manual Frequency Restoration Reserve*) e RR (*Replacement Reserve*) corrispondono, invece, all'attuale riserva terziaria. Per tutti e tre i servizi sono previsti sia prodotti standard scambiati sulle piattaforme previste a livello europeo sia prodotti specifici – per motivate esigenze da parte del TSO nazionale - approvvigionabili a livello nazionale.

⁵ Con *Integrated Scheduling Process* si intende il processo previsto dal Regolamento *Balancing* per il tramite del quale i TSO che hanno adottato un approccio *central dispatch* procedono alla correzione del dispacciamento delle risorse connesse al sistema elettrico al fine di assicurare la sicurezza del sistema; a livello italiano tale processo include MSD e MB.

⁶ Fatta salva la remunerazione volontaria ai sensi della deliberazione 231/2013/R/eel.

Tutti gli aspetti sopra menzionati sono trattati in diverse Sezioni del TIDE tra cui, in particolare, si segnalano:

- la Sezione 6, che elenca i servizi ancillari oggetto del TIDE e definisce i perimetri di riferimento per l'erogazione dei servizi;
- la Sezione 14 che richiama i principi base per il funzionamento dei mercati per l'approvvigionamento dei servizi ancillari;
- la Sezione 15 che descrive i servizi approvvigionati al di fuori del mercato e degli eventuali corrispettivi forfetari a copertura delle perdite di energia per regolazione di tensione.

Il TIDE contiene anche due sezioni dedicate ai servizi ancillari locali: Sezione 7 per la descrizione di tali servizi e Sezione 16 per il relativo approvvigionamento. Tali Sezioni sono al momento prive di contenuto in quanto la relativa disciplina potrà essere adottata solamente al termine delle sperimentazioni in atto ai sensi della deliberazione 352/2021/R/eel e in coerenza con l'evoluzione del quadro regolatorio europeo in termini di flessibilità.

2.2 *Tassonomia delle unità ai fini della programmazione e ai fini dell'erogazione dei servizi ancillari*⁷

Nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel (Parte III), l'Autorità aveva presentato gli orientamenti circa le nuove definizioni di unità (e dei loro aggregati) ai fini dell'erogazione dei servizi ancillari e del diritto a immettere e prelevare. Tali nuove definizioni erano anche finalizzate a razionalizzare i criteri sulla base dei quali TERNA sarebbe stata chiamata a garantire la massima partecipazione all'erogazione dei servizi ancillari da parte di tutte le unità (di produzione o di consumo) potenzialmente idonee (ivi incluse le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili, i sistemi di stoccaggio la generazione distribuita in generale e le unità di consumo), anche in modo aggregato, inglobando nella regolazione a regime le unità che attualmente erogano i servizi ancillari in forma sperimentale (cioè le UPR - Unità di Produzione Rilevanti - di cui alla deliberazione 383/2018/R/eel e le UVAM - Unità Virtuali Abilitate Miste - di cui, da ultimo, alla deliberazione 70/2021/R/eel).

Al riguardo, nel corso della consultazione è emerso un generale apprezzamento, da parte degli operatori, in merito agli orientamenti dell'Autorità, avanzando la generale richiesta di prevedere modalità operative tali da rendere il BRP il più possibile neutro rispetto alle scelte operate dal BSP qualora diverso, con particolare riferimento al caso delle unità virtuali nelle quali, a fronte di un unico BSP, possono coesistere più BRP.

Tenendo conto degli elementi emersi durante la consultazione avviata nel 2019 e durante le sperimentazioni in corso ai sensi della deliberazione 300/2017/R/eel, il TIDE

⁷ Per il prosieguo del presente documento, con il termine "servizi ancillari" si intendono solo i servizi ancillari globali, cioè quelli necessari a TERNA per garantire l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico. Non vengono qui considerati i servizi ancillari locali, ad uso dei distributori, per i quali sono in corso di implementazione apposite sperimentazioni.

implementa una regolazione di regime con l'obiettivo di garantire la più ampia partecipazione possibile alla fornitura dei servizi ancillari.

Il primo passaggio consiste nel rivedere la tassonomia al fine di identificare e classificare gli aggregati più efficaci per l'erogazione delle diverse tipologie di servizi ancillari (nodali, zonali e multizonali). In tali aggregazioni confluiscono anche gli aggregati attualmente oggetto di sperimentazione ai sensi della deliberazione 300/2017/R/eel. La nuova classificazione consente di razionalizzare l'identificazione delle unità singole o aggregate che rilevano ai fini della programmazione e/o ai fini dell'abilitazione, affinché esse possano essere più proficuamente utilizzate in un sistema elettrico sempre più caratterizzato dalla presenza di fonti rinnovabili e di generazione distribuita.

Più nello specifico lo schema di articolato del TIDE prevede che:

- 1) non sia più utilizzato il concetto di rilevanza delle UP (che attualmente coincide con una taglia maggiore o uguale a 10 MVA) come prerequisito per l'abilitazione ai servizi confermando quanto ipotizzato nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel; a tal proposito si rileva che detto concetto, di fatto, risulta contrario ai principi di non discriminazione fra le unità previsti dalla normativa europea, in quanto impedisce alle risorse di piccola taglia di poter abilitarsi all'erogazione dei servizi ancillari globali;
- 2) ai fini dell'abilitazione alla fornitura di servizi ancillari, siano definite le⁸:
 - unità abilitate singolarmente (UAS). Esse ricomprendono le UP che attualmente sono obbligatoriamente abilitate alla fornitura dei servizi ancillari ai sensi del Codice di rete di TERNA e potranno riguardare anche le unità che attualmente partecipano volontariamente al progetto pilota UPR (Unità di Produzione Rilevante) di cui alla deliberazione 383/2018/R/eel o in forma non aggregata al progetto pilota UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste) di cui, da ultimo, alla deliberazione 70/2021/R/eel. In generale la qualifica come UAS è lasciata alle scelte dei BSP; tuttavia viene lasciata a TERNA, nel Codice di rete, la facoltà di mantenere l'obbligatorietà all'abilitazione per alcune categorie di unità, eventualmente ridefinendone i requisiti rispetto a quelli attualmente vigenti;
 - unità virtuali, cioè aggregate, abilitate nodali (UVAN). Esse sono un insieme di UP e/o di UC aggregate in un'unica unità dal BSP in modo da essere in grado di erogare in forma aggregata almeno un servizio ancillare avente perimetro di riferimento nodale. In esse possono rientrare alcuni aggregati che attualmente partecipano al progetto pilota UVAM. Le UVAN sono unità che, pur essendo aggregate, hanno caratteristiche tali da essere del tutto confrontabili con le UAS, dal punto di vista delle esigenze di dispacciamento. Poiché le UP e le UC facenti parte delle UVAN possono presentare diversi BRP, è necessario che esse siano scomponibili in tante UVN (unità virtuali nodali) di immissione e prelievo;
 - unità virtuali, cioè aggregate, abilitate zonali (UVAZ). Esse sono un insieme di UP e/o di UC aggregate in un'unica unità dal BSP in modo da essere in grado di erogare servizi ancillari aventi un perimetro di riferimento zonale o macrozonale. In esse possono rientrare alcuni aggregati che attualmente partecipano al progetto

⁸ Per semplicità di esposizione qui non vengono menzionate le unità estere, che però sono presenti nell'articolato del TIDE.

pilota UVAM. Le UVAZ sono unità aggregate che possono contribuire al dispacciamento ma limitatamente ad alcuni servizi ancillari, tipicamente prossimi al tempo reale (quali bilanciamento e riserva secondaria): esse non sono, pertanto, equivalenti alle UVAN e non possono essere ritenute sostitutive delle UAS, ma comunque possono partecipare al bilanciamento del sistema elettrico nel tempo reale;

- 3) ai fini della programmazione e della partecipazione al MGP e al MI (eventualmente nell'ambito di più articolati portafogli), siano definite le⁹:
- unità abilitate singolarmente (UAS), come sopra individuate;
 - unità non abilitate programmabili (UnAP), ossia singole UP o UC per le quali TERNA necessita della conoscenza del programma di immissione o di prelievo per ottimizzare l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento, anche nella fase ex ante. Tali unità non sono necessariamente le UP programmabili attualmente classificate tra le rilevanti, ma sono unità programmabili appositamente individuate da TERNA sulla base di criteri univocamente definiti dalla medesima per la sopra richiamata finalità. Le UnAP non erano previste nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel¹⁰;
 - unità virtuali, cioè aggregate, nodali (UVN), che rappresentano la scomposizione per singolo BRP delle UVAN come sopra specificate;
 - unità virtuali, cioè aggregate, zonali (UVZ). Esse sono un insieme di UP o, separatamente, di UC, nella responsabilità del medesimo BRP. Sono concettualmente analoghe agli attuali aggregati di UP non rilevanti e, separatamente, di UC non rilevanti. A differenza della regolazione vigente, queste UVZ includono anche le unità di produzione non programmabili attualmente classificate tra le rilevanti (per le quali, quindi, non sarà più necessario disporre di un programma di immissione dedicato). Rientrano nelle UVZ anche (ma non solo) le UP e le UC facenti parte di una UVAZ che sono nella responsabilità del medesimo BRP.

In relazione a questi aspetti, lo schema di articolato del TIDE meglio puntualizza e in parte modifica gli elementi concettuali già previsti nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel (Sezione 9), confermando comunque la separazione fra immissioni e prelievi;

- 4) siano specificati i criteri per l'abilitazione delle unità ai servizi ancillari affinché esse siano neutre rispetto alle tecnologie e non contengano potenziali barriere non necessarie tenendo conto delle esigenze di sicurezza del sistema elettrico. L'obiettivo è fare in modo che i servizi ancillari possano essere erogati, nel rispetto delle esigenze sistemiche, dal maggior numero possibile delle unità, promuovendo la concorrenza nell'approvvigionamento delle risorse: ad esempio, in continuità con quanto previsto

⁹ Per semplicità di esposizione qui non vengono menzionate le unità estere, che però sono presenti nell'articolato del TIDE.

¹⁰ A livello europeo è previsto il concetto di *schedules* comunicati dalle unità di produzione ai gestori di rete nell'ambito delle disposizioni sullo scambio dati di cui al Regolamento SO GL. In Italia una comunicazione esplicita degli *schedules* non è mai stata attuata in quanto incorporata negli esiti del mercato; con il TIDE essa viene di fatto introdotta come nomina specifica per le UnAP, le UVN e le UAS.

dall'attuale versione del Codice di rete, sarà possibile presentare offerte solo per la riserva a salire o solo per la riserva a scendere;

- 5) sia confermata la logica “a semaforo” nell’ambito del processo di abilitazione delle unità per i servizi ancillari: in continuità con quanto svolto sinora nell’ambito dei progetti pilota di cui alla deliberazione 300/2017/R/eel, ciascuna impresa distributrice verifica che l’abilitazione delle UP e UC connesse alla propria rete non vada a danno della sicurezza dell’esercizio. Tale logica a semaforo, attualmente applicata in modo statico, dovrà evolvere in modo che possa essere applicata in modo dinamico (non più solo all’atto dell’abilitazione delle unità connesse alle reti di distribuzione ma anche all’atto della presentazione delle offerte sul MSD).

In relazione a questi aspetti, lo schema di articolato del TIDE (Sezioni 8 e 9) meglio puntualizza gli elementi concettuali già previsti nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel, fornendo un quadro generale di regime e inquadrando le attuali UVAM dei progetti pilota tra le UVAN, le UVAZ o le UAS a seconda delle loro caratteristiche;

2.3 Funzionalità e articolazione del mercato per i servizi ancillari globali

Nell’ambito del disegno di mercato descritto nel TIDE, il mercato per i servizi ancillari globali si suddivide in un *Integrated Scheduling Process* (sviluppato in coerenza con il modello *central dispatch* di cui al Regolamento *Balancing*) e nelle piattaforme di bilanciamento europee (alle quali TERNA partecipa secondo il modello TSO-TSO di cui al Regolamento *Balancing*).

L’*Integrated Scheduling Process* di fatto assorbe l’attuale MSD ex-ante e l’attuale MB: si segnala, tuttavia, che MB ai fini del bilanciamento svolge un ruolo residuale rispetto a quanto approvvigionato sulle piattaforme. Questi aspetti, che nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel erano rimasti solamente accennati, trovano nello schema di articolato del TIDE (Sezione 14) una adeguata descrizione. Nulla, comunque, cambia per le tipologie di offerta presentate sul MSD e MB che rimangono definite da TERNA nel Codice di rete.

Nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel (Parte III), l’Autorità aveva altresì presentato possibili elementi finalizzati a migliorare, in termini di efficienza, efficacia e trasparenza, la funzionalità di MSD e MB, evidenziando i principi sulla base dei quali TERNA avrebbe dovuto rivedere i modelli matematici e i relativi algoritmi di ottimizzazione affinché fossero il più possibile adatti a rappresentare una situazione in cui le risorse di flessibilità saranno sempre più messe a disposizione da una pluralità di unità di consumo e/o di produzione diverse aggregate in unità virtuali.

Al riguardo, lo schema di articolato del TIDE riprende e puntualizza nella Sezione 14 quanto già esposto nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel, unitamente ad un glossario specifico che richiama i principali concetti matematici utilizzati.

Ciò assume rilievo anche ai fini dell’applicazione dell’articolo 3 della deliberazione 597/2021/R/eel, recante la definizione di un sistema di incentivazione ai fini della riduzione dei costi di dispacciamento. Esso, infatti, prevede che TERNA trasmetta all’Autorità un cronoprogramma che:

- a. definisce un insieme di attività finalizzate a rivedere i modelli matematici e i relativi algoritmi attualmente utilizzati per la risoluzione del mercato del dispacciamento, anche tenendo conto delle pratiche internazionali più avanzate, con l'obiettivo:
 - i. di meglio rappresentare le situazioni in cui le risorse di flessibilità saranno messe a disposizione da una pluralità di unità di consumo e/o di produzione diverse, di cui non è noto il comportamento singolo su base istantanea, ma su base aggregata in unità virtuali;
 - ii. definire in modo efficiente i fabbisogni dei diversi servizi ancillari e le modalità di approvvigionamento utilizzate per soddisfarli;
- b. introduce step annuali intermedi verificabili e aggiornabili con cadenza annuale.

L'invio del cronoprogramma è condizione necessaria per l'applicazione del meccanismo di incentivazione di cui alla medesima deliberazione 597/2021/R/eel.

Il cronoprogramma dovrà pertanto essere raccordato con la revisione del MSD prevista dal TIDE, data la convergenza degli obiettivi.

2.4 Partecipazione ai mercati e programmazione delle unità di produzione e di consumo

Nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel (Parte II), l'Autorità aveva presentato i propri orientamenti in merito:

- a. alle misure relative alla partecipazione ai mercati e alla programmazione delle unità di produzione e di consumo, separando le negoziazioni commerciali dalla programmazione fisica delle unità di produzione e di consumo e prevedendo la possibilità di presentare sul MGP e sul MI offerte per portafogli di unità di produzione e, separatamente, di unità di consumo;
- b. alla definizione di modalità transitorie che consentissero il coordinamento tra il MSD e il MI in tempo utile per l'avvio del *coupling* infragiornaliero;
- c. alle misure per l'introduzione dei prezzi negativi sui mercati nazionali (limitatamente al MGP e MI);
- d. alle azioni, già in essere o prospettiche, in merito al coordinamento tra il MSD italiano e le piattaforme europee di bilanciamento in corso di realizzazione.

Il punto *sub b)* è stato affrontato separatamente con la deliberazione 218/2021/R/eel che ha introdotto le disposizioni necessarie all'integrazione del mercato elettrico italiano nel "coupling unico" infragiornaliero europeo in contrattazione continua (progetto *Cross Border Intraday*, c.d. "XBID"), tenendo conto anche delle esigenze di coordinamento con il MSD. Tale integrazione ha avuto effetti dal 21 settembre 2021.

Anche il punto *sub c)* è stato affrontato con la medesima deliberazione, con cui l'Autorità ha formulato, al Ministro competente, parere favorevole alle proposte di modifica del TIDME predisposte dal GME, tra le quali erano incluse le definizioni dei prezzi minimi e massimi dei mercati dell'energia ai sensi delle decisioni 04/2017 e 05/2017 di ACER. Ciò ha consentito, a decorrere dal medesimo giorno dell'avvio dell'integrazione del

mercato elettrico italiano nel “*coupling* unico” infragiornaliero europeo in contrattazione continua, di formulare offerte a prezzi negativi sul MGP e sul MI. Per quanto attiene, invece, MSD e MB, il TIDE conferma la presenza di un *floor* a zero in coerenza con quanto già previsto con il documento per la consultazione 322/2019/R/eel.

Per quanto riguarda il punto *sub* d), l’attività è in corso e proseguirà come fino ad ora effettuato, cioè tramite consultazioni da parte di TERNA ogni qual volta si renda necessaria una modifica al Codice di rete per implementare decisioni europee, seguite dalle valutazioni da parte dell’Autorità funzionali alle finali approvazioni (eventualmente precedute da indirizzi dati dall’Autorità a TERNA qualora alcune decisioni possano essere assunte a livello nazionale). Alcuni elementi generali sul coordinamento tra il MSD e MB italiano e le piattaforme europee di bilanciamento sono comunque riportati nella Sezione 14 dello schema di articolato.

Per quanto riguarda il punto *sub* a), nel corso della consultazione gli operatori hanno mostrato un generale consenso rispetto alle proposte formulate dall’Autorità e hanno richiesto di chiarire o esplicitare, tramite proposte di dettaglio:

- 1) il tema generale dei rapporti tra BRP e BSP e in particolare:
 - le flessibilità disponibili al BRP e al BSP conseguenti alla prospettata rimozione del vincolo della coincidenza tra i programmi di input al MSD e l’output della posizione commerciale dei mercati precedenti, nonché le modalità con cui, nelle fasi del MI più vicine al tempo reale, possono essere sfruttati gli intervalli di fattibilità definiti da TERNA, in relazione ai programmi, nel corso del MSD;
 - le interrelazioni tra i diversi soggetti coinvolti al fine della programmazione e ai fini della partecipazione ai mercati (BRP, BSP e operatori di mercato);
 - come sia attuata la neutralità di BRP e BSP (che possono essere soggetti diversi operanti sulle medesime unità: i primi ai fini della programmazione e della partecipazione ai mercati, i secondi ai fini dell’erogazione dei servizi ancillari) rispetto alle partite economiche imputabili all’altro soggetto;
 - il ruolo di TERNA, in qualità di controparte centrale, che, in relazione al rapporto tra BRP e BSP, dovrebbe farsi garante delle obbligazioni economiche eventualmente sorte tra le parti;
 - eventuali riflessi degli obblighi contrattuali assunti da BRP o BSP che hanno implicazioni sull’altro soggetto (ad esempio se il BRP dovesse risolvere il contratto con il cliente finale, quale sia l’obbligo a mantenere forniture di punti di dispacciamento abilitati da un BSP terzo);
- 2) con quali criteri sono determinati da TERNA, nel corso del MSD, gli “intervalli di fattibilità” che i titolari delle unità di produzione sono tenuti a rispettare nella definizione dei propri programmi al fine di consentire l’esercizio in sicurezza del sistema elettrico;
- 3) come gli “intervalli di fattibilità” possano essere remunerati per i costi opportunità che generano, trattandosi, di fatto, di vincoli equiparabili ad azioni di dispacciamento;
- 4) che il concetto di “saldo commerciale” (introdotto al fine di riconciliare il programma dell’unità con la corrispondente posizione commerciale) e di “sbilanciamento effettivo” (afferente alla differenza tra il programma finale dell’unità e le sue effettive

- immissioni o prelievi) siano equiparati per quanto riguarda la qualità, granularità, affidabilità e tempestività dei dati e delle informazioni rese da GME e TERNA;
- 5) come i principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza, tipicamente riferiti all'attività di programmazione delle unità, saranno intesi e applicati agli aspetti commerciali, in un contesto in cui essi possono essere scorrelati dalla programmazione e riconciliati solo ex post tramite il "saldo commerciale";
 - 6) come con eventuali negoziazioni "a portafoglio" consentite anche sul MGP, sia mantenuta la trasparenza delle offerte, ad oggi garantita dalla negoziazione per singola unità.

Gli aspetti inerenti alla remunerazione degli intervalli di fattibilità e i relativi corrispettivi di mancato rispetto degli ordini (punto *sub* 3) sono già stati definiti dall'Autorità con le deliberazioni 218/2021/R/eel (relativa all'integrazione del mercato elettrico italiano nel "coupling unico" infragiornaliero europeo) e 523/2021/R/eel (relativa alla riforma degli sbilanciamenti in coerenza con il quadro regolatorio europeo). L'Autorità conferma comunque la propria intenzione di valutare l'introduzione di meccanismi di remunerazione dei possibili costi opportunità conseguenti ai vincoli introdotti da TERNA con successivi approfondimenti, sulla scorta delle rendicontazioni di tali vincoli e delle relative motivazioni, nonché di eventuali criticità rilevate (anche su segnalazione degli operatori) nella loro applicazione e in coerenza con i meccanismi di approvvigionamento della *Balancing Capacity* ai sensi del Regolamento *Balancing*.

Per la determinazione degli intervalli di fattibilità (punto *sub* 2), si rimanda ai criteri generali che saranno dati a TERNA per la revisione del MSD e MB e del relativo algoritmo di ottimizzazione, come riportati nella Sezione 14 dello schema di articolato.

Per tutti gli altri aspetti, la presente consultazione intende confermare nella sostanza quanto presentato con il documento per la consultazione 322/2019/R/eel (che aveva comunque ricevuto un generale apprezzamento da parte degli operatori), pur portando elementi di innovazione negli aspetti della programmazione e del saldo commerciale.

Più nello specifico la partecipazione delle unità ai mercati MGP e MI (punto *sub* 6) potrà avvenire per il tramite di portafogli differenziati per tecnologia: ciò consente da un lato di mantenere una certa trasparenza rispetto ai contenuti delle offerte (perché le tecnologie saranno identificate sulla base delle prestazioni degli impianti in termini di rendimento e costi variabili) e dall'altro faciliterebbe l'applicazione di eventuali meccanismi di *decoupling* di prezzo o cattura delle rendite inframarginali fra le fonti rinnovabili e le fonti non rinnovabili, qualora adottato in esito al dibattito attualmente in corso a livello europeo. Quanto sopra è trattato nella Sezione 10 dello schema di articolato.

Per quanto attiene il diritto a immettere e prelevare, le transazioni commerciali rappresentano un primo dispacciamento delle unità che tiene conto dei vincoli di capacità di immissione e prelievo delle stesse, nonché dei vincoli sulla capacità di trasporto fra le zone di offerta. Rimane comunque impregiudicata la facoltà di programmare le unità in modo indipendente dalle transazioni commerciali: tuttavia questo diritto è limitato alle sole UAS, UnAP e UVN, mentre per le UVZ la programmazione indipendente riguarda esclusivamente le UVZ di immissione diverse da quelle afferenti alla tipologia fonti rinnovabili non programmabili. Quest'ultima UVZ e l'UVZ di prelievo non possono

essere invece programmate in modo indipendente, in quanto esse svolgono un ruolo di saldo rispetto alla posizione commerciale complessiva di ciascun BRP in ciascuna zona. Questo aspetto, che risponde al punto *sub* 4, rappresenta la novità più significativa rispetto al disegno descritto nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel: esso di fatto impone la coerenza fra la programmazione complessiva di ciascun BRP (intesa come somma dei programmi delle unità di sua competenza) e la posizione commerciale assunta sui mercati. In altre parole, la posizione commerciale viene considerata come vincolante a livello zonale: la distribuzione dei programmi fra le unità è lasciata libera, nel rispetto del valore complessivo. In questo modo è superato il concetto di saldo commerciale previsto dal documento per la consultazione 322/2019/R/eel: la riconciliazione avviene ora al prezzo di sbilanciamento all'interno delle UVZ di immissione afferenti alla tipologia fonti rinnovabili non programmabili per quanto riguarda le immissioni e all'interno delle UVZ di prelievo per quanto riguarda i prelievi.

Va osservato comunque che i criteri sulla programmazione con ruolo di saldo per le UVZ sopra riportati devono essere visti in correlazione con la rimozione del vincolo di sequenzialità tra i mercati MGP-MI e MSD che aveva costituito l'asse portante del disegno di mercato nazionale fino all'integrazione dello stesso nel *coupling* unico infragiornaliero. Tuttavia, ciò non implica che i mercati MGP e MI siano da considerarsi come mercati finanziari. I medesimi mantengono, al contrario, la loro natura fisica, in quanto:

- tali mercati hanno un riferimento alla fisicità delle unità, poiché le offerte commerciali possono essere presentate nei limiti della potenza delle unità: ciò sia per le unità di produzione, sia per le unità di consumo,
- Terna è tenuta a effettuare verifiche a campione sulla coerenza delle offerte presentate sul mercato dell'energia elettrica con lo stato effettivo delle unità;
- il ruolo di saldo svolto dalle UVZ costituisce per i BRP un incentivo a minimizzare la differenza tra quanto viene immesso e quanto viene venduto sui mercati (o quanto viene prelevato e quanto viene acquistato).

Per ulteriori dettagli si rinvia alle Sezioni 17 e 18 dello schema di articolato.

Inoltre, in risposta al punto *sub* 1, nello schema di articolato sono stati dettagliati il ruolo e le competenze di BSP e BRP. Il BSP è responsabile della definizione del programma base delle UAS e delle UVN (in quanto detto programma è rilevante come stato di partenza per l'erogazione dei servizi ancillari), mentre il BRP rimane responsabile del programma base delle UVZ e delle UnAP.

La distinzione si riflette anche a livello di *settlement*: il BRP è infatti responsabile dello sbilanciamento, inteso come differenza fra quanto immesso e prelevato dalle unità di cui è responsabile e il relativo programma base; il BSP, invece, risponde per la corretta esecuzione delle movimentazioni da parte delle unità abilitate. Le movimentazioni effettivamente eseguite sono contabilizzate nel cosiddetto aggiustamento dello sbilanciamento che rappresenta di fatto una correzione dell'energia effettivamente immessa e prelevata in modo tale da neutralizzare gli effetti delle movimentazioni stesse e evitare che il BRP risulti esposto alle azioni del BSP. L'aggiustamento dello sbilanciamento sostituisce, pertanto, la correzione effettiva del programma prevista dai

progetti pilota, consentendo di determinare lo sbilanciamento a carico dei BRP come differenza fra il programma al netto di eventuali movimentazioni per servizi ancillari e l'energia che sarebbe stata effettivamente immessa o prelevata in assenza di tali movimentazioni. Il *settlement* prevede altresì una compensazione economica per tali movimentazioni. Si vedano a tal proposito le Sezioni 20, 21 e 22 dello schema di articolato.

La revisione dei criteri della programmazione impone altresì una riflessione sull'applicazione dei vincoli di diligenza, perizia, prudenza e previdenza (punto *sub 5*): essi rimangono confermati anche nel TIDE, in coerenza con quanto previsto nella consultazione, ma vengono rivisti in funzione del ruolo attribuito a BSP e BRP e al ruolo di saldo svolto dalle UVZ. Più nello specifico il BSP è responsabile della definizione di un programma base diligente per le UAS e le UVN, mentre il BRP deve risultare diligente nella programmazione delle UnAP e delle UVZ di immissione diverse da quella relativa alle fonti rinnovabili non programmabili. Per le altre UVZ (di immissione per fonti rinnovabili non programmabili e di prelievo) non è prevista una diligenza puntuale, ma il BRP è tenuto ad assumere sui mercati MGP e MI una posizione commerciale complessiva diligente. Questi aspetti sono chiariti nella Sezione 9 dello schema di articolato.

Per ulteriori risposte e chiarimenti a quanto sollevato dagli operatori, si rimanda ai box di chiarimento riportati nelle corrispondenti Sezioni dell'articolato.

2.4 Ulteriori aspetti considerati nel TIDE: superamento del PUN, regolazione degli sbilanciamenti e corrispettivi di dispacciamento

Per quanto riguarda il superamento del PUN, che avrà effetti anche sul TIDE, l'articolo 13, comma 1, del decreto legislativo 201/21 prevede che l'Autorità abbia un ruolo consultivo nei confronti del Ministero competente (ad oggi Ministero per l'Ambiente e la Sicurezza Energetica)¹¹.

Allo scopo, con la deliberazione 121/2022/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento per effettuare una ricognizione in merito alle esigenze dei necessari adeguamenti regolatori.

Non essendo noto, al momento, un cronoprogramma per il superamento del PUN e l'introduzione di prezzi zionali anche lato domanda, il TIDE continua a contemplare la presenza del prezzo unico nazionale lato acquisto, con tutti i corrispettivi di non arbitraggio ad esso correlati. A seguito del superamento del PUN, l'Autorità provvederà ad aggiornare il TIDE, tenendo conto degli esiti della richiamata ricognizione e delle decisioni che verranno assunte dal Ministero competente.

La regolazione degli sbilanciamenti nel TIDE riflette quanto già introdotto con la deliberazione 523/2021/R/eel, in materia di definizione dei prezzi di sbilanciamento. Cambiano, invece, la quantificazione dello sbilanciamento in termini di energia, in quanto

¹¹ Il citato decreto legislativo non esclude comunque che sia salvaguardato il calcolo, da parte del GME, di un prezzo di riferimento dell'energia elettrica scambiata nell'ambito del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, in continuità con il calcolo del prezzo unico nazionale, onde favorire lo sviluppo e la trasparenza dei mercati.

viene introdotto il concetto di aggiustamento dello sbilanciamento previsto dal regolamento *Balancing* come ulteriore elemento che tiene conto delle movimentazioni effettive eseguita dalle unità, e la determinazione dello sbilanciamento aggregato macrozonale che incorpora anche l'energia per l'attivazione del servizio di modulazione straordinaria (che nel quadro regolatorio corrente era tenuta in considerazione per il distacco di alcune UP, ma non, ad esempio, nell'ambito del servizio di interrompibilità). Per ulteriori dettagli si rinvia alla Sezione 21 dello schema di articolato.

Il TIDE traspone quanto già previsto nella deliberazione 111/06 in materia di corrispettivi di dispacciamento, procedendo ad una loro razionalizzazione.

Nello specifico è introdotta una sezione (la Sezione 23) dedicata ai corrispettivi di neutralità (corrispettivi per la capacità di trasporto e di non arbitraggio) che riassume i corrispettivi necessari ad evitare arbitraggi di carattere geografico, temporale o merceologico.

Gli altri corrispettivi di dispacciamento (*uplift*, interrompibilità, funzionamento Terna, modulazione della produzione eolica e unità essenziali) confluiscono invece nella Sezione 24 nella quale viene effettuata una loro razionalizzazione al fine di dare maggiore evidenza ad alcune partite economiche.

La Sezione 25, infine, traspone con minimi adattamenti, la regolazione economica in condizioni di inadeguatezza con attivazione del distacco dell'utenza diffusa.

Si segnala che l'Autorità intende comunque valutare nel futuro la possibilità di modificare le modalità di applicazione dei corrispettivi di dispacciamento affinché possano essere più *cost reflective*: in particolare, alcuni di essi servono per raccogliere il gettito necessario alla copertura di costi sistemici, che prescindono dall'operatività dei singoli BSP e BRP. Pertanto, essi potrebbero essere applicati non più all'energia elettrica prelevata ma a un dato di potenza afferente al punto di prelievo (ad esempio, il valore massimo della potenza prelevata nel mese). Queste considerazioni verranno sviluppate con una dedicata consultazione.

2.5 Aspetti consultati ma non inclusi nel TIDE: isole non interconnesse e nuovi ruoli delle imprese distributrici

Nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel (Parte III), l'Autorità aveva presentato i propri orientamenti in merito all'evoluzione del ruolo delle imprese distributrici in un contesto in cui gli impianti di generazione distribuita non sono più trascurabili, richiedendo una gestione sempre più attiva delle reti di distribuzione.

Tali aspetti sono oggetto della sperimentazione avviata con la deliberazione 352/2021/R/eel a cui si rimanda e saranno inclusi nelle Sezioni 7 e 16 del TIDE, già costituite, al termine della relativa sperimentazione (indicativamente tra alcuni anni).

Infine, lo schema di articolato del TIDE non include la regolazione semplificata del dispacciamento per le isole non interconnesse, per la quale l'Autorità aveva presentato i propri orientamenti nella Parte IV del documento per la consultazione 322/2019/R/eel, in quanto essa sarà trattata con prossimo dedicato provvedimento, distinto dal TIDE.

3. Prossimi passi

Come evidenziato nel Capitolo 2, la presente consultazione è prodromica alla definizione del TIDE e della corrispondente abrogazione dell'Allegato A della deliberazione 111/06 (ad eccezione delle parti relative alla disciplina dell'essenzialità).

Si ritiene che la definizione del TIDE possa essere completata indicativamente entro il mese di luglio 2023. A tal proposito la scadenza del 13 marzo per l'invio delle risposte alla presente consultazione è da intendersi tassativa e non ulteriormente prorogabile: essa è stata, infatti, determinata tenendo conto della ampiezza del documento che sarà comunque oggetto di un seminario illustrativo.

In esito all'approvazione del TIDE, ragionevolmente entro l'estate 2023:

- 1) TERNA e GME, per quanto di rispettiva competenza, predisporranno e consulteranno le necessarie modifiche al Codice di rete, al Testo integrato della disciplina del mercato elettrico e al Regolamento per la Piattaforma Conti Energia, sottoponendole all'Autorità e al Ministero competente per le rispettive approvazioni entro il 31 marzo 2024;
- 2) l'Autorità, valutata positivamente la coerenza con la propria innovata regolazione, formulerà il proprio parere sulla modifica del Testo integrato della disciplina del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 5.1 del decreto legislativo 79/99;
- 3) l'Autorità approverà le proposte di modifica del Regolamento per la Piattaforma Conti Energia e del Codice di rete.

Le proposte dovranno essere oggetto di adeguata consultazione: TERNA e GME possono prevedere distinte consultazioni specifiche per ciascun tema di interesse, purché sia comunque garantito un tempo adeguato (minimo 8 settimane) per ciascuna consultazione e purché l'intero processo termini entro il 31 marzo 2024, in modo tale da consentire l'entrata in vigore delle nuove disposizioni a partire dall'1 gennaio 2025, in concomitanza con l'allineamento a 15 minuti della *Market Time Unit* per le transazioni su MGP e MI e dell'*Imbalance Settlement Period* per la regolazione degli sbilanciamenti e l'attivazione delle risorse di bilanciamento (come definito nel Regolamento *Balancing*), entrambi previsti proprio con decorrenza gennaio 2025.

Si ritiene, altresì, che, nelle more dell'entrata in operatività della nuova regolazione del dispacciamento:

- possa proseguire fino al 31 dicembre 2024 l'applicazione della regolazione sperimentale per le UVAM e le UPR (inclusi eventuali affinamenti della medesima), in modo da garantire continuità temporale con la regolazione a regime; tali unità a partire dall'1 gennaio 2025 dovranno comunque richiedere una nuova abilitazione ai sensi del TIDE;
- non vengano selezionate ulteriori unità nell'ambito del progetto pilota UPI, in quanto la riserva primaria non sarà più oggetto di erogazione a fronte di un obbligo (per cui non sarà più necessario valutare soluzioni alternative per coadiuvare le unità obbligate ad erogare il servizio);

- il progetto pilota *fast reserve* perduri fino al 31 dicembre 2024; i contratti stipulati rimarranno in essere fino a naturale scadenza in parallelo alle procedure di approvvigionamento a pronti previste dal TIDE per questo servizio.

Proseguiranno poi le sperimentazioni avviate con la deliberazione 352/2021/R/eel, in merito all'approvvigionamento di servizi ancillari locali per le imprese distributrici. Proseguiranno anche le sperimentazioni, di cui alla deliberazione 321/2021/R/eel, relative all'adeguamento di impianti "esistenti" ai sensi del Regolamento (UE) 2016/631, connessi alla RTN, affinché possano erogare il servizio di regolazione di tensione: esse, peraltro, non comporteranno innovazioni al TIDE ma eventualmente da esse potrà derivare l'estensione dell'obbligo di erogazione della regolazione di tensione che sarà comunque oggetto di apposito aggiornamento del Codice di Rete di Terna previa opportuna consultazione.

Infine, a seguito dell'approvazione del TIDE, dovranno essere aggiornate le numerose deliberazioni dell'Autorità che attualmente hanno come riferimento la deliberazione 111/06 (quali la disciplina dell'essenzialità, il *capacity market*, i regimi commerciali speciali, ecc.).

Si sottolinea, infine, che il TIDE costituisce la regolazione base del dispacciamento: tutte le deroghe (ad esempio relative all'eventuale auto-bilanciamento, alle isole non interconnesse, all'energia elettrica immessa e prelevata su reti italiane di distribuzione interconnesse solo con reti estere, all'energia elettrica destinata agli Stati interclusi nel territorio italiano e ad altri Stati per il tramite di interconnessioni per le quali non è attuato il controllo degli scambi programmati, ecc.) continueranno ad essere regolate in appositi provvedimenti, come eccezioni rispetto alla regola generale.