

TESTO INTEGRATO DEL DISPACCIAMENTO ELETTRICO (TIDE)

NOTA SINTETICA DELLE PRINCIPALI NOVITÀ INTRODOTTE

ALLEGATO AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 685/2022/R/EEL

13 dicembre 2022

INDICE

1. ELEMENTI DI CONTESTO.....	3
2. L'AMPLIAMENTO DEGLI STRUMENTI DI FLESSIBILITÀ	4
3. RUOLI DI BRP E BSP	6
4. SUPERAMENTO DEL LEGAME STRETTO TRA ESITO DEI MERCATI E PROGRAMMI / PORTAFOGLI ZONALI.....	7
5. LA DEFINIZIONE DI MODELLI DI RETE E DI OTTIMIZZAZIONE	9
6. RAZIONALIZZAZIONE DELLA REGOLAZIONE.....	10

1. Elementi di contesto

La sostituzione delle fonti energetiche fossili con quelle rinnovabili, iniziata già prima delle recenti vicende geopolitiche, è diventata una necessità ancora più impellente, in un contesto in cui la sicurezza degli approvvigionamenti di gas, fondamento del nostro intero sistema economico, è venuta a mancare.

Il TIDE si inserisce in tale contesto. Se si dovesse con una sola frase (o meglio con uno slogan) riassumerne gli obiettivi, si potrebbe dire che *per preservare il diritto di accendere la luce a piacimento, si deve costruire un nuovo mondo in cui spegnerla è un'opportunità.*

Le ragioni tecniche sono facilmente intuibili anche ai non esperti di sistemi elettrici: un sistema elettrico non può funzionare a intermittenza, seguendo l'aleatorietà delle fonti rinnovabili. Questo non solo per un problema di "disagio" dell'utente, ma più sostanzialmente perché il sistema erogherebbe all'utente un servizio instabile, con pericolose fluttuazioni di tensione e frequenza in aumento e in diminuzione, non sostenibile dalla maggior parte degli apparecchi elettrici utilizzatori. Inoltre in tale scenario (irreale ma utile per comprendere i termini del problema), interverrebbero le protezioni elettriche installate proprio per proteggere gli apparecchi utilizzatori e le infrastrutture da transitori pericolosi. Il riarmo degli interruttori delle linee in alta e media tensione e la rimessa in servizio sono, tuttavia, operazioni che, per motivi di sicurezza, devono essere fatte seguendo determinate procedure e non sono necessariamente istantanee: ne consegue che in caso di intervento delle protezioni su dette linee, si andrebbe incontro a distacchi di porzioni di rete per tempi non trascurabili.

In definitiva, l'aumento delle fonti rinnovabili nel portafoglio energetico della nazione, essendo esse aleatorie, non può prescindere da un mutamento sostanziale nella gestione della rete e nel dispacciamento delle risorse ad essa connesse. Le fluttuazioni delle fonti rinnovabili aleatorie devono essere infatti compensate da fluttuazioni uguali e contrarie di altre fonti, rinnovabili o non rinnovabili, ma comunque programmabili e non aleatorie. Ma la compensazione delle fluttuazioni potrebbe avvenire anche tramite i carichi dei consumatori, attraverso opportune modulazioni o distacchi.

Le fonti rinnovabili, al pari dei consumi, sono spesso costituite da piccole unità sparse sul territorio e allacciate a reti di distribuzione. Le reti di distribuzione, pertanto, cambiano natura: prima erano reti passive, progettate e dimensionate per fornire energia elettrica a tutto il carico allacciato, attraverso una architettura "radiale" che collegava il punto di alimentazione ai numerosi punti di consumo, dimensionata per garantire a tutti i carichi la potenza disponibile nel rispetto di alcune ipotesi di contemporaneità (cosiddetto approccio *fit & forget*). Nel nuovo mondo le reti di distribuzione diventano "attive", ossia in grado non solo di assorbire energia dalla rete di trasmissione, ma anche di erogare energia in direzione opposta rispetto a quella usuale (cosiddetta inversione di flusso, realtà già concreta in alcune aree del territorio nazionale caratterizzata da una significativa penetrazione della generazione distribuita); pertanto, in alcune configurazioni, tali reti potrebbero sperimentare fenomeni nuovi, quali variazioni repentine di tensione o sovraccarichi, che devono essere risolti localmente.

In definitiva, se le fonti rinnovabili, distribuite e aleatorie, sostituiscono le fonti tradizionali, concentrate e programmabili, aumenta notevolmente l'esigenza di regolazione (in senso tecnico) della rete, sia in termini quantitativi (serve maggiore energia regolante e quindi tutti devono/possono contribuire) che in termini qualitativi (assume carattere distribuito anche la regolazione della rete).

2. L'ampliamento degli strumenti di flessibilità

Il quadro regolatorio delineato dalla deliberazione 111/06 non è adatto ad intercettare i cambiamenti in essere, perché costruito avendo come riferimento un sistema basato su risorse programmabili concentrate, le cosiddette unità di produzione (UP) abilitate. Invero la regolazione prevedeva per TERNA la facoltà di abilitare anche le unità di consumo (UC), attraverso le cosiddette unità di consumo rilevanti, ma ciò non ha mai trovato implementazione concreta e, in ogni caso, si sarebbe trattato anche in questo caso di risorse concentrate.

Per superare tali limitazioni, sono stati avviati "i progetti pilota" con la deliberazione 300/2017/R/eel che hanno consentito l'abilitazione anche a risorse distribuite su base aggregata (le cosiddette UVAM). Nonostante la sperimentazione abbia avuto un modesto impatto pratico sul dispacciamento (il numero di risorse attivate è stato limitato), essa ha mostrato l'enorme potenzialità derivante dall'aggregazione di risorse di dispacciamento: le UVAM esistenti oggi hanno infatti un potenziale di regolazione a salire di più di 1000 MW e a scendere di qualche centinaio di MW, pari alla potenza regolante di alcune centrali elettriche di grossa taglia.

Il TIDE intende completare il percorso di innovazione, proponendo un modello di dispacciamento di merito economico in cui tutte le risorse della rete (almeno in linea di principio) possono assumere il duplice ruolo: quello "principale" di produrre o consumare energia (a seconda dei casi) e quello "ancillare" di prestare servizi, che consistono nella disponibilità a modificare o spostare temporalmente la produzione e i consumi rispetto ad un dato riferimento, su richiesta del TSO o del DSO. Tale riferimento è rappresentato per le fonti programmabili dal "programma" e per le fonti non programmabili dalla c.d. "baseline" che, in pratica, rappresenta lo stato di funzionamento nel periodo immediatamente antecedente a quello in cui il servizio è prestato¹. In futuro quindi non si avrà più un mercato dei servizi con partecipazione limitata a poche e concentrate risorse (e in cui gli aggregati sono ammessi solo a titolo sperimentale), ma un sistema costruito per far competere sullo stesso piano risorse concentrate e risorse distribuite, basato su piattaforme organizzate che assicurino che siano selezionate, in ogni momento e per ogni specifica esigenza, le risorse di flessibilità più efficienti, cioè quelle che sono in grado di modulare produzione o carico al minore costo.

Il TIDE integra, pertanto, la regolazione sperimentata nei progetti pilota (che già aveva come modello un sistema di competizione fra tutte le risorse) nel quadro generale del

¹ Nei fatti nel TIDE il programma è utilizzato come riferimento per tutte gli aggregati nodali (Unità Virtuali Aggregate Nodali, UVAN), indipendentemente anche qualora dovessero includere risorse non programmabili. Si assume, infatti, che l'aggregato nel suo complesso, sia comunque programmabile. La baseline, invece, rileva per tutti gli aggregati zonali (Unità Virtuali Aggregate Zonali, UVAZ).

dispacciamento, abbattendo in via definitiva tutte le barriere (storiche) che impedivano a qualsiasi soggetto di offrire la propria disponibilità a modificare produzione o carico. Tale passaggio è necessario, poiché la transizione comporta investimenti da parte di soggetti privati che devono avere visione delle regole e confidenza nella loro stabilità.

A tale fine il TIDE:

- favorisce una competizione a pari livello fra le UP e le UC sul mercato dei servizi, basata sul principio della neutralità tecnologica secondo il quale non è data una priorità ad una fonte di flessibilità rispetto ad un'altra (ad esempio il fatto di essere UP o UC o di essere rinnovabile), ma l'unico fattore discriminante deve essere il prezzo chiesto per l'erogazione del servizio;
- elimina i limiti di potenza minimi richiesti per la partecipazione al mercato dei servizi: storicamente i servizi ancillari erano erogati soltanto da impianti con potenza di almeno 10 MVA, soglia identificata da TERNA agli albori del mercato ; con i progetti pilota la soglia minima per gli aggregati è stata posta a 1 MW; con il TIDE, anche poche centinaia di Watt possono contribuire alla regolazione della rete, purché soddisfino i requisiti richiesti per l'abilitazione all'erogazione dei servizi;
- prevede che ogni risorsa partecipi "come può": storicamente i servizi ancillari erano erogati soltanto da impianti che mettevano a disposizione una banda simmetrica "a salire" e "a scendere"; il vincolo era stato poi superato nel tempo con una maggiore flessibilità prevista nel Codice di rete e la facoltà per ogni risorsa di mettere a disposizione anche solo flessibilità "a salire" o "a scendere"; con il TIDE tale limitazione è definitivamente rimossa;
- dà facoltà di prestare servizi a livello aggregato: ciò rappresenta un vantaggio per almeno due aspetti. Il primo è che i gestori delle piccole unità potrebbero non disporre delle sufficienti competenze per partecipare ai mercati organizzati, né sarebbe efficiente che migliaia e potenzialmente milioni di utenti lo facessero. Il secondo motivo è che anche le piccole unità, per partecipare al mercato singolarmente, dovrebbero interfacciare il proprio impianto con i sistemi di controllo di TERNA e dei distributori al fine di ricevere il comando di aumento e diminuzione da remoto².

Risulta quindi fondamentale il ruolo del *Balancing Service Provider* (BSP) che funge da aggregatore e intermediario commerciale, raccogliendo le risorse (essenzialmente di tipo "retail") e offrendole sui mercati (all'ingrosso). Inoltre, il BSP aggregatore limita i rischi che corrono le singole unità per le "mancate movimentazioni" (una risorsa che dovrebbe fornire il servizio ma che al momento richiesto non modifica le proprie immissioni o i propri prelievi) poiché tale rischio è mediato all'interno dell'aggregato.

La definizione delle possibili aggregazioni occupa ampio spazio nel TIDE in quanto esse rappresentano il modo in cui il gestore della rete (TERNA) "vede" il sistema. La loro costituzione riflette la natura dei servizi ancillari forniti (di tipo "nodale" o "zonale").

² Il dispacciamento oltre al controllo da remoto prevede anche il monitoraggio in tempo reale: per le risorse fino a 1 MW il monitoraggio individuale è già stato previsto nell'ambito della cosiddetta "osservabilità" (perimetro standard), mentre per le risorse di taglia più piccola il monitoraggio sarà effettuato per via indiretta tramite l'utilizzo di risorse campione (perimetro esteso). La presenza o meno di un monitoraggio individuale non pregiudica, tuttavia, la possibilità di partecipare al mercato dei servizi: quello che rileva, infatti, è il monitoraggio dell'aggregato che avviene per il tramite del BSP.

Esse rappresentano, quindi, il punto di partenza da cui partire per affrontare la sfida successiva di rendere economicamente conveniente la fornitura di servizi ancillari anche per piccole risorse e superare anche i limiti evidenziati nei progetti pilota che avevano visto qualificarsi un ridotto numero di risorse distribuite con scarso utilizzo da parte di TERNA.

A tale sfida contribuiscono diversi elementi esterni al quadro regolatorio. Diventare utenti attivi nel sistema (e non puramente produttori o puramente consumatori) richiede un processo di maturazione culturale, di sviluppo della tecnologia, di fattori ed economie di scala, di esperienza degli aggregatori: tutte queste sono condizioni necessarie per consentire alle risorse diffuse di vedere nei servizi ancillari concrete opportunità economiche. Il TIDE aiuta questo processo, superando le incertezze insite nella natura sperimentale (e per sua natura temporanea) dei progetti pilota e fornendo regole certe che possano dare certezza nella valutazione degli investimenti.

3. Ruoli di BRP e BSP

Il duplice ruolo delle unità citato nel precedente paragrafo (quello “principale” di produrre/consumare energia e quello “ancillare” di prestare servizi) rende necessario, in coerenza con il quadro regolatorio europeo di cui al Regolamento (UE) 2019/943 e alla Direttiva (UE) 2019/944, istituzionalizzare l’esistenza di due soggetti potenzialmente (ma non necessariamente) distinti che svolgono in modo autonomo le due attività: il BRP (*Balance Responsible Party*), responsabile della programmazione di produzione/consumo, e il BSP (*Balancing Service Provider*), responsabile della parte “ancillare” relativa ai servizi. Inoltre, in coerenza con la Direttiva (UE) 2019/944, occorre garantire che l’utente possa scegliere il proprio BSP indipendentemente dal BRP e che l’azione del primo non ostacoli l’operatività del secondo.

La deliberazione 111/06 non contiene nessuna separazione in tal senso in quanto all’utente del dispacciamento competono entrambi i ruoli. Anche in questo caso qualche elemento di discontinuità si è visto con i progetti pilota di cui alla deliberazione 300/2017/R/eel che hanno per la prima volta in Italia aperto agli aggregatori il mercato dei servizi, fino a quel momento appannaggio esclusivo degli utenti del dispacciamento.

Il TIDE sistematizza questa distinzione inserendola nel quadro generale del dispacciamento.

Il BRP è il “trader” ossia il soggetto a cui è intestata la commercializzazione del quantitativo di energia definito nel cosiddetto “programma base”, compresa la responsabilità di assumere una posizione bilanciata ossia di rispettare detto “programma base”, pena l’applicazione di relative conseguenze economiche in termini di corrispettivi di sbilanciamento. L’energia comprata o venduta sui mercati ha quindi un sottostante fisico ossia al termine dei mercati detta energia deve essere effettivamente consegnata (in immissione o in prelievo).

Al BSP invece è intestata l’esecuzione delle movimentazioni sottese al cosiddetto “programma di movimentazione”, relativo alle modifiche disposte per l’erogazione dei servizi ancillari. Il BSP è responsabile di eseguire dette movimentazioni, pena

l'applicazione di relative conseguenze economiche in termini di corrispettivi di mancata movimentazione.

Si noti che lo “sbilanciamento” di cui alla deliberazione 111/06 nel nuovo schema è diviso in due componenti: lo sbilanciamento vero e proprio e la “mancata movimentazione”, il primo nella responsabilità del BRP, il secondo del BSP e che le due componenti sono valorizzate allo stesso prezzo.

Coerentemente, il BSP è remunerato solo per la fornitura della movimentazione, mentre il BRP è remunerato per l'energia comprata o venduta sui mercati. Poiché il BRP gestisce i rapporti con i produttori e i clienti finali, che, viceversa “vedono” le immissioni e i prelievi effettivi (inclusivi anche dell'energia oggetto di movimentazione), esso deve essere adeguatamente compensato per il controvalore economico dell'energia oggetto di movimentazione da parte del BSP.

Riassumendo, il BSP:

- offre sul mercato dei servizi ancillari la flessibilità delle unità e riceve un'unica remunerazione “energia di movimentazione” + “servizio”;
- retrocede al BRP (indirettamente tramite TERNA) il controvalore della voce “energia di movimentazione” per il tramite di appositi corrispettivi di compensazione;
- trattiene il valore del “servizio” e, naturalmente, sulla base di accordi bilaterali, lo condivide con gli utenti che hanno erogato la flessibilità.

Il BRP, invece:

- compra e vende sui mercati all'ingrosso l'energia relativa alla stima delle immissioni e dei prelievi delle unità di cui è responsabile (sotteso al “programma base”);
- si vede attribuito uno sbilanciamento al netto delle effettive movimentazioni svolte in esito al mercato dei servizi;
- riceve dal BSP (indirettamente tramite TERNA) il controvalore della voce “energia di movimentazione” relativa alle movimentazioni;
- regola con il produttore o con il cliente finale il valore economico delle immissioni e dei prelievi effettivi.

4. Superamento del legame stretto tra esito dei mercati e programmi / portafogli zionali

Il modello italiano di mercato è stato storicamente caratterizzato da una rigida sequenzialità tra mercati che si susseguivano dal giorno prima fino al tempo reale e in cui ogni esito rappresentava un nuovo programma delle unità, modificato rispetto all'esito del mercato precedente. L'esito delle negoziazioni nel Mercato del Giorno Prima (MGP) e del Mercato Infragiornaliero (MI), semplificato in quanto derivante da mercati zionali non in grado di tenere conto di tutti i vincoli delle unità e della rete, coincideva con il programma di immissione e di prelievo rappresentando, di conseguenza, un primo dispacciamento per unità.

Con l'avvio in Italia della sessione continua del mercato infragiornaliero (XBID) il 21 settembre 2021, tale sequenzialità è stata interrotta e da allora le sessioni di mercato infragiornaliero sono in parallelo al mercato dei servizi ancillari (nella fattispecie in parallelo alla fase di programmazione ex-ante). Per mantenere comunque un legame tra le transazioni di mercato e i programmi delle unità, è stata introdotta la Piattaforma di nomina per MI continuo per consentire a ciascun titolare di portafoglio zonale di indicare i programmi delle proprie unità incluse nel portafoglio zonale stesso, tenendo conto della posizione commerciale maturata su XBID pur senza vincolo di bilancio (per cui è possibile nominare quantitativi diversi rispetto a quelli effettivamente venduti): le differenze costituiscono il cosiddetto saldo commerciale che è regolato al prezzo di sbilanciamento.

Con il TIDE la piattaforma di nomina assume una funzione più generale di programmazione, consentendo l'indicazione di programmi fisici (almeno per le unità programmabili) non necessariamente legati agli esiti delle negoziazioni e alle semplificazioni dei mercati e, pertanto, più aderenti alle effettive caratteristiche delle unità.

A tal proposito risultano utili alcune premesse relative al modello di mercato utilizzato.

La regolazione europea ha da sempre privilegiato l'adozione di modelli semplificati di tipo zonale, in luogo di quelli nodali. Questi ultimi sono più accurati nella rappresentazione della rete, ma più complessi da un punto di vista computazionale, sia per la numerosità di maglie e nodi, sia per la rappresentazione esplicita dei vincoli tecnici (ad esempio rampe di accensione e spegnimento) delle UP e delle UC presenti su ciascun nodo.

Il modello europeo prescelto è dunque un modello zonale in cui:

- le zone di offerta nella maggioranza dei casi coincidono con il perimetro di ciascuno Stato Membro (solo l'Italia, la Svezia e la Danimarca hanno ulteriormente suddiviso il proprio sistema in più zone di offerta);
- la rappresentazione dei vincoli tecnici è lasciata ai singoli operatori di mercato per il tramite di prodotti complessi (ad esempio offerte a blocchi); tali prodotti non sono tuttavia disponibili in modo armonizzato ed uniforme in tutti gli Stati Membri, in quanto la loro introduzione dipende dalle prestazioni computazionali dell'algoritmo di risoluzione del mercato.

A livello locale (cioè nazionale) può comunque essere adottato un modello *central dispatch* basato su una rappresentazione nodale finalizzata ad affinare il dispacciamento delle UP e delle UC anche nell'ottica dell'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali.

Nel TIDE, quanto sopra riportato è tradotto in un modello ibrido in cui:

- MGP e MI, integrati a livello europeo, continuano a costituire un primo livello di dispacciamento, sebbene a livello aggregato per zona di mercato e non più per singola unità, in quanto gli esiti di ogni sessione definiscono un impegno a immettere e prelevare energia in ciascuna zona di offerta;

- la posizione commerciale assunta cumulativamente da ogni BRP su MGP e MI rappresenta una sorta di “programma complessivo” del BRP nella zona di offerta;
- ai fini di tali mercati sono considerati pochi, ma essenziali, vincoli tecnici e precisamente la capacità di immissione e di prelievo delle UP e delle UC e la capacità di transito fra le zone di offerta. A differenza della regolazione pre-vigente, viene inserito anche un vincolo tecnico relativo alla capacità di prelievo delle UC;
- non sono previsti prodotti complessi, ma è consentito formulare programmi di immissione e prelievo per singole unità o aggregati, nel rispetto delle loro caratteristiche fisiche indipendentemente dall’esito del MGP e del MI, fermo restando l’impegno del BRP sul valore complessivo a livello zonale;
- qualunque deviazione rispetto al “programma complessivo” rappresenta uno sbilanciamento rispetto al primo livello di dispacciamento attuato su MGP e MI.

Un’altra novità introdotta dal TIDE riguarda l’implementazione dei c.d. “portafogli zonali” per le negoziazioni su MGP, al posto dell’attuale “unit bidding”. Questo significa che il sottostante fisico delle offerte può essere costituito da un insieme di UP o UC nella stessa zona e non più dalla singola centrale elettrica (o in alcuni casi il singolo gruppo di generazione).

I portafogli sono definiti in parziale continuità con l’approccio adottato dal 21 settembre 2021 con l’avvio in Italia di XBID. Essi sono estesi anche a MGP ma, a differenza di quanto previsto dal 21 settembre 2021, i portafogli zonali di immissione presentano il vincolo di essere costituiti da unità di tecnologie omogenee (ad es. solo produzione termoelettrica, solo produzione eolica, ecc...) e non possono più liberamente aggregare tutte le risorse di immissione localizzate nella medesima zona. Tale limitazione a preservare la tracciatura delle offerte relative alla specifica tecnologia facilitando l’applicazione di un eventuale *decoupling* di prezzo fra le risorse rinnovabili e fossili, qualora fosse implementato a livello europeo.

La composizione dei portafogli zonali, nel rispetto della suddivisione per tecnologia, è lasciata ai BRP che possono procedere con la massima flessibilità. In particolare, un portafoglio zonale può anche coincidere con un’unica unità qualora il BRP intenda presentare offerte separate per essa.

5. La definizione di modelli di rete e di ottimizzazione

L’economicità del dispacciamento dipende fortemente dai modelli di rete utilizzati da TERNA. Infatti, più il modello di rete riflette accuratamente lo stato del sistema e il suo comportamento al variare di immissioni e prelievi, più l’individuazione delle risorse da dispacciare risulta ottimizzata ed economicamente efficiente. Il miglioramento dei modelli di rete e degli algoritmi che determinano la soluzione ottima di dispacciamento è da ritenersi cruciale nel modello proposto dal TIDE. Posto che la definizione puntuale dei modelli e degli algoritmi di ottimizzazione è nelle prerogative di TERNA, nel TIDE vengono definiti i criteri con cui devono essere predisposti tali modelli e algoritmi.

Queste prescrizioni rappresentano una sostanziale novità rispetto alla deliberazione 111/06 che non recava alcuna specifica in merito, ma si limitava a dare mandato a TERNA di minimizzare gli oneri e massimizzare i proventi, fornire un segnale trasparente del valore economico delle risorse, permettere alle risorse di presentare offerte che riflettono la struttura dei costi, consentire l'identificazione dei costi relativi a ciascun servizio. Il TIDE mantiene questi principi generali, declinandoli in un'ottica *central dispatch* con approvvigionamento co-ottimizzato e congiunto dei vari servizi a minimo costo e li completa con alcune indicazioni più specifiche sulla natura dell'ottimizzazione.

Gli indirizzi contenuti nel TIDE comporteranno un rilevante sforzo di revisione e riscrittura dei modelli di rete e degli algoritmi attualmente utilizzati da parte di TERNA. Si ritiene che tali sviluppi debbano essere inseriti nel percorso di ottimizzazione del dispacciamento per la cui promozione la deliberazione 597/2021/R/eel ha previsto appositi incentivi.

Infine, in linea con la trasparenza adottata in altri paesi dell'UE, TERNA sarà tenuta a pubblicare non solo le specifiche funzionali per l'algoritmo di soluzione utilizzato e i modelli di rete e di ottimizzazione utilizzati, ma anche, pochi minuti prima del termine di chiusura di presentazione delle offerte su MSD e di MB, lo stato di funzionamento puntuale, ossia la disponibilità di linee e impianti e il fabbisogno stimato dei servizi ancillari.

6. Razionalizzazione della regolazione

Il TIDE razionalizza la regolazione vigente relativa a MGP e MI, raggruppando in un unico documento tutte le disposizioni che sono state adottate nel corso degli ultimi anni in coerenza con le metodologie approvate a livello europeo ai sensi del Regolamento 1222/2015 (CACM). Il TIDE, in particolare, contiene rimandi alle relative decisioni europee, riassumendone i contenuti all'interno di "box" verdi di chiarimento: la versione formale del provvedimento non apporta, quindi, alcuna novità, ma la versione commentata con i chiarimenti consente una trattazione organica della materia a vantaggio degli operatori.

Analoga razionalizzazione è stata effettuata con riferimento ai corrispettivi di sbilanciamento, ai corrispettivi applicati ai BRP e ai BSP e al *settlement* del sistema elettrico: anche in questo caso il TIDE si è limitato a trasporre le previsioni vigenti, senza apportare novità di rilievo, ma sistematizzandole e chiarendole con opportuni commenti ed esempi al fine di fornire un elenco completo e organico dei corrispettivi in carico agli operatori, con una descrizione delle relative finalità.

Infine, particolare attenzione è stata posta al raccordo con le disposizioni della normativa europea, soprattutto per quanto attiene la descrizione dei servizi ancillari e il concetto di ridispacciamento che sono stati allineati con le analoghe definizioni previste a livello europeo.