

**RELAZIONE TECNICA SUGLI ESITI DELL'ISTRUTTORIA CONOSCITIVA IN MERITO
ALLE DINAMICHE DEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA IN SARDEGNA (RIF.
DELIBERAZIONE 342/2012/R/EEL)**

| | | |
|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|----|
| PREMESSA | 3 | |
| I. ELEMENTI DI CONTESTO | 4 | |
| 1. L'intervento dell'Autorità, deliberazione 342/2012/R/eel..... | 5 | |
| 2. Andamento dello sbilanciamento aggregato zonale in Sardegna | 7 | |
| 3. Analisi preliminare dei vincoli tecnici di esercizio del sistema elettrico sardo | 10 | |
| 4. Prezzi di sbilanciamento applicati alle unità non abilitate in Sardegna..... | 14 | |
| II. LA CONDOTTA DEGLI UDD IN PRELIEVO IN SARDEGNA | 18 | |
| 1. Gli sbilanciamenti degli UDD in prelievo in Sardegna nei mesi precedenti | all'intervento dell'Autorità..... | 19 |
| 2. La condotta degli UDD in prelievo nei cluster 3 e 4 prima e dopo l'intervento | dell'Autorità | 22 |
| 3. Stima del margine ottenuto dagli UDD in prelievo nei cluster 3 e 4 per effetto | della condotta in esame | 28 |
| III. STIMA DEGLI ONERI IMPROPRI PER IL SISTEMA | 30 | |
| 1. Effetto sui prezzi del MGP | 30 | |
| 2. Effetto sui costi sostenuti da Terna per l'approvvigionamento delle risorse nel | mercato per il servizio di dispacciamento | 33 |
| CONCLUSIONI | 38 | |

PREMESSA

Nel corso del mese di luglio 2012, l'Autorità, nell'ambito della sua funzione di monitoraggio, ha svolto un'analisi sull'andamento dei prezzi nei mercati a pronti dell'energia elettrica nel primo semestre del 2012. Da questa analisi è emersa - con riferimento ai primi mesi del 2012¹ e alla zona Sardegna - una pressoché sistematica e consistente differenza positiva fra l'energia programmata in prelievo in esito al mercato del giorno prima (di seguito: MGP) dall'insieme degli utenti del dispacciamento in prelievo e l'energia misurata in prelievo afferente ai medesimi utenti. Tale differenza ha rappresentato un sistematico sbilanciamento che, in ragione della sua consistenza, risultava difficilmente ascrivibile agli inevitabili errori nella programmazione dei consumi. Nel corso dello stesso mese è, inoltre, emerso come il prezzo dello sbilanciamento applicato alle unità di consumo era determinato da Terna considerando anche i prezzi e le quantità relative all'utilizzo della riserva secondaria, la cui entità dipende, al limite, solo parzialmente dalla dimensione e dal segno dello sbilanciamento aggregato del sistema elettrico in una data zona.

Sulla base dei suddetti riscontri, l'Autorità con la deliberazione 342/2012/R/eel ha deciso di avviare un'istruttoria conoscitiva finalizzata all'accertamento di eventuali condotte speculative messe in atto da parte di uno o più utenti del dispacciamento in Sardegna volte a trarre vantaggio dalle modalità di determinazione dei prezzi di sbilanciamento. Con la medesima deliberazione l'Autorità è intervenuta con misure urgenti volte a prevenire simili condotte e a mitigarne gli effetti sugli oneri di sistema. In particolare, l'Autorità ha disposto l'esclusione delle quantità e dei relativi prezzi afferenti l'utilizzo della riserva secondaria, dal meccanismo di determinazione dei prezzi di sbilanciamento.

La presente relazione illustra gli esiti della suddetta istruttoria conoscitiva. La relazione è articolata in tre sezioni. Nella prima sezione si forniscono gli elementi utili a inquadrare la vicenda oggetto della presente istruttoria conoscitiva. Nella seconda sezione si illustra la condotta degli utenti del dispacciamento in prelievo in Sardegna nel corso del 2012. Nella terza sezione si fornisce una prima stima del danno economico che tali comportamenti hanno arrecato al sistema.

¹ I dati di misura sono disponibili con due mesi di ritardo rispetto al mese di consegna.

I. ELEMENTI DI CONTESTO

Nel corso dei primi mesi del 2012, in Sardegna si è registrata una sistematica differenza positiva fra l'energia programmata in prelievo in esito al mercato a pronti dell'energia (Mercato del Giorno Prima e Mercato Infragiornaliero) dall'insieme degli utenti del dispacciamento in prelievo (di seguito: UDD in prelievo)² e l'energia misurata in prelievo afferente ai medesimi utenti. Tale differenza ha rappresentato un sistematico sbilanciamento effettivo positivo dell'insieme degli UDD in prelievo localizzati in Sardegna.

Nella Tabella 1 sottostante sono riportati, con riferimento all'insieme degli UDD in prelievo localizzati in Sardegna:

- i volumi mensili di energia elettrica programmata in prelievo;
- i volumi mensili di energia elettrica effettivamente prelevata;
- i volumi mensili degli sbilanciamenti effettivi;
- il peso percentuale degli sbilanciamenti sui programmi;
- il peso percentuale degli sbilanciamenti sui prelievi.

Tabella 1 : Energia programmata in prelievo, energia prelevata e sbilanciamento effettivo dell'insieme degli UDD in prelievo localizzati nella zona Sardegna nei primi 11 mesi del 2012

| Mesi 2012 | Programma (MWh) | Prelievo (MWh) | Sbilanciamento (MWh) | % sul programma | % sul prelievo |
|-----------|-----------------|----------------|----------------------|-----------------|----------------|
| 1 | -1.301.732 | -953.016 | 348.716 | 27% | 37% |
| 2 | -1.269.452 | -932.308 | 337.144 | 27% | 36% |
| 3 | -1.318.115 | -906.346 | 411.769 | 31% | 45% |
| 4 | -1.070.032 | -848.266 | 221.766 | 21% | 26% |
| 5 | -1.067.651 | -883.137 | 184.514 | 17% | 21% |
| 6 | -1.246.738 | -907.066 | 339.672 | 27% | 37% |
| 7 | -1.100.825 | -996.556 | 104.270 | 9% | 10% |
| 8 | -1.098.082 | -1.050.980 | 47.101 | 4% | 4% |
| 9 | -903.774 | -851.879 | 51.894 | 6% | 6% |
| 10 | -779.962 | -724.513 | 55.449 | 7% | 8% |
| 11 | -766.991 | -692.212 | 74.779 | 10% | 11% |
| 12 | -830.358 | -766.300 | 64.058 | 8% | 8% |

Nota: % in valore assoluto

Nel mese di marzo, ad esempio, l'energia elettrica programmata in prelievo in esito al mercato a pronti dell'energia (Programma), pari a circa 1.300 GWh, solo per il 69% è stata effettivamente prelevata dai clienti finali, ossia si è tramutata in un "Prelievo" pari a circa 906 GWh, mentre per il rimanente 31% è stata rivenduta a Terna a sbilanciamento, ossia si è tramutata in uno "Sbilanciamento" (positivo) pari a circa 412 GWh. Lo Sbilanciamento ha quindi rappresentato il 45% del Prelievo (412 GWh su 906 GWh).

La Tabella 1 mostra, inoltre, un forte calo dello Sbilanciamento nel mese di luglio. In valore assoluto, lo Sbilanciamento passa da circa 340 GWh del mese di giugno a circa 104 GWh del mese di luglio. In termini percentuali la quota dello Sbilanciamento sul Prelievo passa dal 37% del mese di giugno al 10% del mese di luglio. Nei mesi successivi alla pubblicazione della deliberazione

² L'UDD è il soggetto che ha concluso con Terna un contratto per il servizio di dispacciamento. A ciascun punto di dispacciamento in immissione (unità di produzione) o prelievo (unità di consumo) è associato un UDD.

342/2012/R/eel lo Sbilanciamento si riduce ulteriormente attestandosi tra i 47 GWh (4% del Prelievo) del mese di agosto e i 74 GWh (11% del Prelievo) del mese di novembre.

Una così ampia differenza tra Programma e Prelievo risulta difficilmente ascrivibile agli inevitabili errori nella programmazione dei consumi. Al contrario, è altamente plausibile che gli UDD in prelievo abbiano scelto intenzionalmente di sbilanciare positivamente, ossia di sovradimensionare i propri acquisti sui mercati dell'energia per rivendere l'eccesso a sbilanciamento, in una logica di massimizzazione dei propri profitti.

1. L'INTERVENTO DELL'AUTORITÀ, DELIBERAZIONE 342/2012/R/EEL

Con la deliberazione 342/2012/R/eel l'Autorità è intervenuta con misure urgenti volte a limitare fortemente le condotte poste in essere dagli UDD in Sardegna. A tal fine, l'Autorità ha esaminato gli elementi di potenziale vulnerabilità della vigente disciplina degli sbilanciamenti effettivi rispetto a comportamenti opportunistici degli operatori e ha scelto di agire subito sul meccanismo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento, ritenendolo il più critico, e di rinviare a una proposta di Terna e a un apposito documento per la consultazione il perfezionamento del medesimo meccanismo e la definizione degli interventi più idonei sugli altri elementi.

Dal confronto con Terna e dalle analisi preliminari svolte dagli uffici dell'Autorità nel corso del mese di luglio è emerso che il meccanismo di calcolo del prezzo di sbilanciamento in vigore nel periodo precedente all'intervento dell'Autorità considerava anche i prezzi e le quantità relativi all'utilizzo della riserva secondaria.

Il meccanismo di calcolo utilizzato da Terna per determinare i prezzi di sbilanciamento era articolato come segue:

- nelle ore in cui il segno dello **sbilanciamento aggregato zonale³ risultava negativo**:
 - in assenza di movimentazioni a salire sul mercato di Bilanciamento (di seguito: MB), gli sbilanciamenti sono valorizzati al prezzo zonale di vendita su MGP della medesima macrozona;
 - altrimenti al valore massimo tra: il prezzo zonale di vendita su MGP e la media dei prezzi di **tutte** le offerte a salire accettate sul MB ponderata per le relative quantità, cioè sia quelle per Riserva Secondaria (RS) che quelle per Altri Servizi (NRS);
- nelle ore in cui il segno dello **sbilanciamento aggregato zonale risultava positivo**:
 - in assenza di movimentazioni a scendere su MB gli sbilanciamenti sono valorizzati al prezzo zonale di vendita su MGP della medesima macrozona;
 - altrimenti al valore minimo tra: il prezzo zonale di vendita su MGP e la media dei prezzi di **tutte** le offerte a scendere accettate su MB ponderata per le relative quantità, cioè sia quelle per Riserva Secondaria (RS) che quelle per Altri Servizi (NRS).

³ Il segno dello sbilanciamento aggregato zonale è dato dalla somma algebrica, cambiata di segno, delle quantità di energia elettrica approvvigionate da Terna ai fini del bilanciamento, nel mercato per il servizio di dispacciamento, con riferimento ad un periodo rilevante e ad una macrozona.

L'Autorità, con la deliberazione 342/2012/R/eel, ha disposto la revisione immediata del meccanismo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento sopra descritto, in modo da escludere le offerte accettate per il servizio di riserva secondaria. Le motivazioni alla base del suddetto intervento sono le seguenti:

- l'erogazione di riserva secondaria dipende al limite solo parzialmente dallo sbilanciamento aggregato orario della macrozona. Anche nell'ipotesi in cui lo sbilanciamento aggregato orario della macrozona sia nullo, è certo che non vi sia attivazione di riserva terziaria a fini di bilanciamento, ossia per compensare lo sbilanciamento aggregato orario, ma non è detto che non vi sia attivazione di riserva secondaria. L'attivazione di riserva primaria e secondaria ha, infatti, luogo automaticamente in controfase rispetto alle oscillazioni di frequenza ed è finalizzata a preservare il livello di frequenza obiettivo bilanciando istante per istante immissioni e prelievi anche all'interno dell'ora e nel raccordo fra ore successive. L'attivazione di tali riserve può quindi teoricamente avere luogo anche laddove gli sbilanciamenti positivi e negativi su base oraria si compensino perfettamente;
- la parte di energia elettrica acquistata in eccesso nei mercati dell'energia e non consumata in tempo reale non è assimilabile ad attivazioni di riserva secondaria in tempo reale e non dovrebbe essere valorizzata allo stesso prezzo. L'energia elettrica programmata in prelievo e non prelevata non è, infatti, sensibile alle oscillazioni di frequenza e si misura sull'ora⁴: gli sbilanciamenti di segno opposto al segno dello sbilanciamento aggregato zonale sono quindi assimilabili a energia di bilanciamento senza particolari requisiti dinamici.

Con la medesima deliberazione, l'Autorità ha contestualmente dato mandato a Terna per la predisposizione di una nuova proposta di regolazione degli sbilanciamenti effettivi sulla base dei seguenti criteri:

- il segno dello sbilanciamento debba essere determinato escludendo le quantità relative alle offerte accettate le cui dimensioni siano, eventualmente pro quota, indipendenti dallo sbilanciamento del sistema elettrico nella macrozona;
- i prezzi di sbilanciamento siano calcolati escludendo sia le quantità di cui al punto precedente sia le quantità di riserva secondaria;
- i corrispettivi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento siano ridefiniti in modo tale da evitare che le unità abilitate possano trarre profitto dalla mancata erogazione di riserva secondaria.

La deliberazione 342/2012/R/eel ha, di fatto, creato una discontinuità importante nella regolazione degli sbilanciamenti. Pertanto, la lettura dei dati riportati nel seguito della presente relazione deve tenere conto che:

- nei primi 6 mesi del 2012 i prezzi di sbilanciamento includevano il prezzo dell'utilizzo della riserva secondaria;

⁴ In ogni caso sul periodo rilevante.

- nel mese di luglio 2012, sebbene la deliberazione non fosse stata ancora pubblicata, i prezzi di sbilanciamento sono stati calcolati escludendo le movimentazioni relative all'utilizzo della riserva secondaria;⁵
- negli ultimi 5 mesi del 2012, la deliberazione dell'Autorità era già stata resa pubblica e i prezzi di sbilanciamento sono stati calcolati escludendo le movimentazioni relative all'utilizzo della riserva secondaria.

Come evidenziato in precedenza, la propensione degli UDD in prelievo localizzati in Sardegna a sbilanciare intenzionalmente potrebbe essere stata originata, almeno in parte, da un'applicazione non coerente del meccanismo di determinazione dei prezzi di sbilanciamento, oltre che dai citati elementi di vulnerabilità della vigente disciplina degli sbilanciamenti effettivi. Nei paragrafi seguenti si forniscono gli elementi utili a comprendere le ragioni per cui i prezzi di sbilanciamento applicati alle unità di consumo non riflettevano correttamente il valore dell'energia comprata o venduta a sbilanciamento (anche a ulteriore conferma della correttezza della misura introdotta con la deliberazione 342/2012/R/eel). Tali elementi riguardano in primo luogo la determinazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale convenzionale e la presenza di vincoli tecnici di esercizio in sicurezza del sistema elettrico sardo che ne hanno influenzato l'andamento e, in secondo luogo, le movimentazioni e i relativi prezzi utilizzati per calcolare il prezzo di sbilanciamento.

2. ANDAMENTO DELLO SBILANCIAMENTO AGGREGATO ZONALE IN SARDEGNA

La prima cosa che emerge dall'analisi dei dati riguarda la forte discordanza tra:

- il segno dello sbilanciamento aggregato zonale effettivo, pari alla somma algebrica degli sbilanciamenti registrati da tutte le unità⁶ localizzate in Sardegna; e
- il segno dello sbilanciamento aggregato zonale convenzionale⁷, pari alla somma algebrica, cambiata di segno, di tutte le movimentazioni effettuate nella fase di programmazione del MSD (MSD ex ante) e nella fase della gestione in tempo reale del MSD (Mercato di Bilanciamento o MB) in Sardegna.

La Tabella 2 mostra come, nel corso dei primi sette mesi del 2012, a fronte di una situazione in cui lo sbilanciamento aggregato zonale effettivo della Sardegna è pressoché sempre positivo (e.g. pari al 100% delle ore nel mese di gennaio) - ovvero a fronte di energia in eccesso acquistata nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica - il segno dello sbilanciamento aggregato zonale convenzionale è negativo in un numero considerevole di ore (e.g. pari al 73% delle ore nel mese di gennaio): il che significa che in un numero considerevole di ore le movimentazioni a salire ordinate

⁵ La modifica del meccanismo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento introdotta con la deliberazione 342/2012/R/eel è intervenuta retroattivamente con effetto sui prezzi di sbilanciamento non ancora pubblicati alla data di entrata in vigore del provvedimento.

⁶ Sia le unità di produzione che le unità di consumo.

⁷ Ossia lo sbilanciamento aggregato zonale calcolato secondo quanto previsto dalla deliberazione 111/06.

da Terna nel MSD (MSD ex ante + MB) sono state superiori⁸ rispetto alla movimentazioni a scendere.

Tabella 2: Segno dello sbilanciamento aggregato zonale effettivo e dello sbilanciamento aggregato zonale convenzionale (% di ore/mese)

| Mesi 2012 | Sbilanciamento aggregato zonale effettivo | | Sbilanciamento aggregato zonale convenzionale | |
|-----------|-------------------------------------------|-----|-----------------------------------------------|-----|
| | + | - | + | - |
| 1 | 100% | 0% | 27% | 73% |
| 2 | 100% | 0% | 16% | 84% |
| 3 | 100% | 0% | 31% | 69% |
| 4 | 99% | 1% | 77% | 23% |
| 5 | 97% | 3% | 53% | 47% |
| 6 | 98% | 2% | 38% | 62% |
| 7 | 88% | 12% | 60% | 40% |
| 8 | 55% | 45% | 64% | 36% |
| 9 | 81% | 19% | 72% | 28% |
| 10 | 62% | 38% | 59% | 41% |
| 11 | 69% | 31% | 32% | 68% |
| 12 | 59% | 41% | 53% | 47% |

Per comprendere le motivazioni alla base della sistematica discordanza tra il segno dello sbilanciamento aggregato zonale convenzionale e quello effettivo occorre, per prima cosa, analizzare le azioni che sono state messe in atto da Terna per riequilibrare la situazione di sbilanciamento in Sardegna.

L'analisi dei flussi di energia sull'interconnessione tra la Sardegna e il Continente mostra come Terna, in un numero elevato di ore, non abbia annullato o ridimensionato significativamente lo sbilanciamento aggregato zonale effettivo della Sardegna attraverso movimentazioni a scendere di unità di produzione localizzate sull'isola, ma abbia reindirizzato la produzione in eccesso dalla Sardegna al Continente. Contestualmente, Terna ha ordinato delle movimentazioni a salire in Sardegna che, almeno in parte, sarebbero state poste in essere a prescindere dallo sbilanciamento del sistema elettrico, come, ad esempio, le movimentazioni a salire dell'impianto di Ottana per l'approvvigionamento della semibanda di riserva secondaria (20 MW) o le movimentazioni a salire per l'utilizzo della predetta semibanda.

La Tabella 3 riporta, per ciascun mese del 2012, sia il flusso medio orario di energia – da o verso il Continente – programmato in esito a MGP che quello effettivamente misurato. I dati mostrano una situazione che varia secondo il mese in esame e che può essere riassunta come segue:

- nei primi sei mesi dell'anno e nel mese di settembre il flusso medio orario in esito a MGP è risultato positivo (in import dal Continente), mentre il flusso medio orario effettivo è risultato negativo (in export verso il Continente);
- nei mesi di luglio, ottobre e novembre, sebbene il flusso medio orario in esito a MGP e il flusso medio orario effettivo fossero entrambe negativi (in export verso il Continente), il flusso medio orario effettivo è risultato superiore al flusso medio orario in esito al MGP;
- nel solo mese di agosto il flusso in esito a MGP e quello effettivo sono risultati positivi e di entità analoga;

⁸ In termini di quantità movimentate.

- nel solo mese di dicembre il flusso in esito a MGP e quello effettivo sono risultati negativi e di entità analoga.

La sistematica discordanza tra il flusso in esito a MGP e quello effettivo registrata nella prima metà del 2012 è indice del fatto che il surplus di energia originato in Sardegna in tempo reale è stato verosimilmente riassorbito nel Continente. Se Terna avesse, infatti, annullato lo sbilanciamento aggregato zonale effettivo della Sardegna attraverso movimentazioni a scendere di unità di produzione localizzate sull'isola, il flusso medio orario effettivo avrebbe avuto lo stesso segno e, a parità di altri fattori, entità analoga al flusso medio orario in esito a MGP.

Tabella 3: Flusso medio orario sull'interconnessione tra Continente e Sardegna

| Mesi 2012 | in esito a MGP (MWh) | effettivo (MWh) |
|-----------|-------------------------|--------------------|
| 1 | 324 | -168 |
| 2 | 407 | -159 |
| 3 | 494 | -119 |
| 4 | 158 | -191 |
| 5 | 91 | -175 |
| 6 | 303 | -196 |
| 7 | -47 | -142 |
| 8 | 107 | 109 |
| 9 | 51 | -23 |
| 10 | -160 | -192 |
| 11 | -404 | -466 |
| 12 | -509 | -511 |

La ragione che sta alla base di questi trasferimenti di energia dalla Sardegna al Continente può essere riconducibile a considerazioni sia di carattere economico che di carattere tecnico. Terna è, infatti, tenuta a garantire il bilanciamento in tempo reale tra immissioni e prelievi al minor costo, nel rispetto dei vincoli tecnici di esercizio in sicurezza del sistema elettrico.

Ipotizzando l'assenza di vincoli tecnici che incidono significativamente sull'esercizio in sicurezza del sistema elettrico sardo, Terna, al fine di garantire il bilanciamento in tempo reale del sistema, avrebbe potuto, laddove ciò fosse stato conveniente sotto il profilo economico:

1. riequilibrare il surplus di energia originato dalla Sardegna tramite movimentazioni a scendere di unità abilitate localizzate nel resto d'Italia, invece che tramite movimentazioni a scendere di unità abilitate localizzate in Sardegna;
2. utilizzare il surplus di energia originato dalla Sardegna per soccorre il resto d'Italia laddove quest'ultimo si fosse trovato in una situazione di deficit di energia.

Se si confrontano i prezzi delle offerte presentate a scendere per Altri Servizi sul MSD in Sardegna e sul Continente, l'ipotesi di assenza di vincoli tecnici che rendono fortemente critico l'esercizio in condizioni di sicurezza del sistema elettrico della Sardegna appare, tuttavia, poco plausibile.

I prezzi riportati nella Tabella 4 mostrano, infatti, un differenziale positivo tra il prezzo medio ponderato delle offerte presentate a scendere per Altri Servizi in Sardegna e nel Continente.⁹ Ciò

⁹ La differenza positiva tra il prezzo medio ponderato delle offerte presentate a scendere per Altri Servizi in Sardegna e nel Continente è riconducibile agli obblighi derivanti dalla disciplina degli impianti essenziali in capo alle unità di

implica che nelle ore in cui sia la Sardegna che il Continente si fossero trovati in una situazione di surplus, sarebbe stato economicamente conveniente per Terna riequilibrare lo sbilanciamento positivo attraverso movimentazioni a scendere di unità abilitate localizzate in Sardegna, piuttosto che attraverso movimentazioni a scendere di unità abilitate localizzate in altre macrozone. Il pressoché sistematico riequilibrio o utilizzo del surplus sardo nel Continente è, quindi, indice del fatto che le unità abilitate localizzate in Sardegna, in numerose circostanze, non potevano essere chiamate a scendere da Terna indipendentemente dal prezzo offerto. Ciò è peraltro coerente con l’osservazione di un flusso medio orario effettivo sistematicamente in export verso il Continente. Quest’ultimo fenomeno rappresenta, pertanto, un indizio che la generazione sarda non comprimibile su MSD - ossia la generazione da fonti rinnovabili non programmabili, la generazione incentivata (CIP6 etc.) e la generazione essenziale alla sicurezza del sistema elettrico – era mediamente superiore al carico sardo.

Tabella 4: Media ponderata dei prezzi delle offerte presentate in acquisto su MB per Altri Servizi nella Macrozona di Bilanciamento Sardegna e nelle Macrozone di Bilanciamento in cui è suddiviso il Continente

| Mesi 2012 | Sardegna (€/MWh) | Nord (€/MWh) | Sud (€/MWh) |
|-----------|---------------------|-----------------|----------------|
| 1 | 37 | 19 | 8 |
| 2 | 37 | 19 | 8 |
| 3 | 35 | 16 | 7 |
| 4 | 32 | 15 | 5 |
| 5 | 35 | 13 | 5 |
| 6 | 35 | 13 | 4 |
| 7 | 27 | 15 | 5 |
| 8 | 28 | 16 | 5 |
| 9 | 40 | 15 | 5 |
| 10 | 32 | 14 | 5 |
| 11 | 32 | 13 | 5 |
| 12 | 24 | 14 | 6 |

3. ANALISI PRELIMINARE DEI VINCOLI TECNICI DI ESERCIZIO DEL SISTEMA ELETTRICO SARDO

La natura e l’entità dei vincoli tecnici che caratterizzano il sistema elettrico sardo e le verosimili ripercussioni che tali vincoli potrebbero avere sia sull’esercizio in condizioni di sicurezza del medesimo che sul corretto svolgimento del mercato elettrico a pronti (MGP, MI e MSD), saranno oggetto di specifico approfondimento nell’ambito dell’istruttoria conoscitiva avviata dall’Autorità con la deliberazione 401/2012/R/eel.¹⁰

Per completezza, ai fini della presente relazione, si ritiene, comunque, opportuno fornire:

- una breve descrizione delle dinamiche che condizionano la gestione in sicurezza del sistema elettrico sardo;

produzione Sulcis 2 e Sulcis 3. Le predette unità sono tenute a presentare offerte in acquisto e in vendita nel MSD pari al Costo Variabile Riconosciuto (CVR) calcolato da Terna pari a circa 60 €/MWh.

¹⁰ Con tale deliberazione l’Autorità ha infatti avviato una più ampia istruttoria conoscitiva volta a individuare le cause tecniche alla base delle criticità che caratterizzano il sistema elettrico sardo e le ripercussioni che tali vincoli tecnici hanno sia sull’esercizio in condizioni di sicurezza del sistema elettrico isolano, sia sul corretto svolgimento dei mercati dell’energia.

- una stima preliminare degli effetti di tali dinamiche sull'utilizzo dell'interconnessione tra la Sardegna e il Continente.

Principali criticità del sistema elettrico sardo

I principali fattori che rendono fortemente critico l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico sardo possono essere riassunti come segue:

- l'incremento esponenziale della produzione da fonti rinnovabili non programmabili per effetto delle politiche di incentivazione e la riduzione del consumo dovuta alla crisi economica hanno ridotto fortemente il carico residuo da soddisfare tramite generazione da impianti programmabili direttamente connessi alla RTN;
- a fronte della riduzione del carico residuo di cui al punto precedente, la quota della potenza connessa alla RTN definita essenziale ai fini della sicurezza del sistema è particolarmente elevata:
 - l'impianto di Fiumesanto è essenziale ai fini del mantenimento della potenza di cortocircuito in tutte le ore dell'anno. L'impianto si compone di due unità termoelettriche tradizionali a carbone denominate Fiumesanto 3 e 4 (potenza massima nominale di circa 260 MW ciascuna) e due unità termoelettriche tradizionali a olio combustibile STZ denominate Fiumesanto 1 e 2 (potenza massima nominale di circa 150 MW ciascuna). La quota di potenza essenziale dipende dalla disponibilità delle citate unità di produzione; l'effetto utile può, infatti, essere conseguito in due modi alternativi: esercendo le due unità termoelettriche tradizionali a carbone di Fiumesanto 3 e 4 ad una potenza pari almeno al minimo tecnico, ossia 204 MW ciascuna, per un totale di 408 MW; oppure esercendo una sola delle predette unità ad una potenza pari al minimo tecnico, ossia 204 MW, ed entrambe le unità termoelettriche tradizionali a olio combustibile STZ di Fiumesanto 1 e 2 ad una potenza pari al minimo tecnico, ossia 36 MW ciascuna, per un totale di 276 MW;
 - l'impianto di Sulcis è essenziale per il supporto di tensione in tutte le ore dell'anno. L'impianto si compone di due unità termoelettriche tradizionali a carbone denominate Sulcis 2 e 3 (potenza massima nominale pari rispettivamente a 250 MW e 180 MW). La quota di potenza essenziale dipende dalla disponibilità delle singole unità di produzione che compongono l'impianto di Sulcis; l'effetto utile sembrerebbe conseguibile in due modi alternativi: ossia esercendo una delle due unità ad una potenza pari al minimo tecnico (ossia 170 MW per Sulcis 2 e 121 MW per Sulcis 3). L'osservazione della potenza dell'impianto di Sulcis dichiarata essenziale per le diverse ore del 2012 evidenzia comunque che Terna ha sovente ritenuto essenziale l'impianto di Sulcis per una potenza assai superiore al minimo tecnico di una sola delle due unità di produzione (291 MW, pari alla somma dei minimi tecnici).
 - l'impianto di Ottana, sebbene non fosse ancora stato definito essenziale nel 2012, di fatto era selezionato da Terna in modo pressoché sistematico per soddisfare il fabbisogno di riserva secondaria sull'isola: quasi sistematicamente era movimentato

a salire di 20 MW per Altri Servizi ai fini della costituzione di una semibanda di riserva secondaria. Dal primo gennaio 2013, secondo quanto segnalato da Terna nel corso del 2012, l'impianto di Ottana è stato dichiarato essenziale ai fini del soddisfacimento del fabbisogno di riserva secondaria per una semibanda di potenza di 20 MW;

- o l'unico impianto di produzione e pompaggio localizzato in Sardegna è quello di Taloro (potenza minima nominale pari a -240 e potenza massima nominale pari a +240 MW). L'impianto di Taloro è stato dichiarato essenziale ai fini del soddisfacimento del fabbisogno di riserva pronta per una semibanda di potenza di circa 50 MW.
- ai primi due punti va aggiunto che il parco impianti termoelettrico sardo è composto prevalentemente da impianti termoelettrici tradizionali poco flessibili e caratterizzati da vincoli dinamici particolarmente stringenti. Tali vincoli dinamici implicano tempi e costi di avviamento superiori rispetto alla media del parco elettrico italiano, composto prevalentemente da impianti termoelettrici a ciclo combinato.

Impatto dei vincoli di gestione in sicurezza del sistema elettrico sardo sull'utilizzo dell'interconnessione tra Sardegna e Continente

I fattori illustrati nel paragrafo precedente hanno un forte impatto sulla gestione dell'interconnessione tra la Sardegna e il Continente. In un numero elevato di ore, infatti, la potenza definita da Terna come essenziale ai fini della sicurezza del sistema¹¹ (di seguito: potenza essenziale) risulta superiore alla differenza tra i prelievi complessivi e le immissioni dell'insieme delle unità non abilitate (di seguito: consumo residuo). Nelle suddette ore l'interconnessione tra la Sardegna e il Continente non può che essere utilizzata in esportazione verso il Continente.

La Tabella 5 riporta, per ciascun mese del 2012, la percentuale di ore in cui la potenza essenziale è risultata superiore al consumo residuo. Nel mese di gennaio, ad esempio, nel 49% delle ore la potenza essenziale è stata superiore al consumo residuo. In tali ore Terna, anche in assenza di un surplus di energia dovuto allo sbilanciamento locale, avrebbe dovuto trasferire energia dalla Sardegna al Continente al fine di non pregiudicare la sicurezza del sistema elettrico sardo. A maggior ragione, Terna non avrebbe potuto riequilibrare la situazione di sbilanciamento locale tramite movimentazioni a scendere di unità abilitate in Sardegna, anche se ciò fosse stato vantaggioso dal punto di vista economico. Nel mese di agosto, la percentuale di ore in cui la potenza essenziale è stata superiore al consumo residuo si riduce in modo significativo per effetto dell'incremento dei prelievi dei clienti finali.

¹¹ Potenza essenziale in esito a MGP richiesta da Terna per le unità termoelettriche di Fiumesanto e Sulcis e ipotesi di ulteriori 20 MW di potenza fornita dall'impianto di Ottana per soddisfare il fabbisogno di riserva secondaria sull'isola. L'impianto di Ottana è stato infatti selezionato da Terna in modo pressoché sistematico per soddisfare il fabbisogno di riserva secondaria sull'isola. Dal primo gennaio 2013, l'impianto di Ottana è stato dichiarato essenziale ai fini del soddisfacimento del fabbisogno di riserva secondaria per una semibanda di potenza di 20 MW.

Tabella 5: % ore in cui la potenza essenziale ha superato il consumo residuo

| Mesi 2012 | % ore in cui: potenza essenziale > consumo residuo |
|-----------|-------------------------------------------------------|
| 1 | 49% |
| 2 | 29% |
| 3 | 39% |
| 4 | 60% |
| 5 | 55% |
| 6 | 40% |
| 7 | 31% |
| 8 | 6% |
| 9 | 37% |
| 10 | 57% |
| 11 | 92% |
| 12 | 91% |

È plausibile che il dato concernente la potenza essenziale sottostimi l'entità del vincolo che incide sull'utilizzo dell'interconnessione tra Sardegna e Continente. Considerando, infatti, la necessità da parte di Terna di approvvigionare localmente una quota del fabbisogno di riserva terziaria a scendere e l'impossibilità di spegnere gli impianti essenziali di Fiumesanto, Sulcis e Ottana, è plausibile che le ore in cui l'interconnessione con il Continente non possa che essere utilizzata in esportazione aumentino. Tale quota di fabbisogno, infatti, si tramuta in potenza essenziale esclusivamente per le parti che, eventualmente, non possano che essere soddisfatte da singoli operatori (pivotalità).

Nell'ambito della presente istruttoria conoscitiva, l'Autorità, con la nota 4 marzo 2013, ha richiesto a Terna di qualificare e quantificare la presenza di eventuali vincoli di esercizio in sicurezza del sistema elettrico sardo, con particolare riferimento alla produzione delle unità abilitate necessaria al rispetto dei medesimi vincoli. Con la comunicazione 15 marzo 2013, Terna non ha evidenziato la presenza di vincoli di esercizio del sistema elettrico sardo ulteriori rispetto a quelli già noti all'Autorità. In merito all'impatto di tali vincoli sull'utilizzo dell'interconnessione tra Sardegna e Continente, sebbene le conclusioni delle analisi recentemente condotte da Terna, come sintetizzate nella citata comunicazione, si prestino a una lettura divergente degli esiti dell'analisi di cui alla Tabella 5, nella sostanza li confermano:

“Considerati tali vincoli, nel grafico 2 (Allegato 1) sono riportati per l'anno 2012 la media giornaliera dei prelievi (compreso il prelievo sulle UCV localizzate nelle zone Corsica e Corsica AC e i prelievi di Taloro), della richiesta di essenzialità in esito a MGP fatta da Terna per le unità essenziali di Fiumesanto e Sulcis, della quantità accettata in vendita sul MSD in base al contratto per Taloro (tenendo conto dell'esito MI) e dell'energia immessa dalle UP non abilitate. Dal grafico emerge che in media la somma della produzione essenziale delle UP abilitate non è prevalentemente superiore al consumo locale. In particolare, tale somma è nel 48% delle ore superiore al consumo locale. Si tenga conto che tale percentuale si riduce se si escludono gli ultimi mesi dell'anno interessati dallo spegnimento dello stabilimento Alcoa.”

4. PREZZI DI SBILANCIAMENTO APPLICATI ALLE UNITÀ NON ABILITATE IN SARDEGNA

Come anticipato nei paragrafi precedenti, il meccanismo di calcolo del prezzo di sbilanciamento in vigore fino al mese di giugno 2012 non prevedeva l'esclusione di tutte quelle azioni attivate localmente da Terna che non dipendevano, almeno in parte, dallo sbilanciamento della macrozona, ivi incluse le movimentazioni per l'utilizzo di riserva secondaria.

La Tabella 6 riporta, per ciascun mese del 2012, il numero di ore in cui si è verificata una inversione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale convenzionale e, in particolare, le ore in cui lo **sbilanciamento aggregato zonale effettivo era positivo** e lo **sbilanciamento aggregato zonale convenzionale era negativo**. Tale inversione risulta essere più frequente nei primi tre mesi dell'anno (70% o più delle ore), nei mesi di maggio e giugno (rispettivamente 45% e 60% delle ore) e nel mese di novembre (47% delle ore).

Tabella 6: Ore in cui lo sbilanciamento aggregato zonale convenzionale effettivo era positivo mentre il segno dello sbilanciamento aggregato zonale convenzionale era negativo

| Mesi 2012 | n. ore | % ore | Tot ore |
|-----------|--------|-------|---------|
| 1 | 544 | 73% | 744 |
| 2 | 584 | 84% | 696 |
| 3 | 516 | 69% | 743 |
| 4 | 163 | 23% | 720 |
| 5 | 332 | 45% | 744 |
| 6 | 429 | 60% | 720 |
| 7 | 244 | 33% | 744 |
| 8 | 107 | 14% | 744 |
| 9 | 154 | 21% | 720 |
| 10 | 166 | 22% | 745 |
| 11 | 340 | 47% | 720 |
| 12 | 179 | 24% | 744 |

La Tabella 7 aiuta, invece, a comprendere il processo che ha portato alla formazione del prezzo di sbilanciamento in Sardegna, nelle ore in cui si è verificata l'inversione del segno dello sbilanciamento zonale di cui alla tabella precedente.

I dati mostrano una situazione che varia a seconda dei mesi e che si può riassumere come segue:

- nei primi tre mesi dell'anno nonché nei mesi di luglio e novembre, in un numero elevato di ore (e.g. 250 su 544 nel mese di gennaio) il prezzo di sbilanciamento è stato pari al prezzo MGP, ovvero non sono state movimentate risorse a salire su MB, oppure il prezzo MGP era superiore al prezzo medio ponderato delle offerte di vendita accettate su MB;
- il numero di ore in cui il prezzo di sbilanciamento è stato pari alla media ponderata delle sole attivazioni di Riserva Secondaria (RS) su MB è stato particolarmente elevato nei primi tre mesi dell'anno e nel mese di giugno (e.g. 165 su 544 nel mese di gennaio). Per effetto della deliberazione 342/2012/R/eel il numero di ore scende a zero dal mese di luglio;
- dal mese di aprile in poi, la percentuale di ore in cui nel calcolo del prezzo di sbilanciamento sono state considerate solo movimentazioni per Altri Servizi (NRS) o movimentazioni sia per NRS che per RS risulta particolarmente elevato (e.g. 231 ore su 332

nel mese di maggio). Dal mese di luglio le movimentazioni di RS non sono più incluse nel calcolo del prezzo di sbilanciamento. Nel mese di novembre, ad esempio, in 160 ore su 340 il prezzo di sbilanciamento è stato calcolato come media ponderata delle sole offerte di vendita accettate su MB per Altri Servizi (NRS).

Tabella 7: Prezzo utilizzato per determinare il prezzo di sbilanciamento nelle ore in cui il segno dello sbilanciamento aggregato zonale effettivo era positivo mentre il segno dello sbilanciamento aggregato zonale convenzionale era negativo.

| Mesi 2012 | Prezzo utilizzato per determinare il prezzo di sbilanciamento | | | | | | Tot. ore |
|-----------|---------------------------------------------------------------|-------|---------|-------|-------------------|-------|----------|
| | MGP | | solo RS | | solo NRS o NRS+RS | | |
| | n. ore | % ore | n. ore | % ore | n. ore | % ore | |
| 1 | 250 | 46% | 165 | 30% | 129 | 24% | 544 |
| 2 | 277 | 47% | 171 | 29% | 136 | 23% | 584 |
| 3 | 190 | 37% | 221 | 43% | 105 | 20% | 516 |
| 4 | 25 | 15% | 28 | 17% | 110 | 67% | 163 |
| 5 | 47 | 14% | 54 | 16% | 231 | 70% | 332 |
| 6 | 47 | 11% | 140 | 33% | 242 | 56% | 429 |
| 7 | 118 | 48% | 0 | 0% | 126 | 52% | 244 |
| 8 | 58 | 54% | 0 | 0% | 49 | 46% | 107 |
| 9 | 14 | 9% | 0 | 0% | 140 | 91% | 154 |
| 10 | 49 | 30% | 0 | 0% | 117 | 70% | 166 |
| 11 | 180 | 53% | 0 | 0% | 160 | 47% | 340 |
| 12 | 76 | 42% | 0 | 0% | 103 | 58% | 179 |

Questi dati indicano che, in un numero significativo di ore, si sarebbe registrato un prezzo di sbilanciamento pari a quello medio ponderato di MB a salire anche qualora le movimentazioni di riserva secondaria fossero state escluse dal calcolo del prezzo di sbilanciamento, essendovi state comunque movimentazioni a salire per Altri Servizi (NRS) su MB. Queste movimentazioni possono essere ricondotte a due cause principali:

- movimentazioni che sarebbero state poste in essere a prescindere dallo sbilanciamento della macrozona (e.g. quantità accettate per risoluzioni di vincoli a rete integra). Al riguardo si ritiene opportuno evidenziare come la disciplina degli impianti essenziali e, in particolare, il regime di remunerazione a cui sono state assoggettate le unità dichiarate essenziali per la sicurezza del sistema, può influire sulla coerenza con cui sono determinati i prezzi di sbilanciamento:
 - per quanto concerne le unità che hanno optato per il regime ordinario (con o senza reintegrazione dei costi), l’obbligo di offerta a prezzo nullo su MGP dell’intera potenza essenziale ne esclude automaticamente l’inclusione nel calcolo del segno e del prezzo di sbilanciamento;
 - per quanto concerne le unità essenziali che hanno optato per il regime “alternativo” non è invece previsto alcun obbligo di offerta della potenza essenziale su MGP. Ciò implica la possibilità che Terna si trovi a dover selezionare la potenza essenziale relativa alle predette unità nel MSD. Il meccanismo di calcolo del segno e del prezzo di sbilanciamento attualmente in vigore non prevede, tuttavia, l’esclusione delle

movimentazioni di potenza essenziale effettuate per la risoluzione di vincoli locali che prescindono dallo sbilanciamento complessivo della macrozona.¹²

- movimentazioni poste in essere da Terna per soccorrere una situazione di sbilanciamento negativo di altre macrozone.

A titolo esemplificativo, la Tabella 8 mostra come nello stesso sottoinsieme di ore di cui alla Tabella 7 - ovvero nelle ore in cui lo sbilanciamento aggregato zonale effettivo era positivo e lo sbilanciamento aggregato zonale convenzionale era negativo - l'impianto di produzione e pompaggio di Taloro sia stato frequentemente movimentato a salire per Altri Servizi su MB. L'analisi delle offerte accettate su MB, in assenza di ulteriori informazioni, non consente di ricostruire quali fossero le cause di tali movimentazioni a salire ordinate da Terna in ore caratterizzate da un surplus di energia sul sistema elettrico sardo.

Tabella 8: Movimentazioni a salire per NRS su MB dell'impianto di Taloro nelle ore in cui lo sbilanciamento aggregato zonale effettivo era positivo mentre il segno dello sbilanciamento aggregato zonale convenzionale era negativo.

| Mesi 2012 | Impianto di Taloro NRS a Salire | | Prezzo di sbilanciamento solo NRS o NRS+RS | | Tot. ore Segno sbil invertito n. ore |
|-----------|------------------------------------|-------|-----------------------------------------------|-------|--------------------------------------------|
| | n. ore | % ore | n. ore | % ore | |
| 1 | 82 | 15% | 129 | 24% | 544 |
| 2 | 50 | 9% | 136 | 23% | 584 |
| 3 | 50 | 10% | 105 | 20% | 516 |
| 4 | 95 | 58% | 110 | 67% | 163 |
| 5 | 168 | 51% | 231 | 70% | 332 |
| 6 | 125 | 29% | 242 | 56% | 429 |
| 7 | 159 | 65% | 126 | 52% | 244 |
| 8 | 53 | 50% | 49 | 46% | 107 |
| 9 | 120 | 78% | 140 | 91% | 154 |
| 10 | 83 | 50% | 117 | 70% | 166 |
| 11 | 93 | 27% | 160 | 47% | 340 |
| 12 | 90 | 50% | 103 | 58% | 179 |

Nota: nei mesi di luglio e agosto il numero di ore in cui l'impianto di Taloro è stato movimentato a salire su MB sono superiori al numero di ore in cui il prezzo di sbilanciamento è risultato pari al prezzo medio ponderato delle offerte accettate su MB per NRS poiché in talune ore il prezzo MGP è risultato superiore al prezzo medio ponderato delle offerte accettate su MB.

Le tabelle seguenti sono utili a misurare l'impatto dell'inserimento della riserva secondaria nel meccanismo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento.

La Tabella 9 mostra, per le ore in cui il segno dello sbilanciamento aggregato zonale convenzionale è risultato negativo, il valore medio orario in ciascuno dei primi 12 mesi del 2012 del prezzo di sbilanciamento, del prezzo zonale MGP e del prezzo medio ponderato delle offerte accettate per il servizio di riserva secondaria (o RS) a salire. Il peso di quest'ultimo sul prezzo di sbilanciamento è stato significativo in tutti i primi sei mesi del 2012. Dal mese di luglio in poi, per effetto della deliberazione 342/2012/R/eel, la riserva secondaria è stata esclusa dal calcolo del prezzo di sbilanciamento e, pertanto, il peso di quest'ultima è sempre pari a zero.

¹² Dal primo gennaio 2013 l'impianto di Fiumesanto, essenziale ai fini del mantenimento della potenza di cortocircuito in tutte le ore dell'anno, è passato dal regime ordinario al regime alternativo. Questo cambiamento può avere delle ripercussioni sull'efficiente determinazione dei prezzi di sbilanciamento.

Tabella 9: Impatto della Riserva secondaria a salire sul prezzo di sbilanciamento nelle ore in cui il segno dello sbilanciamento aggregato zonale convenzionale era negativo.

| Mesi 2012 | Ore in cui il segno dello sbilanciamento aggregato zonale convenzionale è negativo | | | |
|-----------|------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|-----------------------------|---------------------|
| | Prezzo Sbilanciamento €/MWh | Prezzo MGP €/MWh | Prezzo RS a salire €/MWh | Peso di RS a salire |
| 1 | 169 | 86 | 201 | 37% |
| 2 | 176 | 94 | 237 | 36% |
| 3 | 198 | 92 | 268 | 48% |
| 4 | 179 | 77 | 254 | 23% |
| 5 | 167 | 70 | 200 | 22% |
| 6 | 237 | 89 | 315 | 47% |
| 7 | 162 | 120 | - | 0% |
| 8 | 146 | 107 | - | 0% |
| 9 | 159 | 80 | - | 0% |
| 10 | 127 | 66 | - | 0% |
| 11 | 97 | 63 | - | 0% |
| 12 | 116 | 68 | - | 0% |

La Tabella 10 mostra, per le ore in cui il segno dello sbilanciamento aggregato zonale convenzionale è risultato positivo, il valore medio orario in ciascuno dei primi 12 mesi del 2012 del prezzo di sbilanciamento, del prezzo zonale MGP e del prezzo medio ponderato delle offerte accettate per il servizio di riserva secondaria (o RS) a scendere. Il peso di quest'ultimo sul prezzo di sbilanciamento è stato poco significativo nel corso dei primi sei mesi del 2012. Dal mese di luglio in poi, per effetto della deliberazione 342/2012/R/eel, la riserva secondaria è esclusa dal calcolo del prezzo di sbilanciamento e, pertanto, il peso di quest'ultima è sempre pari a zero.

Tabella 10: Impatto della Riserva secondaria a scendere sul prezzo di sbilanciamento nelle ore in cui il segno dello sbilanciamento aggregato zonale convenzionale era positivo

| Mesi 2012 | Ore in cui il segno dello sbilanciamento aggregato zonale convenzionale è positivo | | | |
|-----------|------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|-------------------------------|---------------------|
| | Prezzo Sbilanciamento €/MWh | Prezzo MGP €/MWh | Prezzo RS a scendere €/MWh | Peso di RS a salire |
| 1 | 53 | 69 | 0 | 4% |
| 2 | 53 | 84 | 0 | 5% |
| 3 | 49 | 90 | 10 | 11% |
| 4 | 58 | 73 | 0 | 1% |
| 5 | 52 | 69 | 0 | 0% |
| 6 | 57 | 122 | 0 | 3% |
| 7 | 47 | 101 | - | 0% |
| 8 | 57 | 99 | - | 0% |
| 9 | 61 | 73 | - | 0% |
| 10 | 45 | 62 | - | 0% |
| 11 | 37 | 54 | - | 0% |
| 12 | 40 | 54 | - | 0% |

II. LA CONDOTTA DEGLI UDD IN PRELIEVO IN SARDEGNA

L'inclusione nel meccanismo di formazione del prezzo di sbilanciamento di quantità movimentate che non dipendono dal segno dello sbilanciamento zonale, ivi incluse le offerte accettate per l'utilizzo della riserva secondaria, ha determinato la possibilità per gli UDD di mettere in atto, in modo sistematico, condotte finalizzate a sfruttare a proprio vantaggio i differenziali di prezzo tra le diverse fasi del mercato¹³. Molti UDD in prelievo localizzati in Sardegna hanno sistematicamente acquistato nel MGP energia elettrica largamente eccedente¹⁴ quella necessaria a coprire il prelievo della rispettiva unità di consumo per rivendere questa eccedenza a sbilanciamento a un prezzo di vendita che risultava in molte ore superiore al prezzo di acquisto. Il differenziale positivo tra il prezzo di vendita (prezzo di sbilanciamento) e il prezzo di acquisto (prezzo zonale MGP) della predetta eccedenza di energia traeva infatti origine da un prezzo di sbilanciamento che, per come era calcolato, non rifletteva il corretto valore dell'energia elettrica comprata o venduta a sbilanciamento.

L'Autorità, nella delibera 342/2012/R/eel, ha chiarito che:

*“L'attività di programmazione dei prelievi a livelli strutturalmente e sensibilmente differenti da quelli **ragionevolmente prevedibili** costituisce un uso parassitario e indebito del servizio di dispacciamento, contrario: (i) ai criteri di correttezza e diligenza specifica richiesta nell'adempimento degli obblighi in tema di programmazione; (ii) alle stesse finalità dell'istituto dei corrispettivi di sbilanciamento; (iii) alle fondamentali esigenze di sicurezza sottese al servizio di dispacciamento.”* Ciò in quanto il servizio di dispacciamento è essenzialmente finalizzato a consentire la contestuale esecuzione fisica dei contratti di compravendita (conclusi nella c.d. borsa elettrica o fuori di essa) in condizioni di sicurezza del sistema elettrico nazionale, ciò che avviene, da un lato, mediante la formulazione da parte degli utenti del servizio di programmi vincolanti in delle immissioni/prelievi che si impegnano a eseguire in ciascuna ora, dall'altro lato, mediante interventi di Terna che pone materiale rimedio alle situazioni di sbilanciamento conseguenti al mancato rispetto dei programmi, approvvigionandosi delle necessarie risorse con modalità basate su criteri di mercato.

Per determinare una soglia dello sbilanciamento al di sopra della quale l'attività di programmazione degli UDD in prelievo non possa definirsi conforme ai criteri e alle finalità summenzionate, occorre individuare un limite entro il quale gli sbilanciamenti effettivi possano essere riconducibili solo ad inevitabili errori di previsione. A tal fine, è possibile confrontare l'attività di programmazione degli UDD localizzati in Sardegna con i tre *benchmark* seguenti:

- la percentuale fisiologica di errore nella previsione delle immissioni di energia elettrica da impianti eolici. Terna definisce tale percentuale pari al 20% circa delle immissioni;^{15 16}

¹³ Considerando la vendita o l'acquisto di energia a sbilanciamento come uno dei mercati in cui si articola il mercato elettrico.

¹⁴ Tenendo conto anche degli acquisti di energia a termine registrati su PCE.

¹⁵ Piano di Sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale 2012. Vedi pag. 71: “Attualmente la previsione eolica con anticipo di 24 ore può essere effettuata, anche in accordo ai migliori benchmark internazionali, con un errore

- la percentuale fisiologica di errore nella previsione delle immissioni di energia elettrica da impianti fotovoltaici. Terna definisce tale percentuale pari al 10% circa delle immissioni;
- il valor medio percentuale dello sbilanciamento effettivo sui prelievi per gli UDD localizzati nelle zone del Continente. La zona con il valore percentuale più elevato, circa il 4%, è la zona Nord.

A partire dai suddetti valori è possibile suddividere gli UDD in prelievo localizzati in Sardegna in quattro *clusters*:

- il *cluster 1* comprende gli UDD in prelievo localizzati in Sardegna i cui sbilanciamenti non superano il 4% dei prelievi. Sbilanciamenti di tale entità sono da considerarsi nella norma;
- il *cluster 2* comprende gli UDD in prelievo localizzati in Sardegna i cui sbilanciamenti si attestano tra il 5% e il 10% dei prelievi. Sebbene non lo si possa escludere a priori, sbilanciamenti di tale entità sono tali per cui appare remota l'eventualità che vi sia stata volontarietà nei comportamenti degli operatori;
- il *cluster 3* comprende gli UDD in prelievo localizzati in Sardegna i cui sbilanciamenti si attestano tra l'11% e il 20% dei prelievi. Sbilanciamenti di tale entità andrebbero esaminati nel dettaglio, caso per caso, in quanto non si può escludere che questi dipendano almeno in parte da comportamenti intenzionali;
- il *cluster 4* comprende gli UDD in prelievo localizzati in Sardegna i cui sbilanciamenti superano il 20% dei prelievi. Sbilanciamenti di tale entità sono da considerarsi anomali, in quanto verosimilmente non riconducibili solamente ad inevitabili errori di previsione.

A ciò va aggiunto che, in una situazione di mercato come quella dei primi mesi del 2012 in Sardegna - ovvero in presenza di sbilanciamenti effettivi sistematicamente positivi e di una pressoché sistematica inversione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale convenzionale (vedi Sezione 1) - si può escludere che gli UDD che hanno fatto registrare uno sbilanciamento medio negativo abbiano posto in essere condotte volte a trarre vantaggio dal differenziale fra il prezzo zonale MGP e il prezzo di sbilanciamento.

1. GLI SBILANCIAMENTI DEGLI UDD IN PRELIEVO IN SARDEGNA NEI MESI PRECEDENTI ALL'INTERVENTO DELL'AUTORITÀ

La Tabella 11 riporta gli UDD in prelievo localizzati in Sardegna che hanno fatto registrare uno sbilanciamento superiore al 20% dei prelievi nei mesi che precedono la pubblicazione della deliberazione 342/2012/R/eel (gennaio - luglio 2012). Per ogni UDD in prelievo è riportato il programma, il prelievo e lo sbilanciamento medio orario. Fra gli UDD in prelievo elencati nella Tabella 11, vi è un sottoinsieme che si può escludere abbia posto in essere condotte volte a trarre vantaggio dall'andamento del differenziale fra il prezzo MGP e il prezzo di sbilanciamento in

medio dell'ordine del 20% dell'immesso mentre per quanto riguarda la produzione fotovoltaica è ragionevolmente raggiungibile un errore medio dell'ordine del 10%.”

¹⁶ Le soglie di sbilanciamento sono state definite in ottica conservativa, tenendo conto dell'errore medio nella previsione delle unità di produzione da fonte rinnovabile non programmabile (fotovoltaico e eolico). Si ritiene, infatti, che l'errore medio nella previsione delle unità di produzione da fonte rinnovabile non programmabile sia, nella maggior parte dei casi, superiore all'errore medio nella previsione delle unità di consumo.

quanto composto da UDD che hanno fatto registrare uno sbilanciamento medio negativo. Tale sottoinsieme include le seguenti società: GALA SPA, TRENTA SPA, EPIU' SPA, ABENERGIE SPA, BLUENERGY GROUP SPA, ENERGY.DIS SRL, GELSIA SRL, HELIOS SRL e PANDORA SPA. I restanti UDD hanno verosimilmente posto in essere condotte volte a trarre vantaggio dall'andamento del differenziale fra i prezzi MGP e i prezzi di sbilanciamento avendo fatto registrare uno sbilanciamento medio positivo. Tra loro, se ne può identificare un sottoinsieme che ha avuto un effetto non trascurabile sul sistema elettrico sardo: trattasi degli UDD che hanno fatto registrare uno sbilanciamento medio positivo maggiore o uguale a 10 MW, ossia la soglia che separa le unità rilevanti dalle unità non rilevanti. Tale sottoinsieme include le seguenti società: EDELWEISS ENEGIA SPA, ELECTRADE SPA, AZIENDA ENERGETICA TRADING SRL, DSE SRL, YOUTRADE SPA, ELECTRA ITALIA SPA, TELENERGIA SRL, GREEN NETWORK SPA. EDISON ENERGIA SPA si colloca poco al di sotto di tale soglia.

Tabella 11: Elenco degli UDD in prelievo localizzati in Sardegna il cui sbilanciamento medio ha superato il 20% del prelievo medio nei primi sette mesi del 2012

| UDD in prelievo | Programma (MWh) | Prelievo (MWh) | Sbilanciamento (MWh) | % sul programma | % sui prelievi |
|-------------------------------------------|--------------------|-------------------|-------------------------|-----------------|----------------|
| EDELWEISS ENERGIA SPA | -12,49 | 0,00 | 12,49 | 100% | 9315670% |
| ELECTRADE SPA | -26,34 | 0,00 | 26,34 | 100% | 741561% |
| NOA ENERGIA | -2,09 | 0,00 | 2,09 | 100% | 333886% |
| AZIENDA ENERGETICA TRADING SRL | -63,28 | -0,20 | 63,07 | 100% | 30799% |
| C.U.R.A. CONSORZIO UTILITIES RAVENNA SCRL | -0,40 | 0,00 | 0,40 | 99% | 18147% |
| ITALGEN SPA | -0,91 | -0,02 | 0,89 | 98% | 5329% |
| DSE SRL | -97,96 | -2,57 | 95,39 | 97% | 3713% |
| ASSUTILITY SRL | -2,99 | -0,13 | 2,86 | 96% | 2267% |
| ESPERIA SRL | -1,91 | -0,17 | 1,74 | 91% | 1003% |
| YOUTRADE SPA | -28,17 | -2,64 | 25,53 | 91% | 966% |
| CENTOMILACANDELE SCPA | -8,08 | -0,88 | 7,20 | 89% | 817% |
| EGEA COMMERCIALE SRL | -3,72 | -0,41 | 3,31 | 89% | 814% |
| EUROPE ENERGY SPA | -4,99 | -0,58 | 4,41 | 88% | 766% |
| OTTANA ENERGIA SPA | -0,86 | -0,12 | 0,73 | 86% | 609% |
| CONS. ENERG. INDUSTRIALI RIUNITI SCARL | -4,46 | -0,64 | 3,83 | 86% | 602% |
| ELECTRA ITALIA SPA | -41,25 | -5,99 | 35,26 | 85% | 588% |
| TELENERGIA SRL | -37,34 | -6,49 | 30,85 | 83% | 475% |
| ENEL PRODUZIONE SPA | -11,32 | -4,13 | 7,19 | 64% | 174% |
| ABENERGIE SPA | 0,00 | -0,04 | -0,04 | * | 100% |
| BLUENERGY GROUP SPA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | * | 100% |
| ENERGY.DIS SRL | 0,00 | 0,00 | 0,00 | * | 100% |
| GELSIA SRL | 0,00 | 0,00 | 0,00 | * | 100% |
| PANDORA SPA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | * | 100% |
| EXERGIA SPA | -4,47 | -2,86 | 1,60 | 36% | 56% |
| ACAM CLIENTI SPA | -1,89 | -1,24 | 0,65 | 34% | 52% |
| ENERGETIC SOURCE SPA | -20,56 | -13,51 | 7,05 | 34% | 52% |
| METAENERGIA SPA | -1,88 | -1,25 | 0,63 | 33% | 50% |
| TRENTA SPA | -0,02 | -0,04 | -0,02 | 83% | 45% |
| GALA SPA | -5,08 | -8,72 | -3,64 | 72% | 42% |
| GDF SUEZ ENERGIE SPA | -5,51 | -4,01 | 1,50 | 27% | 37% |
| ALPIQ ENERGIA ITALIA SPA | -14,51 | -11,04 | 3,47 | 24% | 31% |
| HELIOS SRL | -0,01 | -0,01 | 0,00 | 39% | 28% |
| EDISON ENERGIA SPA | -44,23 | -34,73 | 9,50 | 21% | 27% |
| EPIU' SPA | -0,18 | -0,24 | -0,06 | 31% | 24% |
| GREEN NETWORK SPA | -73,82 | -60,87 | 12,94 | 18% | 21% |

Nota: * valore indeterminato in corrispondenza di programmi nulli e sbilanciamenti negativi

** % in valore assoluto

La Tabella 12 seguente riporta gli UDD in prelievo localizzati in Sardegna che hanno fatto registrare uno sbilanciamento tra il 11% e il 20% dei prelievi nei primi sette mesi del 2012. Gli UDD in prelievo tra quelli presenti nella Tabella sottostante che hanno fatto registrare uno

sbilanciamento medio negativo sono: ENERGHE SPA, GLOBAL POWER SPA, BLU ENERGIA SRL e UTILITA' SPA. ENI SPA ha fatto registrare uno sbilanciamento medio superiore a 10 MW.

Tabella 12: Elenco UDD in prelievo localizzati in Sardegna il cui sbilanciamento medio si è attestato tra il 11% e il 20% del prelievo medio nei primi sette mesi del 2012

| UDD in prelievo | Programma (MWh) | Prelievo (MWh) | Sbilanciamento (MWh) | % sul programma | % sui prelievi |
|------------------|--------------------|-------------------|-------------------------|-----------------|----------------|
| BLU ENERGIA SRL | 0,00 | -0,01 | 0,00 | 23% | 19% |
| ENERGHE SPA | -0,06 | -0,07 | -0,01 | 19% | 16% |
| GASCOM SPA | -0,23 | -0,20 | 0,03 | 13% | 15% |
| ENI SPA | -106,35 | -92,49 | 13,86 | 13% | 15% |
| GLOBAL POWER SPA | -0,04 | -0,05 | -0,01 | 14% | 12% |
| UTILITA' SPA | -0,13 | -0,15 | -0,02 | 13% | 11% |

Nota: % in valore assoluto

La Tabella 13 seguente riporta gli UDD in prelievo localizzati in Sardegna che hanno fatto registrare uno sbilanciamento tra il 5% e l'10% dei prelievi nei primi sette mesi del 2012. Gli UDD in prelievo tra quelli presenti nella Tabella sottostante che hanno fatto registrare uno sbilanciamento medio negativo sono: SERVIZI UNINDUSTRIA, ALFANO ENERGIA, BURGO ENERGIA SRL, AGSM ENERGIA SPA e AMGA ENERGIA E SERVIZI SRL.

Tabella 13: Elenco degli UDD in prelievo il cui sbilanciamento medio si è attestato tra il 5% e il 10% del prelievo medio nei primi sette mesi del 2012

| UDD in prelievo | Programma (MWh) | Prelievo (MWh) | Sbilanciamento (MWh) | % sul programma | % sui prelievi |
|---------------------------------------|--------------------|-------------------|-------------------------|-----------------|----------------|
| SERVIZI UNINDUSTRIA | -0,03 | -0,03 | 0,00 | 8% | 9% |
| AXPO ITALIA SPA | -81,28 | -74,95 | 6,33 | 8% | 8% |
| ALFANO ENERGIA | -0,01 | -0,02 | 0,00 | 8% | 7% |
| AET ITALIA SPA | -0,25 | -0,23 | 0,02 | 7% | 7% |
| BURGO ENERGIA SRL | -0,46 | -0,49 | -0,03 | 6% | 6% |
| ROMAGNA ENERGIA SOC. CONS. PER AZIONI | -10,42 | -9,86 | 0,56 | 5% | 6% |
| DUFERCO ENERGIA S.P.A. | -0,17 | -0,16 | 0,01 | 5% | 5% |
| AGSM ENERGIA SRL | -0,16 | -0,17 | -0,01 | 5% | 5% |
| AMGA ENERGIA E SERVIZI SRL | -0,43 | -0,45 | -0,02 | 5% | 5% |
| AZA ENERGIA SPA | -0,73 | -0,69 | 0,03 | 4% | 5% |
| SORGENIA SPA | -26,85 | -25,68 | 1,17 | 4% | 5% |

Nota: % in valore assoluto

La Tabella 14 riporta gli UDD in prelievo localizzati in Sardegna che hanno fatto registrare uno sbilanciamento pari o inferiore al 4% dei prelievi nei primi sette mesi del 2012. Tra questi si segnalano i due soggetti che hanno movimentato i volumi maggiori: ACQUIRENTE UNICO SPA e ENEL ENERGIA SPA. Lo sbilanciamento di entrambi è rimasto sotto la soglia dei 10 MW.

Tabella 14: Elenco degli UDD in prelievo localizzati in Sardegna il cui sbilanciamento medio è stato inferiore al 4% del prelievo medio nei primi sette mesi del 2012

| UDD in prelievo | Programma (MWh) | Prelievo (MWh) | Sbilanciamento (MWh) | % sul programma | % sui prelievi |
|------------------------------------|--------------------|-------------------|-------------------------|-----------------|----------------|
| SPIENERGY SRL | -0,17 | -0,16 | 0,01 | 4% | 4% |
| HERA COMM SRL | -6,24 | -6,03 | 0,21 | 3% | 4% |
| RFI SPA | -0,83 | -0,86 | -0,03 | 3% | 3% |
| ELETTROGAS SPA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 3% | 3% |
| E.ON ENERGIA S.P.A | -23,20 | -22,61 | 0,59 | 3% | 3% |
| ACQUIRENTE UNICO SPA | -305,51 | -313,60 | -8,09 | 3% | 3% |
| MULTIUTILITY SPA | -0,54 | -0,55 | -0,01 | 3% | 2% |
| ACEA ELECTRABEL ELETTRICITÀ S.P.A. | -17,05 | -16,68 | 0,37 | 2% | 2% |
| IREN MERCATO SPA | -8,21 | -8,04 | 0,17 | 2% | 2% |
| ENEL ENERGIA SPA | -503,68 | -494,06 | 9,62 | 2% | 2% |
| REPOWER VENDITA ITALIA SPA | -15,88 | -16,13 | -0,25 | 2% | 2% |
| IDROENERGIA SCRL | -3,03 | -3,00 | 0,03 | 1% | 1% |
| HB TRADING SPA | -0,09 | -0,09 | 0,00 | 0% | 0% |
| ENERGRID SPA | -1,54 | -1,54 | 0,00 | 0% | 0% |
| C.V.A. TRADING SRL | -4,93 | -4,93 | 0,00 | 0% | 0% |
| GREEN NETWORK SUD SRL | 0,00 | 0,00 | 0,00 | * | * |
| ONDA SRL | -1,01 | 0,00 | 1,01 | 100% | * |

Nota: * valore indeterminato in corrispondenza di programmi nulli o prelievi nulli e sbilanciamenti positivi o nulli
 ** % in valore assoluto

2. LA CONDOTTA DEGLI UDD IN PRELIEVO NEI CLUSTER 3 E 4 PRIMA E DOPO L'INTERVENTO DELL'AUTORITÀ

Le analisi che seguono si focalizzano sugli UDD che soddisfano le seguenti condizioni:

- hanno fatto registrare uno sbilanciamento medio positivo
- hanno fatto registrare sbilanciamenti superiori al 10% dei prelievi; e
- hanno presentato un programma medio orario superiore a 0,1 MWh.¹⁷

Le disposizioni contenute nella deliberazione 342/2012/R/eel e, in particolare, l'esclusione dei prezzi e delle relative quantità movimentate di riserva secondaria nel calcolo dei prezzi di sbilanciamento hanno ridotto, ma non eliminato del tutto, la possibilità per gli UDD in prelievo di trarre vantaggio dall'attuazione di una sistematica strategia di sbilanciamento volontario (di segno positivo nel caso in esame).

Nella Tabella 15 si riportano i valori percentuali degli sbilanciamenti effettivi sui prelievi in Sardegna prima e dopo la pubblicazione della deliberazione 342/2012/R/eel. I dati mostrano come lo sbilanciamento medio orario di quasi tutti gli UDD in prelievo si riduca nel periodo che va da agosto a dicembre 2012, ovvero dopo la pubblicazione della deliberazione 342/2012/R/eel. Per alcuni UDD lo sbilanciamento medio da positivo diventa negativo (e.g. EGEA COMMERCIALE SRL e ALPIQ ENERGIA ITALIA SPA), per altri UDD permangono valori percentuali dello sbilanciamento sui prelievi molto elevati (e.g. EDELWEISS ENERGIA SPA, ELECTRADE SPA, DSE SRL etc.).

Il permanere di sbilanciamenti positivi così elevati, anche dopo l'eliminazione della riserva secondaria dal calcolo del prezzo di sbilanciamento, potrebbe giustificarsi col permanere di movimentazioni a salire per Altri Servizi (NRS) su MB che non dipendono, almeno parzialmente,

¹⁷ Tale condizione è stata introdotta per eliminare dall'analisi gli UDD che hanno fatto registrare acquisti molto ridotti.

dall'entità dello sbilanciamento zonale e che continuano a distorcere il prezzo di sbilanciamento. I dati illustrati nella sezione precedente (vedi Tabella 7) mostrano che, in molte ore dei mesi successivi al mese di giugno 2012, il segno dello sbilanciamento aggregato zonale convenzionale era negativo e il prezzo di sbilanciamento era determinato come media ponderata delle offerte di vendita per Altri Servizi accettate su MB.

Tabella 15: Confronto fra la percentuale di sbilanciamento sui prelievi nel periodo gennaio – luglio 2012 e nel periodo agosto – dicembre 2012

| UDD in prelievo | Sbil. medio | Sbil. medio | diff (MWh) | % sui prelievi | % sui prelievi | diff % |
|-------------------------------------------|-------------|-------------|---------------|----------------|----------------|-----------|
| | 1 - 7 | 8 - 12 | | 1 - 7 | 8 - 12 | |
| | (MWh) | (MWh) | | | | |
| EDELWEISS ENERGIA SPA | 12,49 | 0,09 | -12,39 | 9315670% | 101413% | -9214256% |
| ELECTRADE SPA | 26,34 | 10,44 | -15,90 | 741561% | 233653% | -507908% |
| NOA ENERGIA | 2,09 | 0,11 | -1,98 | 333886% | 18359% | -315527% |
| AZIENDA ENERGETICA TRADING SRL | 63,07 | 0,15 | -62,92 | 30799% | 73% | -30726% |
| C.U.R.A. CONSORZIO UTILITIES RAVENNA SCRL | 0,40 | 1,91 | 1,51 | 18147% | 6776% | -11371% |
| ITALGEN SPA | 0,89 | 0,06 | -0,83 | 5329% | 2264% | -3065% |
| DSE SRL | 95,39 | 23,67 | -71,72 | 3713% | 929% | -2784% |
| ASSUTILITY SRL | 2,86 | 0,00 | -2,86 | 2267% | 0% | -2267% |
| ESPERIA SRL | 1,74 | 0,57 | -1,17 | 1003% | 277% | -726% |
| YOU TRADE SPA | 25,53 | 1,67 | -23,86 | 966% | 97% | -870% |
| CENTOMILACANDELE SCPA | 7,20 | 1,20 | -6,00 | 817% | 131% | -685% |
| EGEA COMMERCIALE SRL | 3,31 | -0,01 | -3,32 | 814% | 2% | -812% |
| EUROPE ENERGY SPA | 4,41 | 0,46 | -3,95 | 766% | 58% | -708% |
| OTTANA ENERGIA SPA | 0,73 | 1,07 | 0,33 | 609% | 894% | 286% |
| CONS. ENER. INDUSTRIALI RIUNITI SCARL | 3,83 | 0,46 | -3,37 | 602% | 79% | -524% |
| ELECTRA ITALIA SPA | 35,26 | 0,13 | -35,13 | 588% | 2% | -586% |
| TELENERGIA SRL | 30,85 | 24,53 | -6,32 | 475% | 363% | -113% |
| ENEL PRODUZIONE SPA | 7,19 | 1,33 | -5,86 | 174% | 26% | -148% |
| EXERGIA SPA | 1,60 | 2,55 | 0,95 | 56% | 77% | 21% |
| ACAM CLIENTI SPA | 0,65 | 1,27 | 0,62 | 52% | 78% | 26% |
| ENERGETIC SOURCE SPA | 7,05 | 0,84 | -6,21 | 52% | 6% | -46% |
| METAENERGIA SPA | 0,63 | 0,36 | -0,27 | 50% | 31% | -19% |
| GDF SUEZ ENERGIE SPA | 1,50 | 0,17 | -1,32 | 37% | 5% | -33% |
| ALPIQ ENERGIA ITALIA SPA | 3,47 | -0,77 | -4,23 | 31% | 7% | -25% |
| EDISON ENERGIA SPA | 9,50 | 1,33 | -8,17 | 27% | 4% | -24% |
| GREEN NETWORK SPA | 12,94 | 0,44 | -12,51 | 21% | 1% | -21% |
| GASCOM SPA | 0,03 | 0,00 | -0,03 | 15% | 1% | -14% |
| ENI SPA | 13,86 | 7,29 | -6,57 | 15% | 7% | -8% |

Nota: % in valore assoluto

Le tre tabelle seguenti mostrano, con maggior dettaglio, l'andamento da gennaio a dicembre degli sbilanciamenti fatturati, dei prelievi fatturati e della percentuale degli sbilanciamenti sui prelievi.

Dall'analisi dei dati si evince quanto segue:

- gli sbilanciamenti si riducono nei mesi seguenti l'intervento dell'Autorità, anche se per alcuni UDD (e.g. DSE SRL e ELECTRADE SPA) si può apprezzare un incremento degli sbilanciamenti nei mesi di novembre e dicembre rispetto ai mesi precedenti;
- gli UDD che nel corso di almeno un mese fanno registrare uno sbilanciamento medio superiore a 10 MW sono: AZIENDA ENERGETICA TRADING SPA, CENTOMILACANDELE SCPA, DSE SRL, EDELWEISS ENERGIA SPA, EDISON ENERGIA SPA, ELECTRADE SPA, ELECTRA ITALIA SPA, ENEL PRODUZIONE SPA, ENERGETIC SOURCE SPA, ENI SPA, GREEN NETWORK SPA, TELENERGIA SRL, EGEA COMMERCIALE SRL e YOU TRADE SPA;

- nei mesi seguenti l'intervento dell'Autorità alcuni UDD riducono considerevolmente i propri sbilanciamenti fino a far registrare sbilanciamenti nulli o di segno opposto (e.g. ALPIQ ENERGIA ITALIA SPA, AZIENDA ENERGETICA TRADING SRL, EDELWEISS ENERGIA SPA, EDISON ENERGIA SPA, ELECTRA ITALIA SPA, ENEL PRODUZIONE SPA, GREEN NETWORK SPA);
- a fronte di sbilanciamenti positivi, alcuni UDD hanno fatto registrare prelievi nulli o pressoché nulli (e.g. C.U.R.A CONSORZIO UTILITIES RAVENNA SCRL, EDELWEISS ENERGIA SPA, ELECTRADE SPA, ITALGEN SPA, NOA ENERGIA);
- a differenza degli altri UDD, GASCOM SPA ha fatto registrare sbilanciamenti positivi superiori al 10% dei prelievi nel solo mese di gennaio, mentre nel corso dei mesi successivi ha fatto registrare sbilanciamenti negativi o inferiori al 10%.

Tabella 16: Media degli sbilanciamenti orari nel 2012

| UDD in prelievo | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|-------------------------------------------|--------|--------|--------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh |
| EDELWEISS ENERGIA SPA | 2,78 | 11,02 | 20,58 | 5,52 | 14,01 | 22,16 | 11,32 | 0,46 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| ELECTRADE SPA | 35,63 | 34,29 | 33,11 | 23,35 | 15,01 | 26,38 | 17,04 | 5,60 | 2,84 | 5,24 | 19,52 | 19,08 |
| NOA ENERGIA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,97 | 4,66 | 0,72 | 0,11 | 0,00 | 0,03 | 0,29 | 0,00 |
| AZIENDA ENERGETICA TRADING SRL | 92,43 | 92,44 | 92,38 | 29,71 | 33,63 | 87,64 | 14,93 | -0,28 | -0,21 | -0,13 | 0,00 | 1,38 |
| C.U.R.A. CONSORZIO UTILITIES RAVENNA SCRL | 0,11 | 0,15 | 0,02 | 0,02 | 0,47 | 0,55 | 1,46 | 1,07 | 1,61 | 0,00 | 2,68 | 2,31 |
| ITALGEN SPA | 0,27 | 0,60 | 0,55 | 1,20 | 1,20 | 1,20 | 1,21 | 0,28 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 |
| DSE SRL | 123,68 | 126,87 | 121,52 | 78,89 | 86,48 | 110,93 | 21,40 | 20,78 | 5,64 | 14,45 | 39,25 | 38,17 |
| ASSUTILITY SRL | 0,15 | 0,69 | 5,18 | 2,04 | 2,06 | 9,29 | 0,64 | 0,01 | 0,00 | -0,02 | -0,02 | 0,03 |
| ESPERIA SRL | 1,68 | 1,20 | 2,84 | 1,81 | 1,03 | 2,62 | 1,00 | 0,66 | 0,63 | 0,43 | 0,95 | 0,22 |
| YOU TRADE SPA | 37,56 | 52,23 | 48,76 | 12,70 | 3,86 | 19,92 | 4,84 | 0,53 | 0,65 | 1,46 | 2,49 | 3,20 |
| CENTOMILACANDELE SCPA | 9,27 | 13,29 | 12,64 | 3,69 | 3,08 | 7,25 | 1,48 | 0,15 | 0,18 | 1,03 | 2,10 | 2,52 |
| EGEA COMMERCIALE SRL | 0,00 | 1,20 | 5,40 | 1,63 | 2,05 | 11,39 | 1,57 | -0,08 | 0,01 | 0,02 | 0,01 | 0,00 |
| EUROPE ENERGY SPA | 1,89 | 5,77 | 7,99 | 5,47 | 1,57 | 5,33 | 3,03 | 0,40 | 0,64 | -0,15 | 1,18 | 0,28 |
| OTTANA ENERGIA SPA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,29 | 2,72 | 2,12 | 0,00 | 0,26 | 2,25 | 2,81 | 0,01 | 0,00 |
| CONS. ENER. INDUSTRIALI RIUNITI SCARL | 1,43 | 5,20 | 7,35 | 4,97 | 0,87 | 5,04 | 2,10 | 0,01 | 0,04 | 0,02 | 1,71 | 0,56 |
| ELECTRA ITALIA SPA | 69,34 | 51,97 | 57,28 | 42,37 | 1,69 | 23,99 | 1,16 | -1,05 | 0,62 | 1,13 | 0,09 | -0,13 |
| TELENERGIA SRL | 16,42 | 15,73 | 18,58 | 25,31 | 30,46 | 63,51 | 45,83 | 68,31 | 19,91 | 13,40 | 6,53 | 13,80 |
| ENEL PRODUZIONE SPA | 7,11 | 8,60 | 10,72 | 4,12 | 4,10 | 11,84 | 3,98 | 0,74 | 1,20 | -0,11 | 0,61 | 4,20 |
| EXERGIA SPA | 0,98 | 1,55 | 1,87 | 2,27 | 1,76 | 3,11 | -0,24 | 1,08 | 0,86 | 1,92 | 4,54 | 4,39 |
| ACAM CLIENTI SPA | 0,88 | 0,92 | 1,04 | 0,79 | 0,49 | 0,35 | 0,09 | 0,24 | 0,21 | 1,72 | 3,50 | 0,75 |
| ENERGETIC SOURCE SPA | 8,66 | 10,61 | 16,33 | 7,09 | 3,06 | 1,97 | 1,69 | 2,06 | 1,64 | -0,37 | 0,35 | 0,52 |
| METAENERGIA SPA | 0,34 | 0,45 | 0,81 | 0,75 | 0,60 | 0,75 | 0,71 | 0,46 | 0,65 | 0,38 | 0,22 | 0,10 |
| GDF SUEZ ENERGIE SPA | 2,44 | 3,17 | 3,32 | 0,26 | 1,97 | 0,03 | -0,66 | -0,52 | 0,11 | 0,62 | 0,56 | 0,11 |
| ALPIQ ENERGIA ITALIA SPA | 5,48 | 4,46 | 5,23 | 2,68 | 2,21 | 5,00 | -0,70 | -1,74 | -0,33 | -0,59 | -0,40 | -0,74 |
| EDISON ENERGIA SPA | 12,16 | 13,91 | 15,80 | 11,41 | 4,67 | 7,78 | 1,06 | -0,66 | 1,41 | 1,92 | 2,93 | 1,08 |
| GREEN NETWORK SPA | 4,73 | 11,88 | 12,12 | 17,74 | 20,85 | 16,71 | 6,77 | 1,49 | -0,50 | -0,94 | -0,79 | 2,86 |
| GASCOM SPA | 0,28 | -0,07 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| ENI SPA | 20,06 | 8,54 | 11,35 | 13,52 | 8,27 | 16,01 | 18,96 | 10,30 | 10,89 | 13,96 | 5,15 | -3,83 |

Tabella 17: Media dei prelievi orari nel 2012

| UDD in prelievo | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|-------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|
| | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh |
| EDELWEISS ENERGIA SPA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| ELECTRADE SPA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| NOA ENERGIA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| AZIENDA ENERGETICA TRADING SRL | -0,19 | -0,20 | -0,24 | -0,13 | -0,24 | -0,20 | -0,23 | -0,34 | -0,25 | -0,17 | -0,18 | -0,12 |
| C.U.R.A. CONSORZIO UTILITIES RAVENNA SCRL | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | -0,06 | 0,00 | -0,04 | -0,01 |
| ITALGEN SPA | -0,06 | 0,00 | -0,05 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| DSE SRL | -2,31 | -2,53 | -2,34 | -2,19 | -2,42 | -2,97 | -3,22 | -3,08 | -3,03 | -2,53 | -2,18 | -1,92 |
| ASSUTILITY SRL | -0,10 | -0,13 | -0,11 | -0,09 | -0,10 | -0,16 | -0,19 | -0,16 | -0,14 | -0,13 | -0,20 | -0,19 |
| ESPERIA SRL | -0,21 | -0,22 | -0,18 | -0,15 | -0,14 | -0,15 | -0,17 | -0,19 | -0,22 | -0,19 | -0,19 | -0,24 |
| YOU TRADE SPA | -2,88 | -2,84 | -2,74 | -2,21 | -2,37 | -2,92 | -2,54 | -2,49 | -1,88 | -1,57 | -1,38 | -1,29 |
| CENTOMILACANDELE SCPA | -0,80 | -0,75 | -0,76 | -0,76 | -0,87 | -1,07 | -1,16 | -1,19 | -0,99 | -0,83 | -0,79 | -0,76 |
| EGEA COMMERCIALE SRL | -0,33 | -0,38 | -0,36 | -0,34 | -0,40 | -0,52 | -0,52 | -0,53 | -0,47 | -0,41 | -0,35 | -0,31 |
| EUROPE ENERGY SPA | -0,02 | -0,02 | -0,52 | -0,69 | -0,81 | -0,95 | -1,00 | -0,95 | -0,70 | -0,81 | -0,72 | -0,77 |
| OTTANA ENERGIA SPA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | -0,46 | -0,39 | 0,00 | 0,00 | -0,23 | -0,21 | -0,16 | 0,00 | 0,00 |
| CONS. ENER. INDUSTRIALI RIUNITI SCARL | -0,81 | -0,81 | -0,57 | -0,52 | -0,52 | -0,53 | -0,71 | -0,70 | -0,62 | -0,57 | -0,50 | -0,54 |
| ELECTRA ITALIA SPA | -5,91 | -6,23 | -5,43 | -5,01 | -5,13 | -6,74 | -7,50 | -8,11 | -6,64 | -6,11 | -5,55 | -6,01 |
| TELENERGIA SRL | -5,93 | -6,21 | -5,99 | -6,13 | -6,27 | -7,31 | -7,61 | -8,02 | -6,95 | -6,59 | -6,16 | -6,09 |
| ENEL PRODUZIONE SPA | -5,28 | -3,20 | -1,42 | -5,79 | -6,80 | -2,73 | -3,65 | -4,29 | -3,47 | -5,85 | -6,04 | -6,36 |
| EXERGIA SPA | -2,26 | -2,54 | -2,47 | -2,16 | -2,72 | -3,52 | -4,34 | -4,17 | -3,69 | -3,19 | -2,52 | -2,92 |
| ACAM CLIENTI SPA | -1,11 | -1,06 | -0,99 | -1,10 | -1,33 | -1,46 | -1,64 | -1,78 | -1,66 | -1,55 | -1,57 | -1,60 |
| ENERGETIC SOURCE SPA | -11,23 | -12,25 | -12,35 | -11,89 | -12,92 | -16,24 | -17,64 | -17,09 | -14,48 | -12,97 | -10,97 | -10,54 |
| METAENERGIA SPA | -1,23 | -1,23 | -1,25 | -1,13 | -1,36 | -1,35 | -1,21 | -1,04 | -1,46 | -1,24 | -1,09 | -0,95 |
| GDF SUEZ ENERGIE SPA | -1,50 | -1,52 | -2,10 | -2,51 | -3,33 | -7,42 | -9,58 | -9,39 | -4,13 | -2,73 | -1,16 | -1,14 |
| ALPIQ ENERGIA ITALIA SPA | -11,93 | -12,54 | -10,74 | -9,91 | -9,63 | -10,77 | -11,80 | -12,00 | -10,80 | -10,87 | -11,24 | -11,76 |
| EDISON ENERGIA SPA | -32,53 | -35,34 | -33,50 | -31,85 | -32,26 | -37,50 | -40,20 | -40,69 | -36,56 | -34,17 | -33,17 | -37,01 |
| GREEN NETWORK SPA | -65,95 | -65,89 | -66,13 | -66,12 | -64,85 | -59,92 | -37,72 | -62,15 | -64,75 | -65,08 | -61,53 | -61,81 |
| GASCOM SPA | -0,58 | -0,72 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,04 |
| ENI SPA | -75,91 | -92,39 | -88,63 | -90,34 | -96,95 | -96,73 | -106,55 | -107,03 | -107,79 | -107,44 | -102,22 | -90,11 |

Tabella 18: Percentuale, in valore assoluto, dello sbilanciamento sui prelievi nel 2012

| UDD in prelievo | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|------------------------------------------|-----------|-----------|------------|--------|---------|-----------|-----------|---------|--------|---------|--------|--------|
| | % | % | % | % | % | % | % | % | % | % | % | % |
| EDELWEISS ENERGIA SPA | 5.449.526 | 3.855.440 | 12.635.759 | * | * | 8.863.541 | 5.730.828 | 101.413 | - | - | - | - |
| ELECTRADE SPA | * | 1.043.520 | * | * | 370.499 | 311.507 | 187.650 | 52.266 | 32.385 | 183.300 | * | * |
| NOA ENERGIA | - | - | - | - | 345.067 | 706.241 | 77.128 | 11.428 | 100 | 11.212 | 39.990 | - |
| AZIENDA ENERGETICA TRADING SRL | 49.013 | 46.783 | 37.981 | 22.064 | 13.985 | 43.723 | 6.613 | 81 | 82 | 77 | 2 | 1.171 |
| C.U.R.A.CONSORZIO UTILITIES RAVENNA SCRL | 4.763 | 5.990 | 975 | 1.011 | 26.827 | 22.360 | 53.333 | 39.467 | 2.638 | - | 6.172 | 31.573 |
| ITALGEN SPA | 452 | * | 1.208 | * | 45.637 | 40.105 | 40.655 | 8.735 | 369 | 324 | 337 | 343 |
| DSE SRL | 5.356 | 5.024 | 5.183 | 3.594 | 3.576 | 3.730 | 665 | 674 | 186 | 570 | 1.804 | 1.989 |
| ASSUTILITY SRL | 147 | 515 | 4.869 | 2.306 | 2.135 | 5.695 | 331 | 6 | 3 | 14 | 9 | 16 |
| ESPERIA SRL | 806 | 553 | 1.579 | 1.173 | 747 | 1.746 | 590 | 338 | 287 | 222 | 501 | 91 |
| YOU TRADE SPA | 1.302 | 1.841 | 1.778 | 573 | 163 | 682 | 191 | 21 | 34 | 93 | 180 | 247 |
| CENTOMILACANDELE SCPA | 1.163 | 1.778 | 1.664 | 488 | 356 | 675 | 127 | 13 | 18 | 124 | 264 | 334 |
| EGEA COMMERCIALE SRL | 1 | 315 | 1.504 | 477 | 516 | 2.206 | 304 | 15 | 1 | 4 | 2 | 1 |
| EUROPE ENERGY SPA | 10.548 | 34.571 | 1.525 | 792 | 194 | 560 | 303 | 42 | 92 | 19 | 162 | 37 |
| OTTANA ENERGIA SPA | - | 100 | 100 | 63 | 706 | 290.740 | 100 | 116 | 1.083 | 1.771 | 5.478 | 100 |
| CONS. ENERG. INDUSTRIALI RIUNITI SCARL | 176 | 645 | 1.294 | 957 | 169 | 959 | 298 | 1 | 6 | 3 | 339 | 105 |
| ELECTRA ITALIA SPA | 1.173 | 834 | 1.056 | 845 | 33 | 356 | 15 | 13 | 9 | 19 | 2 | 2 |
| TELENERGIA SRL | 277 | 253 | 310 | 413 | 486 | 869 | 602 | 852 | 286 | 203 | 106 | 227 |
| ENEL PRODUZIONE SPA | 135 | 269 | 757 | 71 | 60 | 434 | 109 | 17 | 34 | 2 | 10 | 66 |
| EXERGIA SPA | 43 | 61 | 76 | 105 | 65 | 88 | 6 | 26 | 23 | 60 | 180 | 150 |
| ACAM CLIENTI SPA | 80 | 87 | 106 | 72 | 37 | 24 | 5 | 13 | 12 | 111 | 222 | 47 |
| ENERGETIC SOURCE SPA | 77 | 87 | 132 | 60 | 24 | 12 | 10 | 12 | 11 | 3 | 3 | 5 |
| METAENERGIA SPA | 27 | 37 | 65 | 66 | 44 | 56 | 59 | 44 | 44 | 31 | 20 | 11 |
| GDF SUEZ ENERGIE SPA | 163 | 209 | 158 | 10 | 59 | 0 | 7 | 6 | 3 | 23 | 49 | 9 |
| ALPIQ ENERGIA ITALIA SPA | 46 | 36 | 49 | 27 | 23 | 46 | 6 | 14 | 3 | 5 | 4 | 6 |
| EDISON ENERGIA SPA | 37 | 39 | 47 | 36 | 14 | 21 | 3 | 2 | 4 | 6 | 9 | 3 |
| GREEN NETWORK SPA | 7 | 18 | 18 | 27 | 32 | 28 | 18 | 2 | 1 | 1 | 1 | 5 |
| GASCOM SPA | 47 | 9 | 6 | 5 | 8 | 6 | 7 | 9 | 5 | 3 | 2 | 5 |
| ENI SPA | 26 | 9 | 13 | 15 | 9 | 17 | 18 | 10 | 10 | 13 | 5 | 4 |

Nota: * valore indeterminato in corrispondenza di sbilanciamenti positivi e prelievi nulli

3. STIMA DEL MARGINE OTTENUTO DAGLI UDD IN PRELIEVO NEI CLUSTER 3 E 4 PER EFFETTO DELLA CONDOTTA IN ESAME

La condotta descritta nei precedenti paragrafi ha determinato un incremento rilevante dei margini di alcuni UDD in prelievo. La Tabella 19 riporta una stima dei margini riconducibili alla condotta messa in atto dagli UDD in prelievo che hanno fatto registrare sbilanciamenti superiori al 10% dei prelievi nei primi sette mesi del 2012. Tali margini sono stimati come sommatoria delle differenze registrate in ciascuna ora fra:

- il corrispettivo di sbilanciamento orario fatturato all'UDD in prelievo (pari circa al prodotto tra sbilanciamento fatturato e prezzo di sbilanciamento); e
- il prodotto tra lo sbilanciamento e il prezzo zonale di vendita sul MGP.

Dai dati emerge, a partire dal mese di luglio 2012, un calo significativo dei margini che, in alcuni casi, si trasformano in perdite. Questo calo è riconducibile da una parte alla significativa riduzione degli sbilanciamenti positivi da parte degli UDD (vedi Tabella 16), e dall'altra parte alla riduzione del differenziale tra i prezzi MGP e i prezzi di sbilanciamento dovuti all'esclusione della secondaria dal calcolo di questi ultimi (vedi Tabella 9).

Nei mesi di ottobre, novembre e dicembre i margini di alcuni UDD (**OMISSIS**) riprendono a salire attestandosi però a livelli di molto inferiori rispetto a quelli dei primi mesi dell'anno. Ciò potrebbe essere riconducibile al persistere di elementi di vulnerabilità nella disciplina degli sbilanciamenti effettivi che continuano a distorcere il meccanismo di determinazione dei prezzi di sbilanciamento (vedi Sezione I, Capitolo 4).

Tabella 19: Stima dei margini positivi/negativi imputabili alla condotta degli UDD

OMISSIS

III. STIMA DEGLI ONERI IMPROPRI PER IL SISTEMA

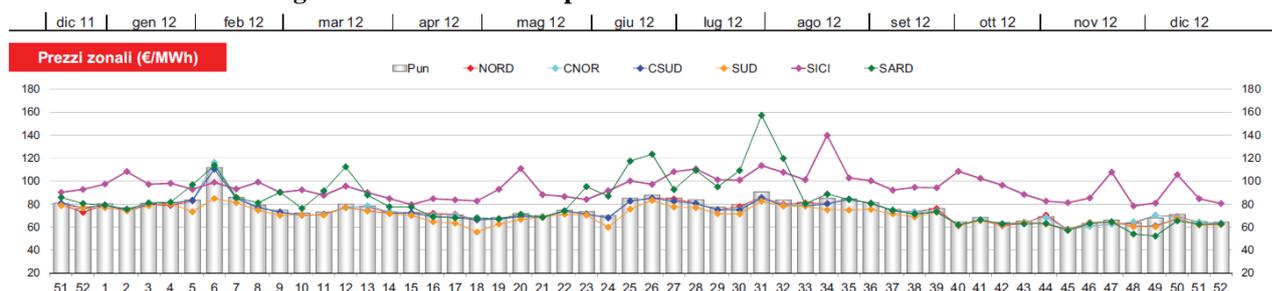
La quantificazione dei maggiori oneri sostenuti dal sistema elettrico a causa delle condotte descritte nella sezione precedente risulta alquanto complessa. Tali maggiori oneri possono essere riconducibili a un incremento:

1. del prezzo zonale di vendita sul MGP in Sardegna con ripercussioni sul Prezzo Unico Nazionale (di seguito: PUN);
2. del corrispettivo per l’approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento di cui all’articolo 44 della deliberazione n. 111/06 (c.d. *uplift*).

1. EFFETTO SUI PREZZI DEL MGP

Nella figura sottostante sono riportati i prezzi medi orari settimanali registrati sul MGP nel corso del 2012 in Sardegna e nelle altre zone di mercato. Nello stesso grafico è, altresì, riportato il PUN. La figura mostra come il prezzo registrato in Sardegna si sia discostato dai prezzi delle zone continentali – e quindi anche dal PUN¹⁸ – in diverse settimane dell’anno e, in particolare, nel corso dei primi sette mesi dell’anno.

Figura 1: Andamento dei prezzi zonali e del PUN nel 2012



L’effetto diretto delle condotte messe in atto dagli UDD in prelievo localizzati in Sardegna sui prezzi nel MGP risulta, tuttavia, complessa da quantificare.

In primo luogo è necessario isolare l’effetto dell’incremento della domanda su MGP da altri fattori che, con buona probabilità, hanno influito sull’andamento dei prezzi in Sardegna. Tali fattori sono:

- le frequenti restrizioni della capacità di transito con il Continente;
- i cali dell’offerta di base (a prezzo nullo) del GSE;
- i cali dell’offerta *mid-merit* a causa del possibile fuori servizio programmato o accidentale di una o più unità di produzione termoelettriche tradizionali a carbone (Fiumesanto 3 e 4, Sulcis 2 e 3).

¹⁸ Il prezzo della zona Sicilia è, a causa di vincoli strutturali, pressoché costantemente disallineato rispetto a quello delle altre zone.

Per misurare l'effetto dell'incremento della domanda sui prezzi di MGP, ossia l'effetto imputabile alle condotte messe in atto dagli UDD in prelievo, sarebbe necessario svolgere un'analisi di *what if*. In questo caso, l'analisi di *what if* consisterebbe in una simulazione *ex-post* dell'andamento del MGP nei primi sette mesi del 2012 riducendo i programmi CET di prelievo e le quantità presentate in acquisto dagli UDD in prelievo entro una soglia ragionevole, ossia prossima ai prelievi misurati.

In secondo luogo è necessario tener conto di possibili comportamenti strategici messi in atto dai produttori conoscendo i ricorrenti vincoli di rete descritti nella Sezione I. L'ipotesi alla base dell'analisi di *what if* sopra illustrata è che la strategia di offerta dei produttori sarebbe rimasta costante anche in assenza del forte incremento degli acquisti su MGP.

Alla luce delle considerazioni di cui sopra, l'effetto sui prezzi MGP, imputabile alle condotte degli UDD in prelievo, dipende principalmente da due fattori:

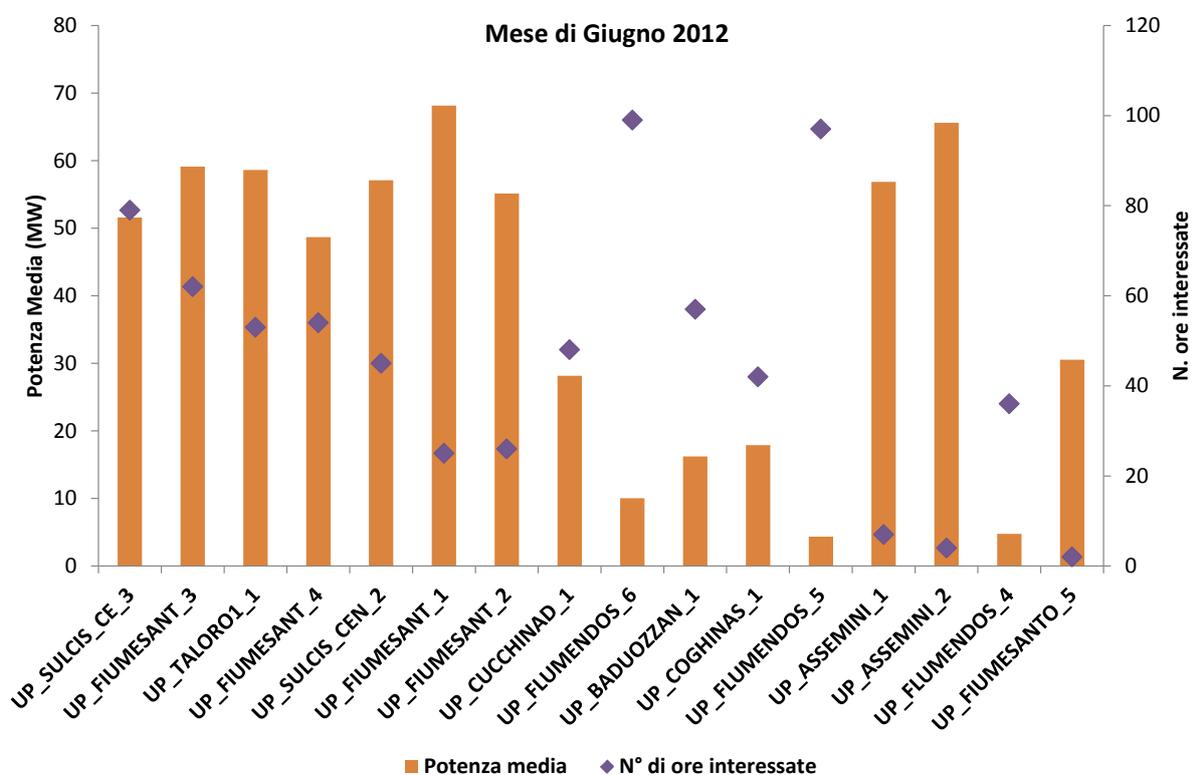
- dal rapporto tra l'entità dello sbilanciamento positivo e l'entità del vincolo di esercizio in sicurezza del sistema elettrico sardo (vedi Sezione I); e
- dalla pendenza della curva di offerta in Sardegna.

Un'analisi di *what-if* sull'andamento del MGP sostituendo alle quantità presentate in acquisto, ivi inclusi i programmi CET di prelievo, dall'insieme delle unità di consumo localizzate in Sardegna le quantità effettivamente prelevate dall'insieme delle medesime unità di consumo è stata condotta con riferimento al mese di Giugno 2012. Gli esiti dell'analisi sono di seguito riassunti:

- il prezzo zonale medio della Sardegna è stato pari a 101,06 €/MWh. In assenza dello sbilanciamento positivo e assumendo un profilo di offerta invariato da parte dei produttori, tale prezzo sarebbe stato pari 73,5 €/MWh. L'effetto della condotta degli UDD in prelievo sul prezzo zonale di vendita della Sardegna è stato pari a circa 28,1 €/MWh;
- l'incremento del prezzo zonale della Sardegna di cui al precedente alinea si è tradotto in un incremento del PUN di circa 4 €/MWh (da 79 a 74 €/MWh);
- l'energia in eccesso acquistata su MGP è stata soddisfatta solo in minima parte da impianti localizzati in Sardegna:
 - il flusso di energia sull'interconnessione tra Continente e Sardegna in esito a MGP è stato, in media, di circa 303 MW (ossia in import verso la Sardegna). Assumendo uno sbilanciamento nullo, il flusso di energia sull'interconnessione tra Continente e Sardegna in esito a MGP sarebbe stato, in media, di circa -106 MW (ossia in export verso il Continente);
 - la figura seguente riporta l'effetto della maggiore domanda nel MGP sulle accettazioni delle offerte di vendita delle unità di produzione localizzate in Sardegna. La figura riporta, per ciascuna unità di produzione interessata, il

numero di ore e le relative quantità medie orarie in cui tali unità di produzione hanno registrato accettazioni nel MGP che non si sarebbero verificate in assenza dello sbilanciamento positivo degli UDD in prelievo. Si nota, in particolare, come, lo sbilanciamento positivo degli UDD in prelievo abbia determinato, in un elevato numero di ore, l'accettazione di offerte, anche per pochi MW, presentate da impianti di picco quali, ad esempio, le unità di produzione idroelettriche a serbatoio di Flumendosa 5 e 6.

Figura 2: Esiti dell'analisi di what-if sul MGP nel mese di giugno 2012.



2. EFFETTO SUI COSTI SOSTENUTI DA TERNA PER L'APPROVVIGIONAMENTO DELLE RISORSE NEL MERCATO PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO

Per stimare gli eventuali maggiori oneri sostenuti da Terna nell'ambito dell'attività di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento (incremento dell'*uplift*) occorrerebbe confrontare i costi sostenuti da Terna nei due scenari seguenti:

- nel primo scenario (di seguito: Scenario 1 o Scenario Base) i costi sostenuti da Terna sono quelli effettivamente sostenuti per ridurre la situazione di forte sbilanciamento in Sardegna;
- nel secondo scenario (di seguito: Scenario 2 o Scenario Ipotetico) i costi sono quelli che Terna avrebbe sostenuto nel caso in cui, *ceteris paribus*, lo sbilanciamento effettivo della Sardegna non fosse stato alterato dalla condotta degli UDD in prelievo.

In entrambi gli scenari occorre tener conto della necessità da parte di Terna di gestire in sicurezza il sistema elettrico sardo. Come illustrato nella Sezione I, per motivi di sicurezza, il surplus di energia della Sardegna non è stato riassorbito localmente, se non in misura trascurabile, ma è stato pressoché sistematicamente riassorbito nel Continente, nonostante i prezzi delle offerte presentate a scendere in Sardegna risultassero spesso più convenienti rispetto a quelle presentate nel Continente.

La presenza di un vincolo di esercizio in sicurezza del sistema elettrico sardo che incide sull'utilizzo dell'interconnessione con il Continente, rende la quantificazione dei maggiori oneri sostenuti da Terna per effetto della sovra-programmazione degli UDD più complessa. Da una parte, infatti, è possibile che gli sbilanciamenti positivi degli UDD in prelievo localizzati in Sardegna abbiano evitato movimentazioni a salire su MSD che Terna avrebbe dovuto accettare - indipendentemente da considerazioni di carattere economico - per garantire l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico sardo. Dall'altra, è possibile che gli sbilanciamenti positivi degli UDD in prelievo localizzati in Sardegna abbiano inutilmente incrementato (più che la produzione locale) l'import dal Continente programmato in esito al MGP, determinando un incremento degli oneri sostenuti da Terna per "re-dispacciare" tale energia.

L'effetto della condotta messa in atto dagli UDD in prelievo localizzati in Sardegna nella prima metà del 2012 potrebbe, pertanto, avere un duplice effetto sugli oneri sostenuti da Terna nell'ambito dell'attività di dispacciamento:

- per la quota parte dello sbilanciamento positivo che ha contribuito al rispetto del vincolo di esercizio in sicurezza della sistema elettrico sardo - ovvero alla produzione delle unità abilitate localizzate in Sardegna necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico - l'incremento dell'*uplift* è imputabile esclusivamente

all'applicazione non coerente della disciplina degli sbilanciamenti ed, in particolare, all'errata valorizzazione dei prezzi di sbilanciamento;

- per la quota parte dello sbilanciamento positivo che ha determinato un aumento della produzione locale o delle importazioni dal Continente in esito a MGP, l'incremento dell'*uplift* è imputabile sia all'applicazione non coerente della disciplina degli sbilanciamenti, sia alle azioni di *re-dispatching* messe in atto da Terna prevalentemente nelle altre macrozone di bilanciamento (in misura trascurabile anche in Sardegna) al fine di rendere i programmi di immissione delle unità di produzione compatibili con la corretta rappresentazione del sistema elettrico, ovvero con una situazione in cui l'interconnessione tra Continente e Sardegna non poteva che essere utilizzata in export verso il Continente.

Una stima dei maggiori oneri sostenuti da Terna per effetto della condotta messa in atto dagli UDD in prelievo localizzati in Sardegna è stata condotta, a titolo esemplificativo, con riferimento al mese di giugno 2012. Nel corso del predetto mese una quota pressoché nulla della domanda in eccesso su MGP è stata soddisfatta da potenza dichiarata essenziale su impianti essenziali alla sicurezza del sistema elettrico assoggettati al regime ordinario, con o senza reintegrazione dei costi. L'8% circa della domanda in eccesso su MGP ha, invece, determinato un incremento della produzione locale non essenziale programmata in esito a MGP, mentre il restante 92% ha determinato un incremento delle importazioni dal Continente o una riduzione delle esportazioni verso il Continente programmate in esito a MGP.

Al fine di semplificare l'analisi e stante l'impatto prevalente dello sbilanciamento positivo degli UDD sui flussi di energia in import dal Continente, è possibile stimare i maggiori oneri sostenuti da Terna per effetto del predetto sbilanciamento assumendo:

- un beneficio nullo derivante dallo sbilanciamento positivo degli UDD sul rispetto dei vincoli di esercizio in sicurezza del sistema elettrico sardo;
- un incremento della produzione locale non essenziale paria a zero per effetto dello sbilanciamento.

La tabella seguente riassume le principali ipotesi sottostanti al modello semplificato utilizzato per la quantificazione dei maggiori oneri sostenuti da Terna nell'ambito dell'attività di dispacciamento, con particolare riferimento alla quantificazione degli oneri che Terna avrebbe sostenuto nello scenario "ipotetico" caratterizzato dall'assenza di sovra-programmazione da parte degli UDD in prelievo sardi (Scenario 2).

Tabella 20: Modello semplificato utilizzato per la stima dei maggiori oneri sostenuti da Terna per effetto della condotta degli UDD in prelievo in Sardegna

| | $S_{Sard} > 0$ & $S_{Ita-sard} > 0$ | $S_{Sard} > 0$ & $S_{Ita-sard} < 0$ & $ S_{Sard} > S_{Ita-sard} $ | $S_{Sard} > 0$ & $S_{Ita-sard} < 0$ & $ S_{Sard} < S_{Ita-sard} $ |
|-------------------------|-----------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|
| Oneri Scenario 1 | $S_{Sard} * (P_{Sard}^{Sbil} - P_{Cont}^{MB \downarrow})$ | $S_{Sard} * P_{Sard}^{Sbil} - (1 - \beta)S_{Sard} * P_{Cont}^{MB \downarrow}$ | $S_{Sard} * P_{Sard}^{Sbil}$ |
| Oneri Scenario 2 | 0 | $\beta S_{Sard} * P_{Cont}^{MB \uparrow}$ | $S_{Sard} * P_{Cont}^{MB \uparrow}$ |
| Maggiori oneri | $S_{Sard} * (P_{Sard}^{Sbil} - P_{Cont}^{MB \downarrow})$ | $(1 - \beta)S_{Sard} * (P_{Sard}^{Sbil} - P_{Cont}^{MB \downarrow}) + \beta S_{Sard} * (P_{Sard}^{Sbil} - P_{Cont}^{MB \uparrow})$ | $S_{Sard} * (P_{Sard}^{Sbil} - P_{Cont}^{MB \uparrow})$ |

Dove:

- S_{Sard} è il minimo valore tra lo sbilanciamento effettivo orario dell'insieme degli UDD in prelievo localizzati in Sardegna e lo sbilanciamento effettivo orario dell'insieme degli UDD in prelievo e immissione localizzati in Sardegna;
- $S_{Ita-sard}$ è lo sbilanciamento effettivo orario dell'insieme degli UDD in prelievo e immissione localizzati nelle altre macrozone di bilanciamento che compongono il sistema elettrico (Nord, Sud e Sicilia);
- P_{Sard}^{Sbil} è il prezzo di sbilanciamento orario applicato alle unità non abilitate localizzate in Sardegna;
- $P_{Cont}^{MB \downarrow}$ è il prezzo massimo tra i prezzi medi ponderati delle offerte accettate a scendere su MB nelle macrozone di bilanciamento che compongono il Continente (Nord e Sud);¹⁹
- $P_{Cont}^{MB \uparrow}$ è il prezzo che Terna avrebbe versato per attivare risorse di bilanciamento nel Continente in assenza del surplus di energia in Sardegna e qualora il sistema elettrico nelle altre macrozone si fosse trovato in una situazione di deficit. Tale prezzo è stato calcolato come il prezzo medio ponderato delle offerte presentate e non accettate su MB per Altri Servizi (NRS) nelle macrozone di bilanciamento che compongono il Continente (Nord e Sud). Nella ponderazione sono state considerate le sole quantità offerte che, sulla base dell'ordine di merito economico, sarebbero state accettate in assenza del surplus della Sardegna;²⁰
- β è il rapporto tra $S_{Ita-sard}$ e S_{Sard} .

¹⁹ L'ipotesi sottostante l'utilizzo del massimo tra i prezzi medi ponderati a scendere nelle diverse macrozone di bilanciamento che compongono il Continente è stata introdotta in ottica conservativa. I prezzi della Sicilia non sono presi in considerazione a causa dei vincoli di transito particolarmente stringenti tra l'isola e il Continente.

²⁰ Per semplicità si assume che, in assenza di sovra-programmazione da parte degli UDD in Sardegna, Terna non avrebbe avuto convenienza economica ad acquistare energia di bilanciamento su MSD in Sardegna per bilanciare il Continente.

Il modello semplificato descritto nella Tabella 20 fornisce una stima dell'incremento dell'*uplift* che tiene conto dell'impatto dello sbilanciamento positivo in Sardegna sul bilanciamento del sistema elettrico nel suo insieme. In particolare:

- nelle ore in cui il resto delle macrozone italiane era caratterizzato da una situazione di sbilanciamento aggregato effettivo positivo, l'energia in eccesso originata in Sardegna ha contribuito ad incrementare tale sbilanciamento positivo. Terna, per bilanciare il sistema, si è trovata nella necessità di dover movimentare a scendere una quota superiore della produzione localizzata nelle altre macrozone (presumibilmente sul Continente) per assorbire, oltre allo sbilanciamento positivo ivi localizzato, anche l'energia in eccesso originata in Sardegna. In una situazione del genere, gli oneri sostenuti da Terna per effetto della condotta messa in atto dagli UDD in Sardegna (Scenario 1) sono sicuramente superiori a quelli che avrebbe sostenuto in assenza di tale condotta (Scenario 2).
- nelle ore in cui il resto delle macrozone italiane era caratterizzato da una situazione di sbilanciamento aggregato effettivo negativo, l'energia in eccesso originata in Sardegna ha, almeno in parte, contribuito a ridurre tale sbilanciamento. In una situazione del genere gli oneri sostenuti da Terna per effetto della condotta messa in atto dagli UDD in Sardegna (Scenario 1) possono essere in aumento o diminuzione rispetto a quelli che avrebbe sostenuto in assenza di tale condotta (Scenario 2). Ciò dipenderà principalmente dal differenziale tra il prezzo di sbilanciamento pagato alle unità non abilitate localizzate in Sardegna e il prezzo medio ponderato che Terna avrebbe dovuto riconoscere alle unità abilitate per attivare risorse di bilanciamento a salire sia in Sardegna che nelle altre macrozone.

I risultati della stima dell'incremento dell'*uplift* relativi al mese di giugno 2012 sono riportati nella Tabella 21. I maggiori oneri sostenuti da Terna nel suddetto mese sono stimati intorno a **1,5 milioni di euro**, che si possono suddividere in:

- 9 milioni di euro (ossia un incremento dell'*uplift*), imputabili al 18% delle ore del mese in cui sia la Sardegna che il resto d'Italia si sono trovati in una situazione di sbilanciamento positivo;
- 4 milioni di euro (ossia un incremento dell'*uplift*), imputabili al 12% delle ore del mese in cui la Sardegna si è trovata in una situazione di sbilanciamento positivo, mentre il resto d'Italia si è trovato in una situazione di sbilanciamento negativo, e l'entità di tale sbilanciamento negativo non superava l'entità dello sbilanciamento positivo registrato in Sardegna;
- -12 milioni di euro (ossia una riduzione dell'*uplift*), imputabili al 69% delle ore del mese in cui la Sardegna si è trovata in una situazione di sbilanciamento positivo, mentre il resto d'Italia si è trovato in una situazione di sbilanciamento negativo, e

l'entità di tale sbilanciamento negativo superava l'entità dello sbilanciamento positivo registrato in Sardegna.²¹

Tabella 21: Risultato del modello semplificato utilizzato per la stima dei maggiori oneri sostenuti da Terna per effetto della condotta degli UDD in prelievo in Sardegna nel mese di giugno 2012

| | $S_{Sard} > 0$ & $S_{Ita-Sard} > 0$ | $S_{Sard} > 0$ & $S_{Ita-Sard} < 0$ & $ S_{Sard} > S_{Ita-Sard} $ | $S_{Sard} > 0$ & $S_{Ita-Sard} < 0$ & $ S_{Sard} < S_{Ita-Sard} $ | TOT Maggiori oneri |
|-----------------------|-------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|
| N. ore (%) | 126 (18%) | 84 (12%) | 495 (69%) | |
| Maggiori Oneri | 9 mln € | 4 mln € | -12 mln € | 1,5 mln € |

Nota: Nel restante 2% delle ore lo sbilanciamento aggregato zonale in Sardegna era negativo.

Per misurare con maggiore accuratezza gli eventuali maggiori oneri sull'*uplift* dovuti alle condotte messe in atto dagli UDD localizzati in Sardegna, sarebbe necessario svolgere un'analisi di *what if* dell'andamento del MSD. In questo caso, l'analisi di *what if* consisterebbe in una simulazione *ex-post* dell'attività di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento svolta da Terna a partire da un esito del MGP che tenga conto della riduzione dei programmi di prelievo degli UDD entro una soglia ragionevole.

²¹ È plausibile che l'incremento dell'*uplift* nei primi cinque mesi del 2012 sia stato superiore a quello registrato nel mese di giugno. Nei primi cinque mesi, infatti, il numero di ore in cui il resto d'Italia era caratterizzato da una situazione di sbilanciamento positivo è sensibilmente superiore rispetto al mese di giugno. Nei primi cinque mesi del 2012 il resto d'Italia era in *surplus* nel 47% delle ore, rispetto al 18% del mese di giugno.

CONCLUSIONI

Le analisi contenute nella presente relazione tecnica sono state condotte al fine di perseguire un duplice obiettivo:

1. l'identificazione degli elementi di potenziale vulnerabilità della vigente disciplina degli sbilanciamenti effettivi rispetto a eventuali comportamenti opportunistici degli operatori. Il perfezionamento della regolazione degli sbilanciamenti effettivi sarà oggetto di un apposito documento per la consultazione che terrà conto, tra le altre cose, anche degli esiti della presente relazione tecnica;
2. l'accertamento di eventuali condotte speculative messe in atto da parte di uno o più utenti del dispacciamento localizzati in Sardegna nel corso del 2012.

Elementi di potenziale vulnerabilità della vigente disciplina degli sbilanciamenti effettivi

La Sezione I della presente relazione tecnica passa in rassegna gli elementi di potenziale vulnerabilità della vigente disciplina degli sbilanciamenti effettivi rispetto ai comportamenti opportunistici degli operatori. Dalle analisi svolte sono emerse una serie di criticità relative alla determinazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale convenzionale, alla presenza di vincoli tecnici di esercizio in sicurezza del sistema elettrico sardo e alle modalità di calcolo dei prezzi di sbilanciamento.

Meccanismo di determinazione dello sbilanciamento aggregato zonale convenzionale

Per quanto concerne la determinazione dello sbilanciamento aggregato zonale convenzionale,²² l'analisi dei dati mostra una frequente discordanza tra questo e il segno dello sbilanciamento aggregato zonale effettivo.²³ Tale discordanza è principalmente dovuta alle azioni messe in atto da Terna per riequilibrare la situazione di sbilanciamento in Sardegna. Da una parte, Terna ha proceduto a reindirizzare il *surplus* di energia dalla Sardegna al Continente, dall'altra Terna ha ordinato delle movimentazioni a salire in Sardegna, anche per quantità contenute, che, almeno in parte, sarebbero state poste in essere a prescindere dallo sbilanciamento del sistema elettrico. L'impianto di Ottana è stato, ad esempio, movimentato a salire per 20 MW in modo pressoché sistematico per soddisfare il fabbisogno di riserva secondaria sull'isola.

La deliberazione 342/2012/R/eel ha già evidenziato la necessità di determinare il segno dello sbilanciamento aggregato zonale escludendo le quantità relative alle offerte accettate la cui dimensione sia, – eventualmente pro quota – indipendente dallo sbilanciamento del sistema elettrico nella macrozona.

²² Pari alla somma algebrica di tutte le movimentazioni effettuate nel MSD in Sardegna.

²³ Pari alla somma algebrica degli sbilanciamenti registrati da tutte le unità localizzate in Sardegna

Analisi preliminare dei vincoli tecnici di esercizio del sistema elettrico sardo

Nell'ambito della suddetta analisi sono stati, altresì, approfonditi alcuni aspetti relativi alla presenza di vincoli di esercizio in sicurezza del sistema elettrico sardo e dell'impatto di questi sull'utilizzo dell'interconnessione tra la Sardegna e il Continente. Sono emersi due elementi che meritano particolare attenzione e, in virtù della loro importanza, ulteriori approfondimenti:

- il primo riguarda la disciplina degli impianti essenziali e, in particolare, la potenza dichiarata da Terna essenziale con riferimento agli impianti di Sulcis e Ottana. Dalle comunicazioni inviate da Terna all'Autorità nell'ambito dell'implementazione della summenzionata disciplina si evince che l'impianto di Sulcis è stato identificato da Terna come essenziale per il supporto di tensione in tutte le ore del 2012 e del 2013 per una potenza pari al minimo tecnico di una delle due unità che compongono l'impianto (rispettivamente 170 per Sulcis 2 e 121 per Sulcis 3). Tuttavia, nel 33% delle ore del 2012 Terna ha dichiarato essenziale l'impianto di Sulcis per una potenza pari alla somma dei minimi tecnici delle due unità (291 MW). L'impianto di Ottana, sebbene non fosse ancora stato definito essenziale nel 2012, di fatto era selezionato da Terna in modo pressoché sistematico per soddisfare il fabbisogno di riserva secondaria sull'isola. Solo a partire dal primo gennaio 2013 tale impianto è stato identificato come essenziale ai fini del soddisfacimento del fabbisogno di riserva secondaria per una semibanda di potenza pari a 20 MW;
- il secondo riguarda l'utilizzo dell'interconnessione tra la Sardegna e il Continente. In particolare, è emerso come in un numero elevato di ore (il 50% circa su base annua) la potenza definita da Terna come essenziale ai fini della sicurezza del sistema risultava superiore alla differenza tra i prelievi complessivi e le immissioni dell'insieme delle unità non abilitate. Nelle suddette ore l'interconnessione tra la Sardegna e il Continente non poteva che essere utilizzata in esportazione verso il Continente. E' quindi ragionevole ipotizzare che tale vincolo debba incidere in misura non trascurabile sulla determinazione dei limiti di transito fra la Sardegna (zona Sardegna) e il Continente (zona Centro-Sud) nel MGP e nel MI. L'architettura del MGP (e del MI) prevede infatti una rappresentazione semplificata dei vincoli della cosiddetta rete rilevante, tramite la sua suddivisione in un limitato numero di zone e la determinazione dei limiti di transito fra le medesime. In tale contesto, un'impropria determinazione delle zone o dei limiti di transito fra le medesime porterebbe ad assegnare su MGP dei diritti a immettere o prelevare energia elettrica che Terna sarebbe sistematicamente costretta a ricomprare su MSD, non essendo tali diritti esercitabili senza compromettere la sicurezza del sistema. Ne conseguirebbe quindi un incremento degli oneri di dispacciamento del sistema elettrico. Gli attuali limiti di transito fra Sardegna e Continente non sembrano tuttavia essere stati calcolati tenendo

conto di tale vincolo. Assumendo che Terna abbia implementato correttamente le procedure per la determinazione delle zone della rete rilevante e dei limiti di transito fra le medesime previste dal vigente Codice di Rete e non essendo pervenute ulteriori informazioni in merito, occorre verificare se le predette procedure siano ancora rispondenti agli obiettivi del decreto legislativo n. 79/99 e della deliberazione n. 111/06.

La natura e l'entità dei vincoli tecnici che caratterizzano il sistema elettrico sardo e le verosimili ripercussioni che tali vincoli potrebbero avere sia sull'esercizio in condizioni di sicurezza del medesimo, che sul corretto svolgimento del mercato elettrico a pronti (MGP, MI e MSD), saranno oggetto di specifico approfondimento nell'ambito della più ampia istruttoria conoscitiva avviata sul tema dall'Autorità con la deliberazione 401/2012/R/eel.

Meccanismo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento

Il meccanismo di calcolo del prezzo di sbilanciamento in vigore fino al mese di giugno 2012 non prevedeva l'esclusione di tutte quelle azioni attivate localmente da Terna che non dipendevano, almeno in parte, dallo sbilanciamento della macrozona, ivi incluse le movimentazioni per l'utilizzo di riserva secondaria.

Dalle analisi riportate nella Sezione I della presente relazione tecnica si evince come l'esclusione della riserva secondaria dal calcolo del prezzo di sbilanciamento disposta dalla deliberazione 342/2012/R/eel abbia avuto un impatto significativo sul livello dei prezzi di sbilanciamento. Tuttavia, in un numero significativo di ore, anche qualora le movimentazioni di riserva secondaria fossero state escluse dal calcolo del prezzo di sbilanciamento, i prezzi di sbilanciamento applicati alle unità di consumo non avrebbero riflesso correttamente il valore dell'energia comprata o venduta a sbilanciamento. Ciò dipende principalmente dalla presenza sistematica di accettazioni a salire per Altri Servizi su MB, anche nelle ore in cui la Sardegna era caratterizzata da una situazione di sbilanciamento effettivo positivo. Queste accettazioni sembrerebbero essere riconducibili a movimentazioni che sarebbero state poste in essere a prescindere dallo sbilanciamento del sistema elettrico (e.g. quantità accettate per risoluzioni di vincoli a rete integra).

Come evidenziato nella deliberazione 342/2012/R/eel, la futura disciplina degli sbilanciamenti dovrà prevedere che i prezzi di sbilanciamento siano determinati escludendo dalla ponderazione sia le quantità, ed i prezzi, afferenti l'utilizzo della riserva secondaria sia quelle relative alle offerte accettate la cui dimensione sia – eventualmente pro quota – indipendente dallo sbilanciamento del sistema elettrico nella macrozona. Una misura che potrebbe essere introdotta con urgenza, senza la necessità di condurre ulteriori analisi, riguarda l'esclusione dal calcolo del segno e del prezzo di sbilanciamento di tutte le movimentazioni nel MSD afferenti potenza che è stata dichiarata essenziale per la risoluzione di vincoli locali (e.g. quantità accettate per risoluzioni di vincoli a rete integra) e per la quale

l'operatore ha optato per il regime di remunerazione "alternativo" di cui all'articolo 65bis della deliberazione n. 111/06.

Accertamento di eventuali condotte speculative messe in atto da parte di uno o più utenti del dispacciamento localizzati in Sardegna nel corso del 2012

La condotta degli UDD in prelievo in Sardegna

La Sezione II della presente relazione tecnica prende in esame la condotta degli UDD in prelievo localizzati in Sardegna nel corso del 2012. I dati raccolti nell'ambito dell'istruttoria mostrano come molti UDD in prelievo localizzati in Sardegna abbiano sistematicamente acquistato nel MGP energia elettrica largamente eccedente rispetto a quella necessaria a coprire il prelievo della rispettiva unità di consumo con la finalità di rivendere tale eccedenza a sbilanciamento a un prezzo di vendita che in molte ore risultava superiore al prezzo di acquisto.

Sulla base delle analisi svolte nella presente relazione si può concludere che la propensione degli UDD in prelievo localizzati in Sardegna a mettere in atto condotte di questo tipo è stata originata, in parte, da un'applicazione non coerente del meccanismo di determinazione dei prezzi di sbilanciamento (inclusione della secondaria nel meccanismo di calcolo del prezzo di sbilanciamento), e, in parte, dai succitati elementi di vulnerabilità della vigente disciplina degli sbilanciamenti effettivi. Si ritiene pertanto necessario e urgente proseguire nel processo di perfezionamento della disciplina degli sbilanciamenti effettivi avviato con la deliberazione 342/2012/R/eel.

Stima degli oneri impropri per il sistema

Nella Sezione III della presente relazione tecnica si dà, altresì, evidenza dei maggiori oneri sostenuti dal sistema elettrico a causa della condotta degli UDD in prelievo localizzati in Sardegna. Una stima preliminare di tali maggiori oneri è stata condotta con riferimento al mese di giugno 2012.²⁴ Nel predetto mese le condotte messe in atto dagli UDD localizzati in Sardegna hanno determinato:

- un incremento del prezzo zonale di vendita della Sardegna pari a circa 28,1 €/MWh;
- un incremento del PUN pari a circa 4 €/MWh;
- un incremento dei costi di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento sostenuti da Terna (c.d. *uplift*) che, sulla base di alcune ipotesi semplificatorie, possono essere stimati pari a circa 1,5 milioni di euro.

L'effetto delle condotte messe in atto dagli UDD localizzati in Sardegna sul PUN è stato quantificato mediante un'analisi di *what-if* del MGP – svolta dal Gestore dei Mercati

²⁴ Tali stime non tengono conto di possibili cambi di strategia da parte dei produttori.

Energetici con l'ausilio del simulatore di mercato cui al comma 3.4bis della deliberazione ARG/elt 115/08 – sostituendo alle quantità orarie offerte in acquisto dall'insieme delle unità di consumo localizzate in Sardegna le quantità orarie effettivamente prelevate dalle medesime unità di consumo.

L'effetto delle condotte messe in atto dagli UDD localizzati in Sardegna sull'*uplift* è stato, invece, stimato utilizzando un modello semplificato. Il simulatore di mercato in dotazione a Terna ai sensi del comma 3.5bis della deliberazione ARG/elt 115/08 consente, infatti, di simulare gli esiti della sola fase di programmazione del MSD (MSD ex-ante). Considerato il rilevante peso, in termini di volumi movimentati, assunto negli ultimi anni dalla fase di gestione in tempo reale del MSD (Mercato di bilanciamento o MB), si ravvisa l'esigenza che Terna, previa modifica della deliberazione ARG/elt 115/08, si doti di un simulatore di mercato in grado di riprodurre gli esiti di tutte le fasi del MSD.