

Appendice A

Indice di pivotalità

Un operatore è pivotale in una specifica ora e in una prefissata zona (o macrozona) quando almeno parte della sua capacità produttiva oraria localizzata nella medesima zona (o macrozona) risulta indispensabile al soddisfacimento del fabbisogno orario di energia elettrica (o di potenza), nell'ipotesi in cui (i) tutti i suoi concorrenti utilizzino interamente la propria capacità produttiva che risulti disponibile nell'ora e localizzata nella medesima zona (o macrozona) e (ii) risulti altresì interamente utilizzata la capacità di importazione dalle altre zone (o macrozone) interconnesse (analisi della pivotalità semplice).¹

L'analisi di pivotalità congiunta misura per ogni ora la pivotalità dell'operatore in ogni possibile combinazione di zone², identificando la combinazione di zone per cui il valore di pivotalità è massimo per quella medesima ora. Così facendo la pivotalità congiunta tiene in conto contestualmente sia l'effetto dei limiti di transito fra le zone che l'effetto della differenza, in ciascuna zona, fra il fabbisogno orario di energia elettrica (o di potenza) e la capacità produttiva oraria disponibile di tutti i concorrenti dell'operatore (di seguito: i terzi).

Il calcolo di pivotalità sia sul fabbisogno di energia che sul fabbisogno di potenza ha la sua ratio nel fatto che, sebbene la domanda del MGP rifletta il fabbisogno di energia elettrica attesa senza considerare il fabbisogno di riserva su MSD, le strategie degli operatori non possono che tenere conto della loro opportunità di arbitrare fra i due mercati e conseguentemente della loro eventuale indispensabilità ai fini del soddisfacimento del fabbisogno di potenza.

A partire dallo scorso anno, il calcolo della pivotalità è stato, altresì, aggiustato in modo tale da tenere conto della potenza assoggettata al regime di reintegrazione dei costi previsto dalla disciplina degli impianti essenziali. Tale regime, infatti, a fronte della possibilità di accedere alla garanzia di piena copertura dei costi fissi, prevede vincoli di offerta sia su MSD, ove la potenza a salire e a scendere è offerta a prezzo pari al costo variabile riconosciuto, che su MGP, ove la potenza è offerta a prezzo pari a zero per la quantità di potenza essenziale e a prezzo non superiore al costo variabile riconosciuto per la restante quantità.

¹ L'analisi di pivotalità non tiene conto dei vincoli di rete non rappresentati da vincoli zonal di MGP.

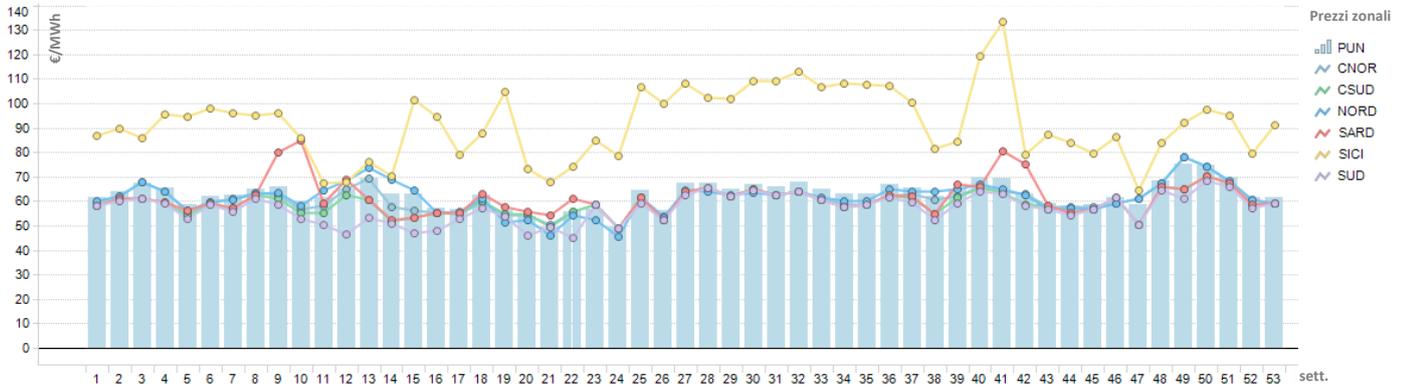
² Laddove in una data combinazione di zone si possono trascurare i limiti di trasporto tra le zone che compongono detta combinazione. I vincoli di transito effettivamente stringenti sono evidenziati dal confronto tra le combinazioni possibili. Ad esempio, se la pivotalità sulla zona x è maggiore della pivotalità sulla macrozona y (di cui la zona x fa parte), ciò significa che il limite di transito dalle zone che compongono la macrozona y verso la zona x sono stringenti.

Pagg 2-8 Omissis

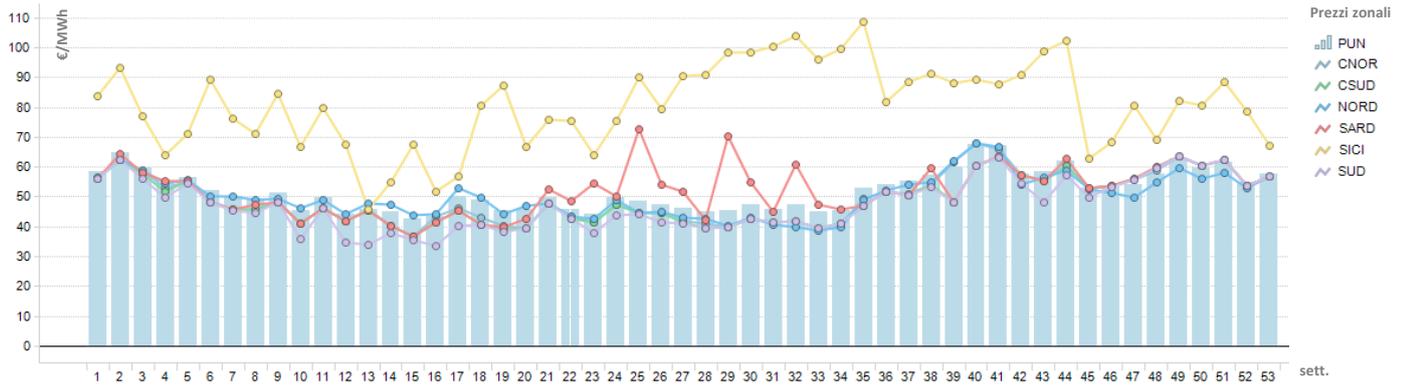
Appendice B

Andamento dei prezzi MGP 2013 e 2014

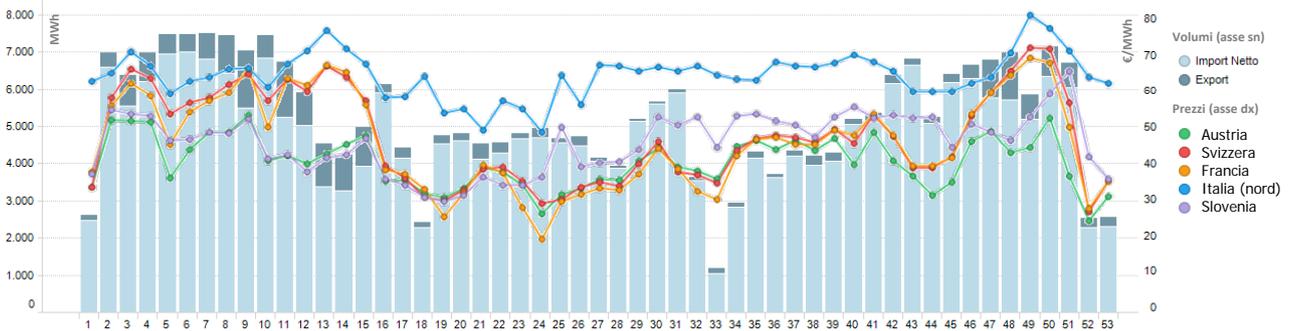
2013

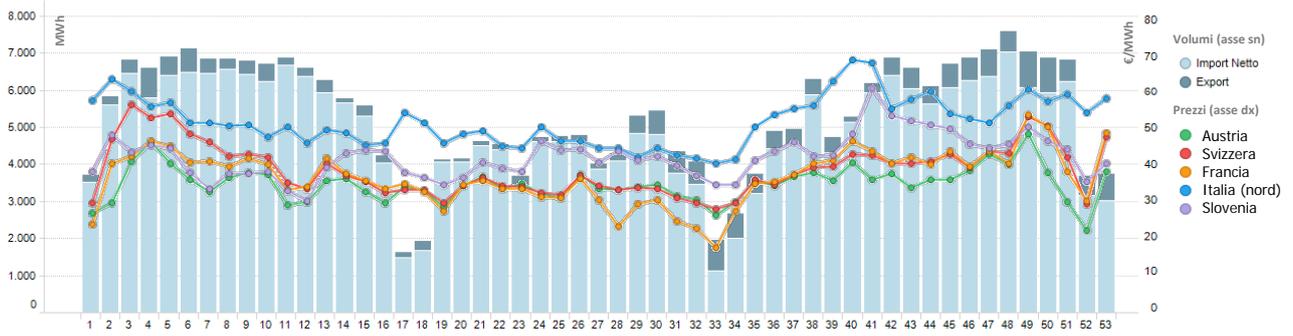


2014



Scambi con l'estero e prezzi delle borse europee 2013 e 2014





Appendice C

Approvvigionamento delle risorse nel MSD

Tipologie di riserva di potenza in ordine decrescente di flessibilità

Riserva Primaria: La riserva primaria ha lo scopo di *“correggere automaticamente gli squilibri istantanei tra produzione totale e fabbisogno totale dell’intero sistema elettrico europeo interconnesso, mediante l’intervento dei regolatori di velocità delle turbine dei generatori asserviti, in risposta alle variazioni di frequenza”*. La riserva primaria rappresenta la risorsa più flessibile presente nel sistema elettrico e deve essere fornita obbligatoriamente da tutti gli impianti idonei di produzione connessi alla RTN.

Riserva Secondaria: La riserva secondaria ha la finalità di *“compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema nazionale, riportando quindi gli scambi di potenza alla frontiera ai valori di programma, e contribuendo, di conseguenza, al ristabilimento della frequenza europea. Questa funzione automatica è eseguita da un regolatore centralizzato presente nel sistema di controllo in linea del Gestore”*. La riserva secondaria si configura come la risorsa più pregiata in quanto si attiva automaticamente con tempi di risposta dell’ordine di secondi. Per l’erogazione di tale servizio il gradiente di variazione di potenza richiesto alle UP abilitate deve essere *“non inferiore alla velocità di variazione del segnale di Livello di teleregolazione”*.

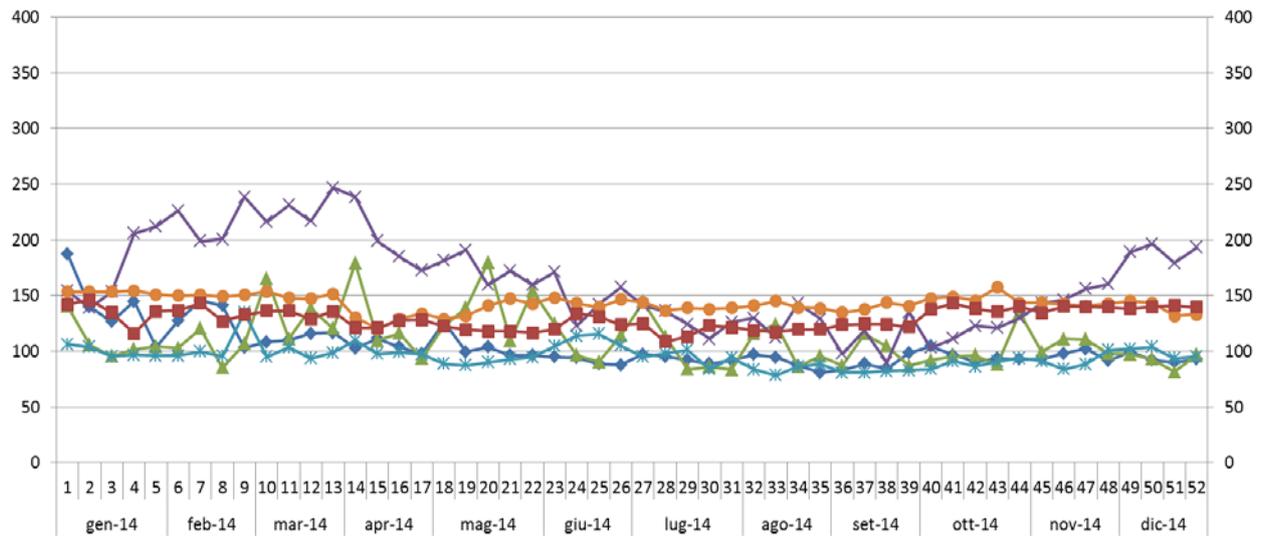
Riserva Terziaria Pronta: La riserva pronta *“ha lo scopo di ricostituire la banda di riserva secondaria di potenza entro i tempi previsti dalla normativa ENTSO-E e di mantenere il bilancio di sistema in caso di variazioni rapide di fabbisogno (a titolo esemplificativo, rampa di presa di carico) con requisiti di velocità e continuità”*. La riserva terziaria pronta è costituita dall’incremento (decremento) di produzione che può essere immesso (prelevato) nella (dalla) rete entro 15 minuti dalla richiesta del Gestore. Tra le caratteristiche tecniche richieste alle UP per l’abilitazione alla fornitura di tale servizio viene indicata la capacità *“di variare in aumento (decremento) la propria immissione con un gradiente almeno pari a 50 MW/min”* Per le sue caratteristiche, la riserva terziaria pronta si presta ad essere fornita principalmente dalle unità di produzione e pompaggio.

Riserva Terziaria di Sostituzione: La riserva di sostituzione *“ha lo scopo di ricostituire la riserva terziaria pronta a fronte di scostamenti del fabbisogno, dell’immissione di fonti rinnovabili non programmabili, di avarie dei gruppi di produzione la cui durata sia di qualche ora”*¹. La riserva di sostituzione è costituita dall’incremento (decremento) di produzione che può essere immesso (prelevato) in rete entro 120 minuti dalla richiesta del Gestore e che può essere sostenuto senza limitazioni di durata. Tra le caratteristiche tecniche richieste alle UP per l’abilitazione alla fornitura di tale servizio viene indicata la capacità di variare *“in aumento o decremento, la propria immissione di almeno 10 MW entro 15 minuti dall’arrivo di un ordine di dispacciamento”*.

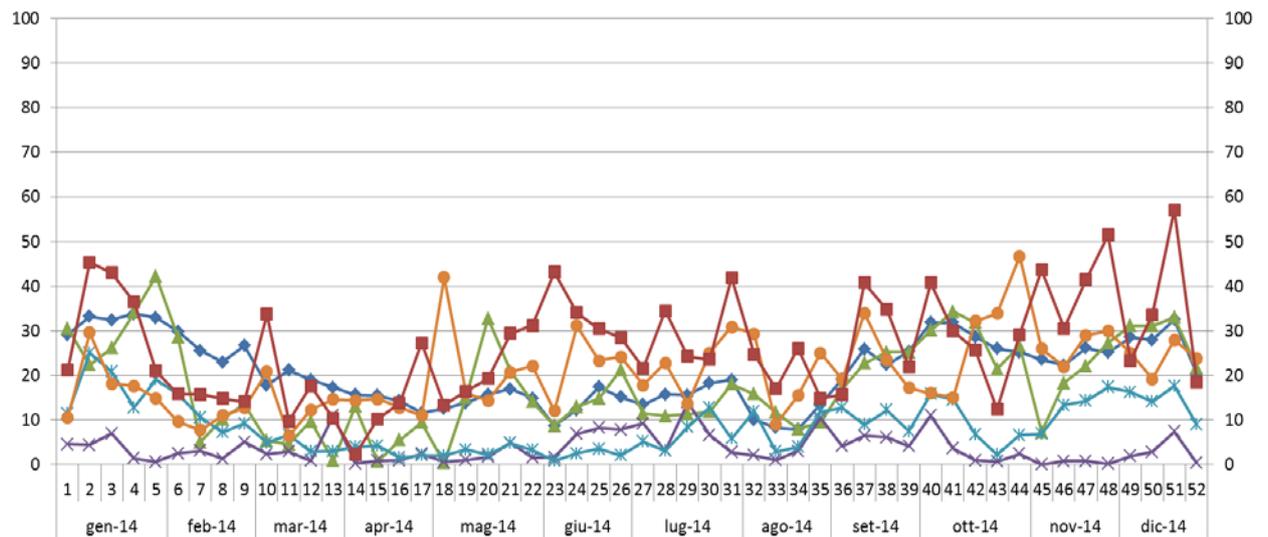
Altri Servizi o NRS – Andamento dei prezzi orari medi ponderati a salire e a scendere (MSD+MB) nelle settimane del 2014

—●— NORD —▲— CENTRO NORD —×— CENTRO SUD —*— SUD —○— SICILIA —■— SARDEGNA

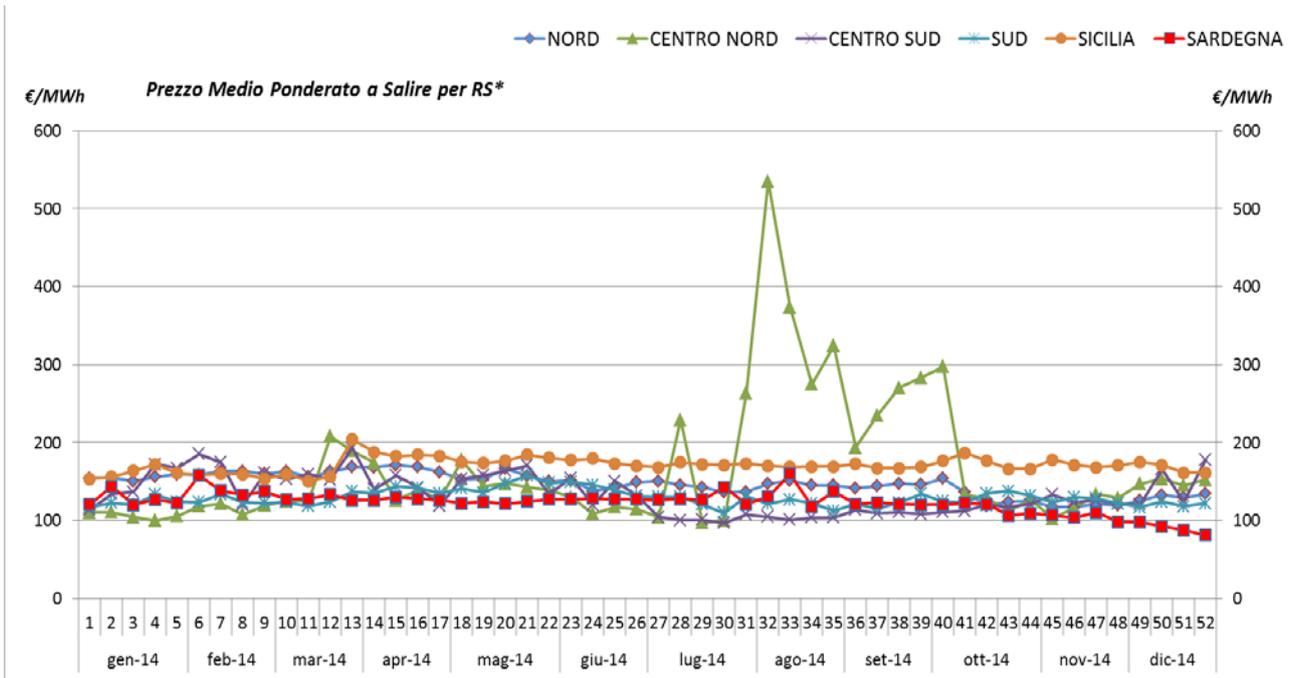
€/MWh **Prezzo Medio Ponderato a Salire per NRS**



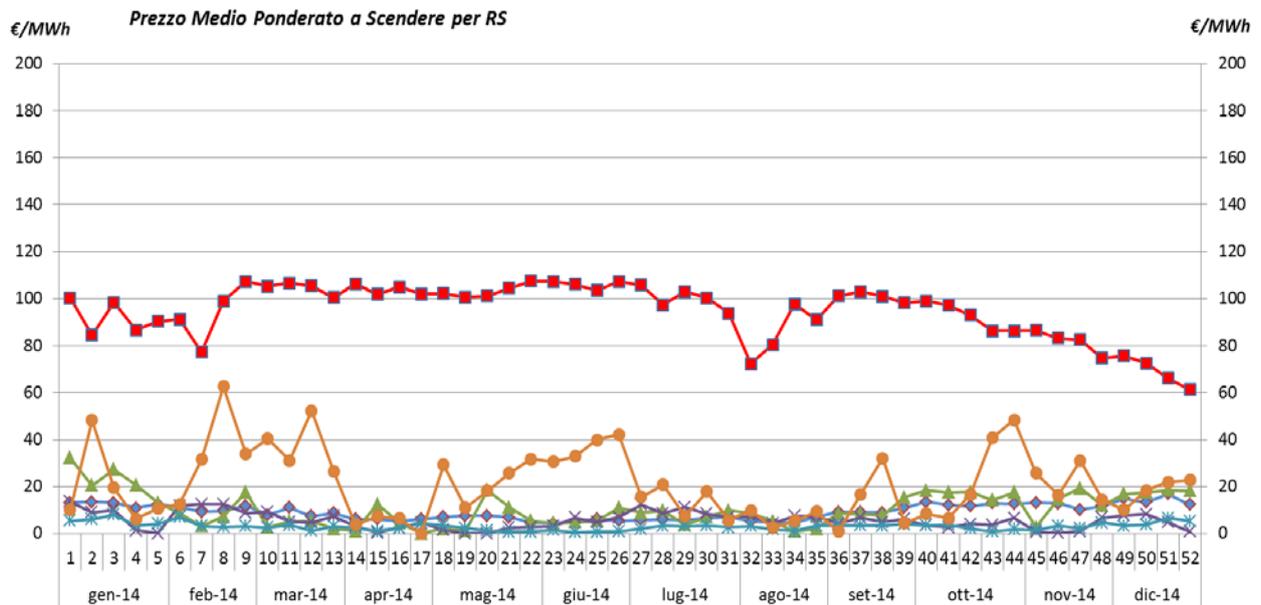
€/MWh **Prezzo Medio Ponderato a Scendere per NRS**



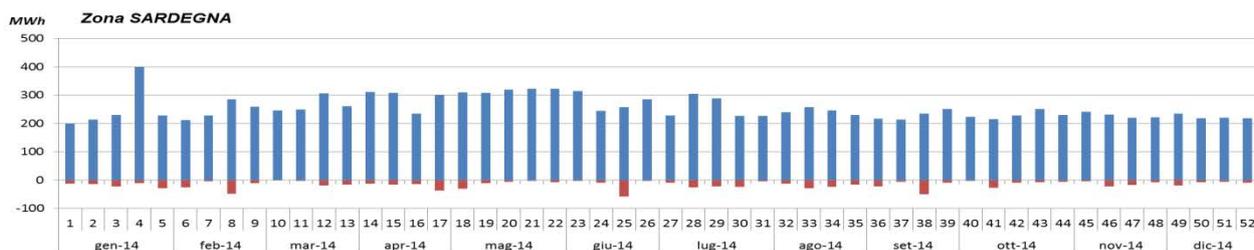
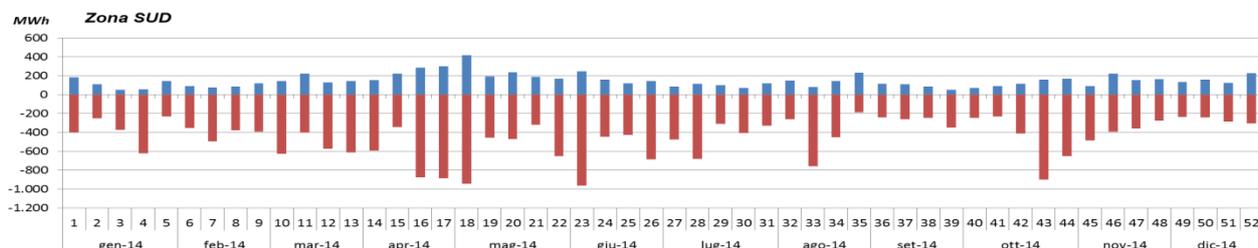
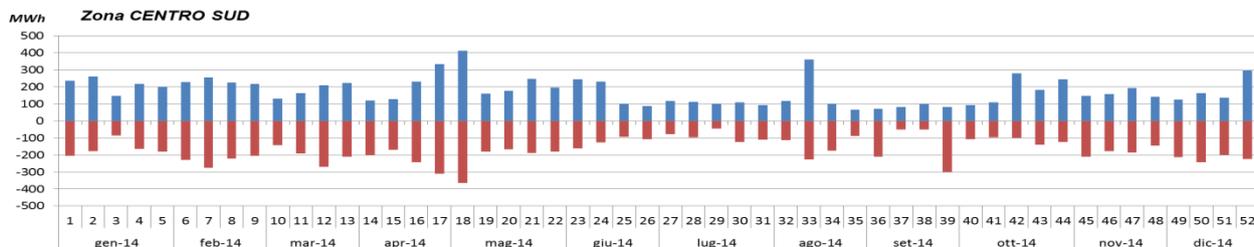
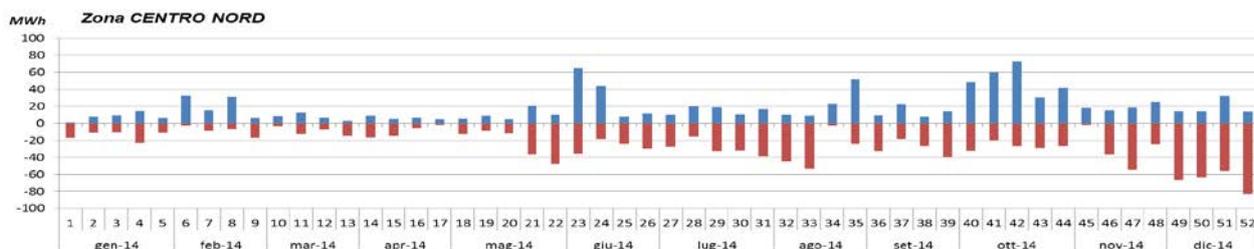
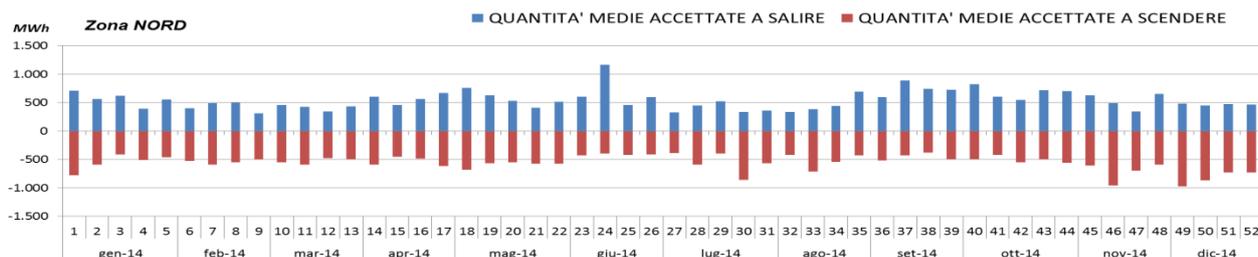
Riserva Secondaria o RS - Andamento dei prezzi orari medi ponderati a salire e a scendere (MB) nelle settimane del 2014



*Il picco di prezzo registrato nella settimana 32 nella zona Centro Nord è da attribuire a volumi accettati su un singolo impianto e limitatamente in due giorni del mese di agosto 2014.



Altri Servizi o NRS – Quantità medie orarie accettate a salire e a scendere (MSD+MB) nelle settimane del 2014



Riserva Secondaria o RS – Quantità medie orarie accettate a salire e a scendere (MB) nelle settimane del 2014

