

**RELAZIONE TECNICA SUGLI ESITI DELL'ISTRUTTORIA CONOSCITIVA SULLE  
DINAMICHE DI FORMAZIONE DEI PREZZI NEL MERCATO DELL'ENERGIA  
ELETTRICA, CON RIFERIMENTO ALLA ZONA SICILIA ED ALLE ZONE AD ESSA  
INTERCONNESSE, NEGLI ULTIMI MESI DEL 2008 E NEL GENNAIO 2009 (RIF.  
DELIBERAZIONE AUTORITÀ VIS. 3/09)**

I.	QUADRO METODOLOGICO .....	3
1.	Premessa.....	3
2.	Analisi dei prezzi e degli spread .....	4
3.	Tipologie di analisi svolte .....	9
II.	ANALISI STRUTTURALE DEL MERCATO ELETTRICO DELLA MACROZONA SICILIA.....	13
1.	analisi di adeguatezza.....	13
2.	Analisi di pivotalità .....	22
III.	ANALISI COMPORTAMENTALE DEI PRINCIPALI OPERATORI ATTIVI NELLA MACROZONA SICILIA .....	37
1.	Analisi di withholding.....	37
1.1.	Analisi di withholding sui toller di EDIPOWER effettuata sulla base di costi variabili standard .....	52
1.2.	Analisi di withholding sui toller di EDIPOWER effettuata sulla base di costi variabili dichiarati dai medesimi toller.....	59
2.	Analisi di <i>what-if</i> .....	67
2.1.	Analisi di what-if sui toller di EDIPOWER effettuata sulla base di costi variabili standard .....	73
2.2.	Analisi di what-if sui toller di EDIPOWER effettuata sulla base di costi variabili dichiarati dai medesimi toller .....	76
IV.	CONCLUSIONI.....	80

## I. QUADRO METODOLOGICO

### 1. PREMESSA

Nel gennaio 2009 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG), con deliberazione 22 gennaio 2009 VIS 3/09 (di seguito: istruttoria VIS 3/09), ha avviato un'istruttoria finalizzata a valutare le dinamiche di formazione dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica negli ultimi mesi, con riferimento alla zona Sicilia ed alle zone ad essa interconnesse. L'istruttoria trae la sua origine da una duplice considerazione:

- i prezzi registrati nella zona Sicilia negli ultimi mesi avevano raggiunto livelli particolarmente elevati e sensibilmente superiori ai livelli medi nazionali, sia su base media giornaliera che in particolari ore del giorno;
- le differenze tra i livelli di prezzo nella zona Sicilia e quelli medi nazionali non sembravano, a prima vista, completamente riconducibili a corrispondenti differenze nella struttura di costo del rispettivo parco produttivo.

Onde conferire maggiore rigore analitico alle ipotesi di cui sopra, è stata anzitutto effettuata un'analisi dell'andamento dei prezzi riconosciuti all'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima (di seguito: MGP) nel trimestre novembre 2008 – gennaio 2009 nonché dell'andamento della differenza assunta, nel medesimo periodo, tra detti prezzi e i costi variabili di generazione, con riferimento a specifiche tecnologie di generazione ed a profili tipici di utilizzo delle medesime<sup>1</sup>. Nel paragrafo 2 sono sinteticamente esposti i risultati di tale analisi.

Al fine di investigare le effettive cause sottostanti i fenomeni osservati e di cui al paragrafo 2, si è provveduto, quindi, all'espletamento di opportune analisi di dettaglio che rientrano nelle due seguenti macrocategorie:

1. analisi strutturale del mercato elettrico della macrozona Sicilia;
2. analisi comportamentale dei principali operatori attivi nella macrozona Sicilia.

Al fine di espletare le opportune analisi di dettaglio, ci si è avvalsi della collaborazione degli uffici di monitoraggio istituiti dalle società Terna S.p.A. (di seguito: Terna) e Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. (di seguito: GME) in ottemperanza alle disposizioni di cui all'art. 3

---

<sup>1</sup> Nel seguito del documento si farà riferimento alla differenza tra prezzi riconosciuti all'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima e costi variabili di produzione utilizzando il termine “*spread*”.

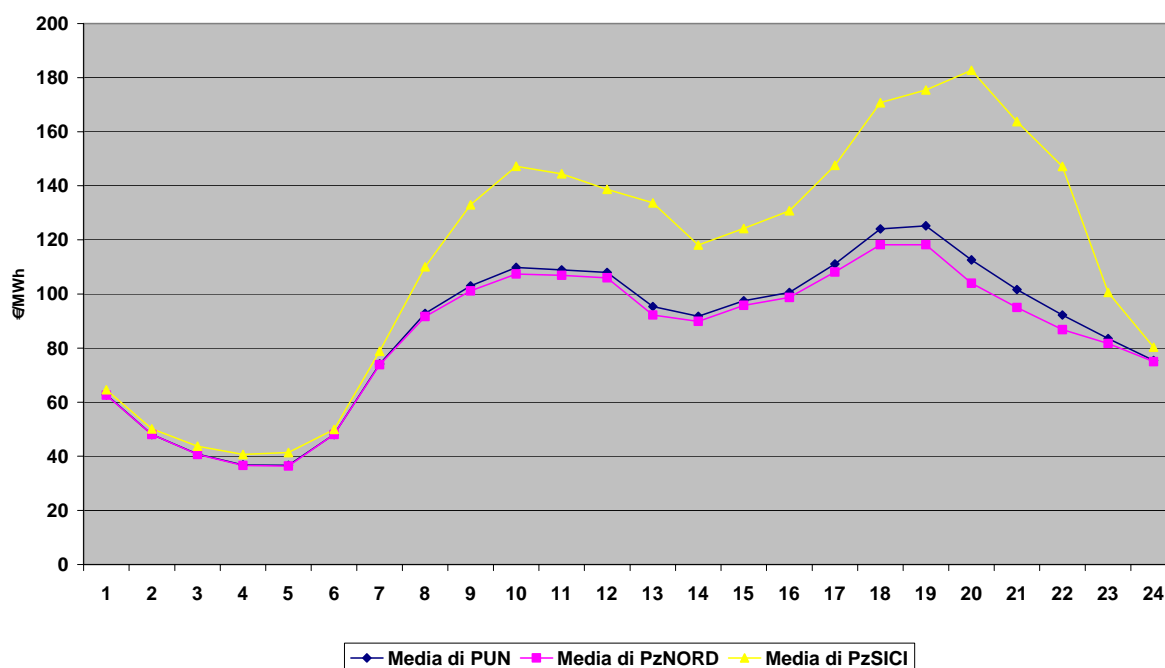
della deliberazione ARG/elt 115/08 (di seguito: TIMM), richiedendo ai medesimi uffici di produrre i dati ed effettuare le elaborazioni funzionali allo svolgimento delle succitate analisi ai sensi di quanto previsto agli artt. 5 e 6 del TIMM.

Nel paragrafo 3 si illustrano sinteticamente, sotto il profilo metodologico, le analisi di dettaglio condotte ai fini della valutazione delle cause sottostanti le dinamiche di formazione dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica nella zona Sicilia.

## 2. ANALISI DEI PREZZI E DEGLI SPREAD

Analizzando l'andamento del Prezzo Unico Nazionale (di seguito: PUN) e dei prezzi zionali di Sicilia e Nord nel trimestre oggetto di indagine emergono elementi molto interessanti.

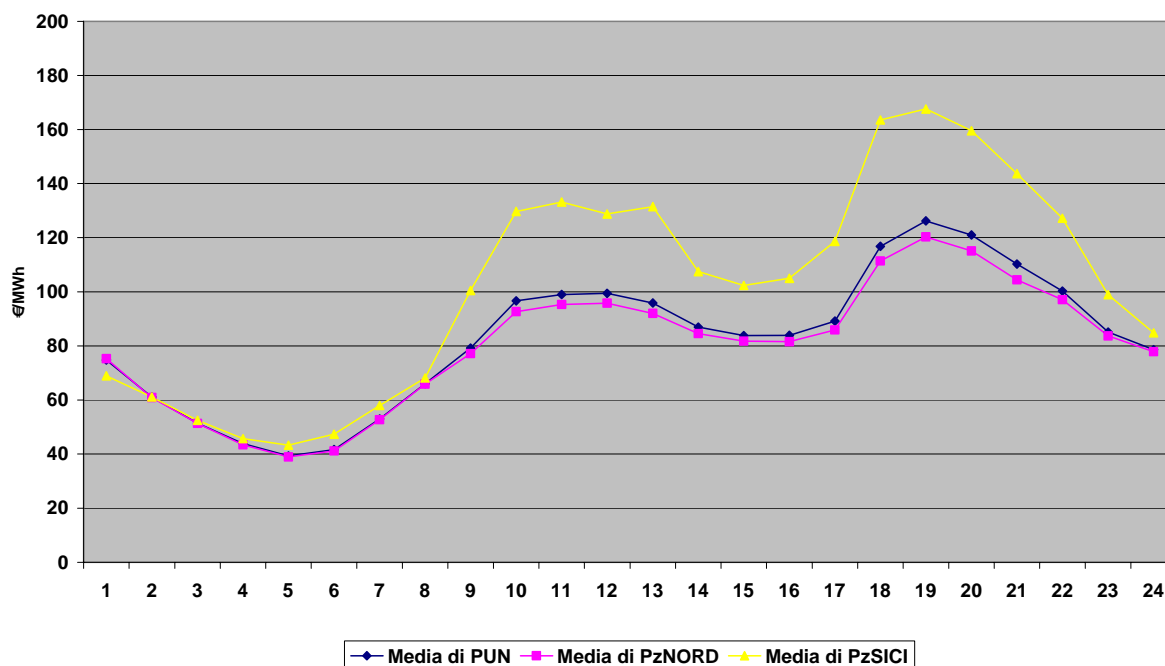
**Figura 1: livello medio del PUN e dei prezzi zionali di MGP di Sicilia e Nord per periodo rilevante omologo dei giorni lavorativi del trimestre**



Il prezzo medio giornaliero della zona Sicilia dei giorni lavorativi del trimestre (Figura 1) ammonta a circa 113 €/MWh mentre l'omologo prezzo medio giornaliero della zona Nord (che è molto prossimo al PUN) si attesta sugli 84 €/MWh. La differenza è quindi di circa 29 €/MWh. Tale differenza si accentua con riferimento ai prezzi medi giornalieri della fascia di picco (classificazione GME) – circa 41 €/MWh – e si attenua con riferimento ai prezzi medi giornalieri della fascia di fuori picco (classificazione GME) – circa 15 €/MWh. Le differenze

medie più forti per periodo rilevante si concentrano comunque nei periodi rilevanti da 18 a 22 ove oscillano fra i 52 €/MWh del periodo rilevante 18 e i 79 €/MWh del periodo rilevante 20.

**Figura 2: livello medio del PUN e dei prezzi zonali di MGP di Sicilia e Nord per periodo rilevante omologo dei giorni non lavorativi del trimestre**



Il prezzo medio giornaliero della zona Sicilia dei giorni non lavorativi del trimestre (Figura 2) ammonta a circa 102 €/MWh mentre l'omologo prezzo medio giornaliero della zona Nord (che è molto prossimo al PUN) si attesta sugli 80 €/MWh. La differenza è quindi di circa 22 €/MWh. Le differenze medie più forti per periodo rilevante si concentrano comunque nei periodi rilevanti da 18 a 20 ove oscillano fra i 44 €/MWh del periodo rilevante 20 e i 52 €/MWh del periodo rilevante 18.

Figura 3: livello medio giornaliero dei mark-up al margine nelle zone Sicilia e Nord per periodo rilevante omologo dei giorni lavorativi del trimestre

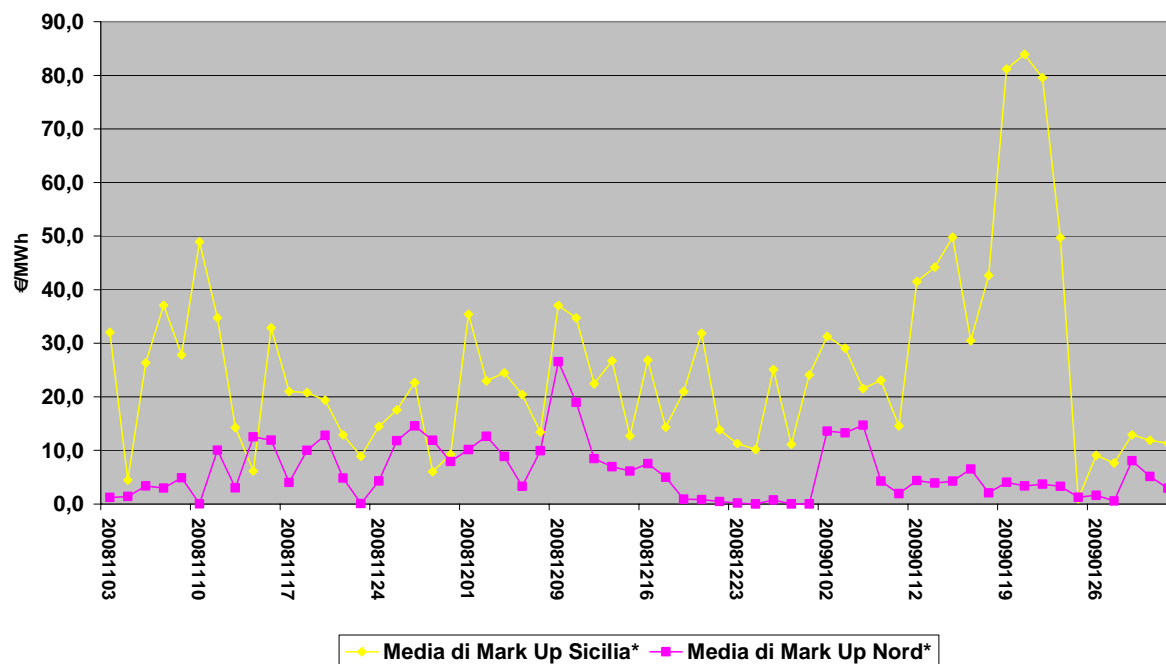
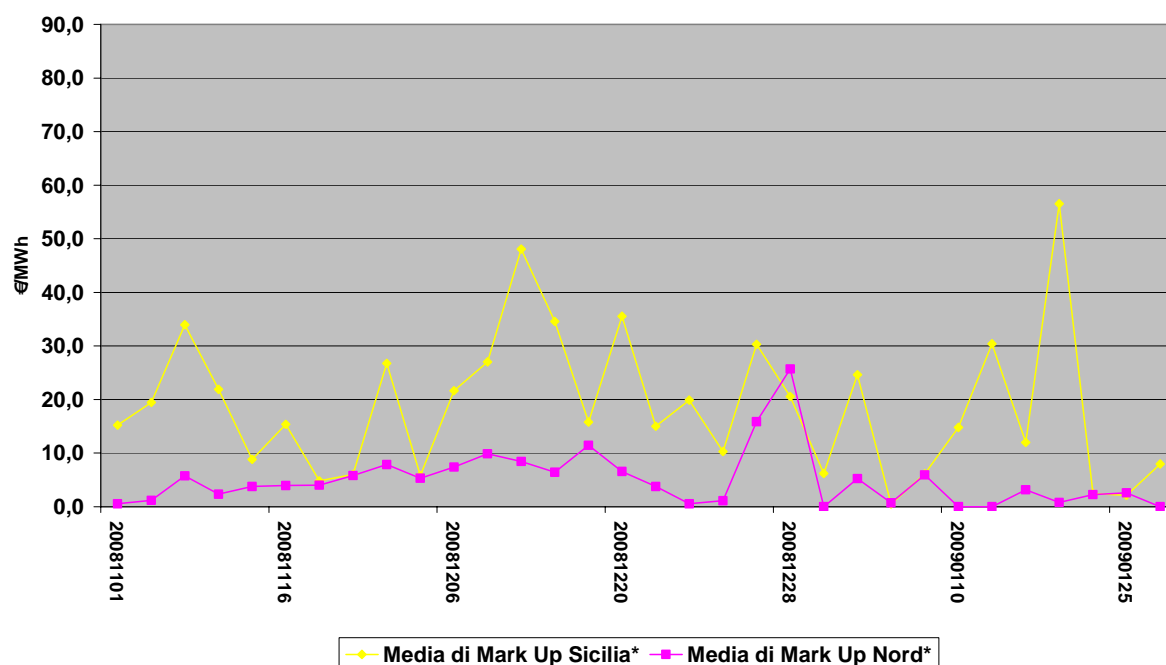
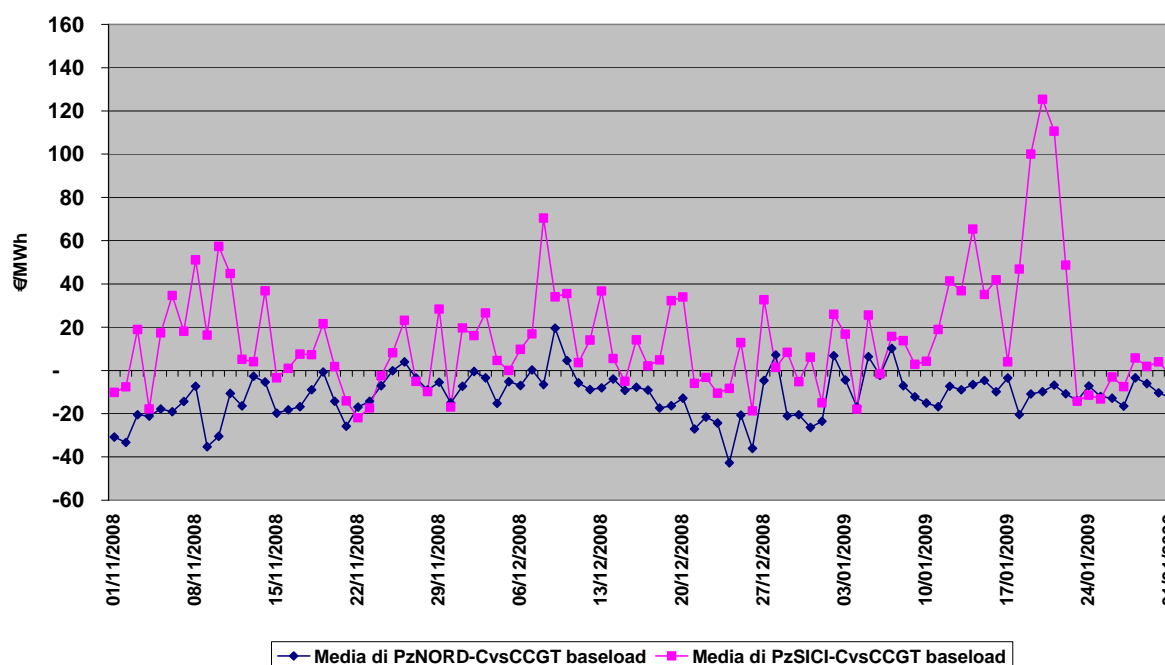


Figura 4: livello medio giornaliero dei mark-up al margine nelle zone Sicilia e Nord per periodo rilevante omologo dei giorni non lavorativi del trimestre



L'analisi del livello medio giornaliero del mark-up<sup>2</sup> al margine nella zona Sicilia e nella zona Nord (Figura 3 Figura 4) evidenzia la notevole discrepanza fra le due zone in termini di aderenza dei prezzi zionali ai costi variabili dell'unità di produzione più onerosa programmata su MGP. Nei giorni lavorativi, il livello medio giornaliero del mark-up al margine nella zona Sicilia è infatti pari a circa 26 €/MWh su base trimestrale contro circa 6 €/MWh nella zona Nord. Nei giorni non lavorativi, invece, il livello medio giornaliero del mark-up al margine nella zona Sicilia è pari a circa 19 €/MWh su base trimestrale contro circa 5 €/MWh nella zona Nord. Ciò induce a ritenere che le dinamiche dei prezzi osservate nel periodo oggetto di indagine siano difficilmente riconducibili alle dinamiche dei costi variabili di generazione rilevate nel medesimo periodo.

**Figura 5: livello medio giornaliero degli spread (CCGT baseload) del trimestre nelle zone Sicilia e Nord.**



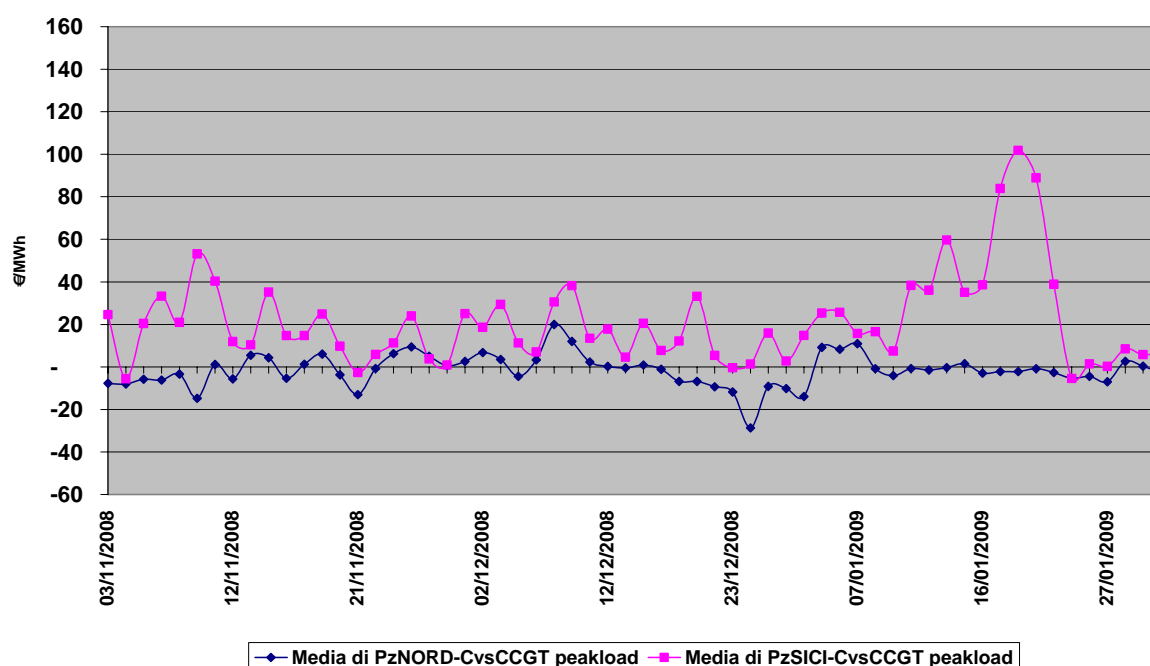
Osservando l'andamento dello spread<sup>3</sup> di un'unità a ciclo combinato di cui si ipotizzi un funzionamento baseload (Figura 5) si costata agevolmente che il livello dei prezzi della zona Sicilia è tale da generare uno spread di circa 15 €/MWh su base trimestrale. La variabilità

<sup>2</sup> Il mark-up è calcolato come differenza fra il prezzo zonale su MGP e il minimo fra il costo variabile standard dell'unità di produzione più costosa accettata su MGP nella zona in esame e il prezzo zonale su MGP. Questa modalità di calcolo del mark-up tiene conto che le offerte di un operatore possono essere fortemente condizionate da vincoli di funzionamento dell'unità offerta. Tali vincoli possono infatti costringere l'operatore ad offrire un'unità sottocosto pur di assicurarne la continuità di funzionamento per un prefissato arco temporale.

<sup>3</sup> L'esame dello spread tiene conto nei costi variabili sia del costo variabile di combustibile che dei costi relativi all'obbligo di produzione di energia da fonti rinnovabili nuove (o di acquisto di Certificati verdi) e di quelli relativi alla direttiva sulle emissioni di CO<sub>2</sub>. D'altra parte, nel considerare il contributo degli spread alla copertura dei costi fissi dell'impianto si dovrebbe tenere conto anche delle assegnazioni gratuite di quote di emissione di CO<sub>2</sub> ai produttori termoelettrici. Nei costi variabili sono altresì tenuti in conto i costi di trasporto inclusi nella cosiddetta componente CTR e lo sbilanciamento medio atteso per l'unità in esame.

dello spread giornaliero con riferimento al medesimo periodo è notevole: oscilla da un minimo di  $-22$  €/MWh a un massimo di  $125$  €/MWh e ha una deviazione standard di  $27$  €/MWh. Nella zona Nord, invece, il livello dei prezzi è tale da generare uno spread negativo su base trimestrale:  $-11,5$  €/MWh. La variabilità dello spread giornaliero con riferimento al medesimo periodo è molto meno accentuata: oscilla da un minimo di  $-43$  €/MWh a un massimo di  $20$  €/MWh e ha una deviazione standard di  $10$  €/MWh.

**Figura 6: livello medio giornaliero degli spread (CCGT peakload) del trimestre nelle zone Sicilia e Nord.**



Osservando l'andamento dello spark spread di un'unità a ciclo combinato di cui si ipotizzi un funzionamento nei soli giorni lavorativi al minimo tecnico<sup>4</sup> nella fascia di fuori picco di GME e al 95% del carico nella fascia di picco di GME<sup>5</sup> (Figura 6), possiamo constatare che il livello dei prezzi della zona Sicilia è tale da generare uno spread di  $21,5$  €/MWh su base trimestrale<sup>6</sup>. La variabilità dello spread giornaliero con riferimento al medesimo periodo è notevole: oscilla da un minimo di  $-6$  €/MWh a un massimo di  $102$  €/MWh e ha una deviazione standard di  $22$  €/MWh. Nella zona Nord, invece, il livello dei prezzi è tale da generare uno spread negativo su base trimestrale:  $-1,5$  €/MWh<sup>7</sup>. La variabilità dello spread

<sup>4</sup> Ipotizzato pari al 40% della potenza massima.

<sup>5</sup> GME distingue tre fasce orarie: una fascia oraria di picco (P) che copre i periodi rilevanti da 9 a 20 (inclusi) di tutti i giorni lavorativi; una fascia oraria di fuori picco (FP) che copre i periodi rilevanti da 1 a 8 (inclusi) e da 21 a 24 (inclusi) di tutti i giorni lavorativi; una fascia oraria festiva (F) che copre tutti i periodi rilevanti dei giorni festivi (i sabati sono assimilati a giorni festivi).

<sup>6</sup> Tale spread tuttavia è sovrastimato, in quanto non considera il peggioramento del rendimento derivante dal funzionamento dell'impianto a carico parziale nelle ore fuori picco.

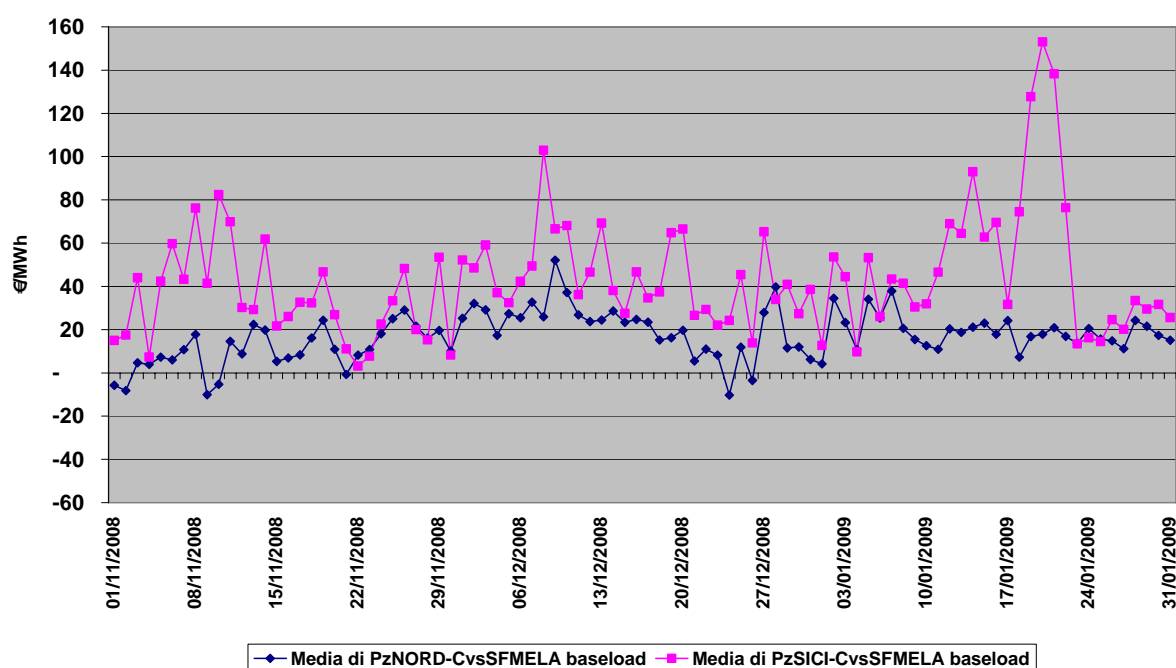
<sup>7</sup> Si veda la nota n. 6.



giornaliero con riferimento al medesimo periodo è meno accentuata: oscilla da un minimo di -29 €/MWh a un massimo di 20 €/MWh e ha una deviazione standard di 8 €/MWh.

Osservando l'andamento dello spread di un'unità termoelettrica tradizionale (a condensazione) alimentata a olio combustibile - come le unità di San Filippo del Mela - di cui si ipotizzi un funzionamento baseload (Figura 7), possiamo constatare che il livello dei prezzi della zona Sicilia è tale da generare uno spread di 43 €/MWh su base trimestrale. La variabilità dello spread giornaliero con riferimento al medesimo periodo è relativamente contenuta: oscilla da un minimo di 3 €/MWh a un massimo di 153 €/MWh e ha una deviazione standard di 27 €/MWh.

Figura 7: livello medio giornaliero degli spread (san Filippo del Mela baseload) del trimestre nelle zone Sicilia e Nord



### 3. TIPOLOGIE DI ANALISI SVOLTE

Nel paragrafo 1 sono state identificate due macrocategorie di analisi nell'ambito delle quali si collocano le analisi di dettaglio svolte ai fini dell'accertamento delle cause sottostanti le dinamiche di formazione dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica nella zona Sicilia e nelle zone ad essa interconnesse.

Nell'ambito della prima macrocategoria - "Analisi strutturale del mercato elettrico della macrozona Sicilia" - sono state espletate le seguenti analisi:

a) analisi contestuale de:

- il livello di adeguatezza della capacità produttiva oraria complessivamente disponibile nella macrozona Sicilia<sup>8</sup> rispetto al fabbisogno di potenza<sup>9</sup> orario per la medesima macrozona,
- l'entità della capacità produttiva oraria complessivamente indisponibile nella medesima macrozona e
- le motivazioni sottostanti tale indisponibilità (di seguito: analisi di adeguatezza);

b) analisi del potere di mercato unilaterale detenuto in ciascuna ora da ciascuno dei principali macrooperatori attivi nella macrozona Sicilia sia nella medesima macrozona che a livello nazionale (di seguito: analisi di pivotalità).

L'analisi sub a) si basa sul computo dei seguenti scostamenti orari:

- scostamento fra la capacità produttiva oraria complessivamente disponibile nella macrozona<sup>10</sup> e il fabbisogno di potenza orario per la medesima macrozona<sup>11</sup>,
- scostamento fra la capacità produttiva oraria complessivamente disponibile in assenza di fuori servizio nella macrozona<sup>12</sup> e la capacità produttiva oraria complessivamente disponibile nella medesima macrozona; quest'ultimo scostamento è "sezionato" in relazione alle differenti motivazioni adducibili per giustificare l'indisponibilità della capacità produttiva nella responsabilità dell'utente del dispacciamento.

Laddove si rilevi – con riferimento al primo alinea – un'elevata frequenza relativa di scostamenti orari negativi o solo "leggermente" positivi ciò è indizio di una situazione

---

<sup>8</sup> E' l'aggregato della zona Sicilia e del polo di produzione limitata di Priolo Gargallo.

<sup>9</sup> E' la somma fra il fabbisogno di energia elettrica e il fabbisogno di riserva totale (secondaria e terziaria) per la zona in esame.

<sup>10</sup> La capacità produttiva oraria complessivamente disponibile è calcolata come somma sull'ora in esame della capacità oraria disponibile risultante da RUP dinamico per ciascuna unità abilitata a MSD di tipo termoelettrico e dell'immissione oraria di energia elettrica risultante dai dati di settlement per ciascuna unità di produzione non appartenente alla predetta categoria.

<sup>11</sup> E' la somma del prelievo orario complessivo di energia elettrica risultante dai dati di settlement e del fabbisogno di riserva complessivo (secondaria + terziaria) definito da Terna nella fase di programmazione di MSD.

<sup>12</sup> La capacità produttiva oraria complessivamente disponibile in assenza di fuori servizio è calcolata come somma sull'ora in esame della potenza efficiente netta risultante da RUP statico per ciascuna unità abilitata a MSD di tipo termoelettrico e dell'immissione oraria di energia elettrica risultante dai dati di settlement per ciascuna unità di produzione non appartenente alla predetta categoria.

potenzialmente critica in termini di adeguatezza del sistema, ossia dell'abilità del sistema di soddisfare il fabbisogno di energia in sicurezza senza ricorrere all'attivazione del PESSE.

L'analisi sub b) si basa sul computo della pivotalità lorda oraria di un macrooperatore nelle due seguenti modalità:

- calcolo della pivotalità sia sul fabbisogno orario di energia elettrica che sul fabbisogno orario di potenza nella macrozona Sicilia;
- calcolo della pivotalità congiunta sia sul fabbisogno orario di energia elettrica che sul fabbisogno orario di potenza a livello nazionale.

Un macrooperatore è pivotale in una certa ora e in una certa zona (o macrozona) quando almeno parte della sua capacità produttiva oraria disponibile localizzata nella medesima zona (o macrozona) risulta indispensabile al soddisfacimento del fabbisogno orario di energia elettrica (o di potenza), nell'ipotesi in cui tutti i suoi concorrenti utilizzino interamente la propria capacità produttiva oraria disponibile localizzata nella medesima zona (o macrozona) e risulti altresì interamente utilizzata la capacità di importazione da altre zone (o macrozone) direttamente interconnesse. L'analisi di pivotalità congiunta misura invece per una certa ora la pivotalità del macrooperatore in ogni possibile combinazione di zone, identificando la combinazione di zone per cui il valore di pivotalità è massimo per quella medesima ora – ossia la pivotalità congiunta. 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 del macrooperatore (di seguito: i terzi).

Nell'ambito della seconda macrocategoria - “Analisi comportamentale dei principali operatori attivi nella macrozona Sicilia” – sono state espletate le seguenti analisi:

- c) analisi del trattenimento fisico o economico dal MGP di capacità produttiva oraria disponibile localizzata nella macrozona Sicilia da parte dei principali operatori (o macrooperatori) attivi nella medesima macrozona (di seguito: analisi di *withholding*);
- d) analisi di sensibilità del primo margine dei principali operatori (o macrooperatori) attivi nella macrozona Sicilia basata su scenari caratterizzati dall'adozione da parte del singolo operatore di una strategia di offerta “concorrenziale” su MGP potenzialmente difforme da quella effettivamente implementata (di seguito: analisi di *what-if*).

L'analisi sub c) consiste nel computo, per ciascuna ora e per ciascuna unità di produzione, nella disponibilità dell'operatore in esame, di tipo termoelettrico, abilitata a MSD e localizzata nella macrozona Sicilia, della quantità di capacità produttiva che, pur avendo un

costo variabile standard<sup>13</sup> inferiore al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita in MGP nella medesima macrozona nell'ora in esame, non è stata presentata in vendita su MGP o è stata presentata in vendita su MGP ad un prezzo superiore ad un prezzo limite<sup>14</sup> predefinito ed è stata rigettata.

Il trattenimento di capacità produttiva – qualora non spiegabile dalla presenza di costi (anche opportunità) superiori al costo variabile standard utilizzato - fa nascere il sospetto di una strategia collusiva (eventualmente tacita) da parte dell'operatore indagato; tuttavia, non si può escludere che l'eventuale trattenimento possa essere interpretabile come strategia di esercizio di potere di mercato unilaterale.

L'analisi sub d) consiste nel computo e nel confronto, con riferimento a ciascuna ora del periodo in esame e alle unità localizzate nella macrozona Sicilia, dei *payoff* (e delle relative quantità accettate in vendita) associati a due distinte possibili strategie dell'operatore in esame:

1. strategia “concorrenziale”: l'operatore offre (tutta) la propria capacità produttiva disponibile di tipo termoelettrico al relativo costo variabile standard;
2. strategia effettivamente implementata dall'operatore su MGP.

Più precisamente trattasi di effettuare un confronto per ciascuna ora fra:

- i. primo margine<sup>15</sup> e quantità di offerte accettate sulla base degli esiti (prezzi e quantità) dello scenario concorrenziale;
- ii. primo margine e quantità di offerte accettate sulla base degli esiti (prezzi e quantità) effettivi di MGP.

Tale confronto è teso a evidenziare tutti casi in cui l'operatore avrebbe conseguito un profitto superiore qualora avesse offerto la propria capacità produttiva disponibile di tipo termoelettrico ad un prezzo pari al costo variabile standard senza violare i vincoli tecnici di

---

<sup>13</sup> Il costo variabile standard è calcolato con le modalità definite da AEEG. Le unità termoelettriche sono suddivise in categorie omogenee sulla base del sottotipo di tecnologia di impianto e del combustibile utilizzato. Per ciascun combustibile sono stati identificati le opportune quotazioni di riferimento e per ciascuna tecnologia si è identificato un rendimento standard appropriato. Si è altresì tenuto conto delle emissioni tipiche di CO<sub>2</sub> di ciascuna categoria di unità termoelettrica nonché del costo dei Certificati Verdi. Nei costi variabili sono altresì tenuti in conto i costi di trasporto inclusi nella cosiddetta componente CTR e lo sbilanciamento medio atteso per l'unità in esame.

<sup>14</sup> Il prezzo limite deve essere individuato con riferimento ad un livello di prezzo che ha bassissime probabilità di realizzarsi; così che l'offerta a prezzi superiori al prezzo limite che non sia motivata da ragioni di costo, anche opportunità, può essere assimilata ad una sottrazione di capacità dal mercato. Ai fini dell'analisi il prezzo limite è stato individuato come il prezzo corrispondente al 95esimo percentile della distribuzione mensile dei prezzi di MGP nella fascia oraria cui l'ora considerata appartiene e nella zona in cui l'unità produttiva è localizzata.

<sup>15</sup> Il margine primo è la differenza fra i ricavi di vendita e i costi variabili di produzione.

funzionamento delle relative unità di produzione<sup>16</sup>. In questi casi, nasce un sospetto dell'adozione, da parte dell'operatore indagato, di una strategia di collusione (almeno tacita), volta a sostenere nel medio-lungo periodo un livello di prezzi superiore a quello conseguibile se l'operatore adottasse nel breve periodo strategie volte alla massimizzazione dei suoi soli profitti. In un equilibrio collusivo, gli operatori sacrificano profitti di breve termine, internalizzando nelle proprie strategie l'effetto indotto sui profitti dei concorrenti; ciò consente di ottenere maggiori profitti nel medio-lungo termine.

Tutte le sopraelencate analisi dalla lettera a) alla lettera d) sono state circoscritte ai mesi di novembre e dicembre 2008 e gennaio 2009 e alla macrozona Sicilia. Ciò al fine di effettuare analisi coerenti sotto il profilo geografico e temporale, su un arco temporale sufficientemente ampio ma compatibile con i tempi di esecuzione delle suddette analisi ed in particolare con quelli richiesti dall'analisi di what-if che risulta estremamente onerosa sotto il profilo computazionale.

## **II. ANALISI STRUTTURALE DEL MERCATO ELETTRICO DELLA MACROZONA SICILIA**

L'analisi strutturale del mercato elettrico della macrozona Sicilia fa perno essenzialmente sulle analisi di dettaglio già menzionate al capitolo I, ossia l'analisi di adeguatezza e l'analisi di pivotalità.

### **1. ANALISI DI ADEGUATEZZA**

L'analisi di adeguatezza è stata condotta sulla base dei seguenti dati:

- 1) capacità produttiva oraria disponibile dichiarata su RUP dinamico alla chiusura di MSD ex-ante per le unità produzione abilitate a MSD di tipo termoelettrico;
- 2) immissioni orarie di energia elettrica risultanti dai dati di settlement per le unità di produzione diverse da quelle di cui al precedente punto 1);
- 3) capacità produttiva oraria indisponibile alla chiusura di MSD ex-ante per le unità di produzione abilitate a MSD di tipo termoelettrico, corredata dalla motivazione addotta

---

<sup>16</sup> In realtà, anche nei casi in cui la quantità nello scenario concorrenziale risulti superiore a quella effettivamente programmata in esito a MGP potrebbe esserci violazioni dei vincoli di funzionamento delle unità (per esempio, i vincoli di rampa) che meriterebbero un'analisi ad hoc.

a giustificazione del fuori servizio dall'utente del dispacciamento dell'unità (parzialmente o totalmente) indisponibile.

Tale analisi si basa anzitutto sul computo per ciascuna ora del trimestre oggetto di indagine dello scostamento orario (positivo o negativo) fra la capacità produttiva oraria complessivamente disponibile nella macrozona Sicilia<sup>17</sup>, incrementata della capacità di importazione oraria di energia elettrica dal Continente, e il fabbisogno di potenza orario per la medesima macrozona<sup>18</sup>.

Tali *scostamenti* sono stati quindi classificati secondo i seguenti quattro livelli di criticità:

1. DEFCON 1: tale classe include tutti i casi in cui lo scostamento è negativo o nullo; in tali casi non può quindi essere assicurato l'approvvigionamento della capacità di riserva necessaria a rispettare gli standard di sicurezza fissati da Terna senza l'attivazione del PESSE;
2. DEFCON 2: tale classe include tutti i casi in cui lo scostamento è positivo ma non superiore al 5% del fabbisogno di energia nell'ora in esame (di seguito: FABE); può quindi essere garantito l'approvvigionamento della capacità di riserva necessaria a rispettare gli standard di sicurezza fissati da Terna senza l'attivazione del PESSE e sussiste un ulteriore lieve margine di capacità disponibile non superiore al 5% del fabbisogno di energia da utilizzare per ricostituire i margini di riserva se necessario;
3. DEFCON 3: tale classe include tutti i casi in cui lo scostamento è positivo ed è compreso in un intervallo fra il 5% e il 10% del fabbisogno di energia nell'ora in esame ( $FABE * 5\% < \text{scostamento} \leq FABE * 10\%$ );
4. DEFCON 4: tale classe include tutti i casi in cui lo scostamento è positivo ed è superiore al 10% del fabbisogno di energia nell'ora in esame ( $\text{scostamento} > FABE * 10\%$ ).

Sulla base della sopraelencata "griglia", si è calcolata la frequenza dei vari livelli di criticità per periodo rilevante di MGP<sup>19</sup> in ciascuno dei mesi inclusi nel trimestre oggetto di indagine, distinguendo fra giorni lavorativi e giorni non lavorativi.<sup>20</sup>

---

<sup>17</sup> La capacità produttiva oraria complessivamente disponibile è calcolata come somma nell'ora in esame della capacità oraria disponibile risultante da RUP dinamico per ciascuna unità abilitata a MSD di tipo termoelettrico e dell'immissione oraria di energia elettrica risultante dai dati di settlement per ciascuna unità di produzione non appartenente alla predetta categoria.

<sup>18</sup> E' la somma della previsione di domanda di energia elettrica effettuata da Terna ai fini della fase di programmazione di MSD e del fabbisogno di riserva totale a salire (secondaria + terziaria) definito da Terna ai medesimi fini.

<sup>19</sup> I periodi rilevanti di MGP vanno, in ciascun giorno del periodo considerato, da 1 a 24.

<sup>20</sup> I giorni non lavorativi sono il sabato, la domenica e i festivi.

Stante le peculiari condizioni dell'isola e la rilevanza del ruolo delle unità di produzione e pompaggio di ANAPO e GUADALAMI – ossia di unità soggette a limiti di energia producibile – per assicurare il soddisfacimento del fabbisogno di potenza, gli *scostamenti* orari stati calcolati in due differenti scenari:

1. Scenario A: la capacità produttiva oraria complessivamente disponibile nella macrozona Sicilia trascura la capacità di riserva che le unità di produzione e pompaggio sarebbero state in grado di offrire compatibilmente coi rispettivi vincoli di energia producibile;
2. Scenario B: la capacità produttiva oraria complessivamente disponibile nella macrozona Sicilia ingloba la capacità di riserva che le unità di produzione e pompaggio sarebbero state in grado di offrire compatibilmente coi rispettivi vincoli di energia producibile per colmare gli eventuali scostamenti orari negativi di cui allo scenario A nei periodi rilevanti di MGP da 8 a 23<sup>21</sup>.

Dall'osservazioni degli esiti nello scenario A emerge che nei giorni lavorativi la frequenza relativa dei livelli di criticità maggiore (DEFCON 1 e DEFCON 2) è significativa in uno specifico sottoinsieme di periodi rilevanti mentre nei giorni non lavorativi la frequenza relativa di tali livelli critici è limitata, fatta eccezione per i sabati del mese di dicembre 2008.

Se si osservano la Figura 8, la Figura 9 e la Figura 10 - che illustrano la frequenza dei vari livelli di criticità per ciascun periodo rilevante omologo dei giorni lavorativi rispettivamente dei mesi di novembre, dicembre e gennaio - si nota che i periodi rilevanti di MGP interessati dalla più alta frequenza relativa dei livelli di criticità maggiore sono sistematicamente i periodi rilevanti di MGP da 17 a 22. Nondimeno, i mesi di dicembre e gennaio appaiono particolarmente a rischio poiché registrano una non trascurabile frequenza dei livelli di criticità maggiore anche nei periodi rilevanti di MGP da 8 a 13.

Nei giorni lavorativi, il periodo rilevante di MGP 20 è quello a più alto rischio in quanto DEFCON 1 si è realizzato nel 25% dei casi nel mese di novembre, nel 15% dei casi nel mese di dicembre e nel 30% dei casi nel mese di gennaio. Se si aggiunge la frequenza relativa di DEFCON 2, si arriva al 55% dei casi nel mese di novembre, 40% dei casi nel mese di dicembre e 50% dei casi nel mese di gennaio. E' opportuno comunque sottolineare che i periodi rilevanti di MGP 18, 19 e 20 appaiono molto simili fra loro in termini di rischiosità.

---

<sup>21</sup> Per ogni eventuale scostamento orario negativo di cui allo scenario A nei periodi rilevanti da 8 a 23 si verifica la sussistenza di capacità di riserva da unità di produzione e pompaggio sufficiente a colmarlo nel rispetto dei vincoli di energia producibile dalle medesime unità. Quindi si procede ad assegnare a ciascun periodo in cui vi è uno scostamento negativo la capacità di riserva da unità di produzione e pompaggio sussistente e strettamente necessaria a colmare il deficit. Infine, si procede al ricalcolo degli scostamenti tenendo conto di tale capacità aggiuntiva.

Figura 8: frequenza relativa dei livelli di criticità per periodo rilevante dei giorni lavorativi del mese di novembre 2008 nella macrozona Sicilia (Scenario A)

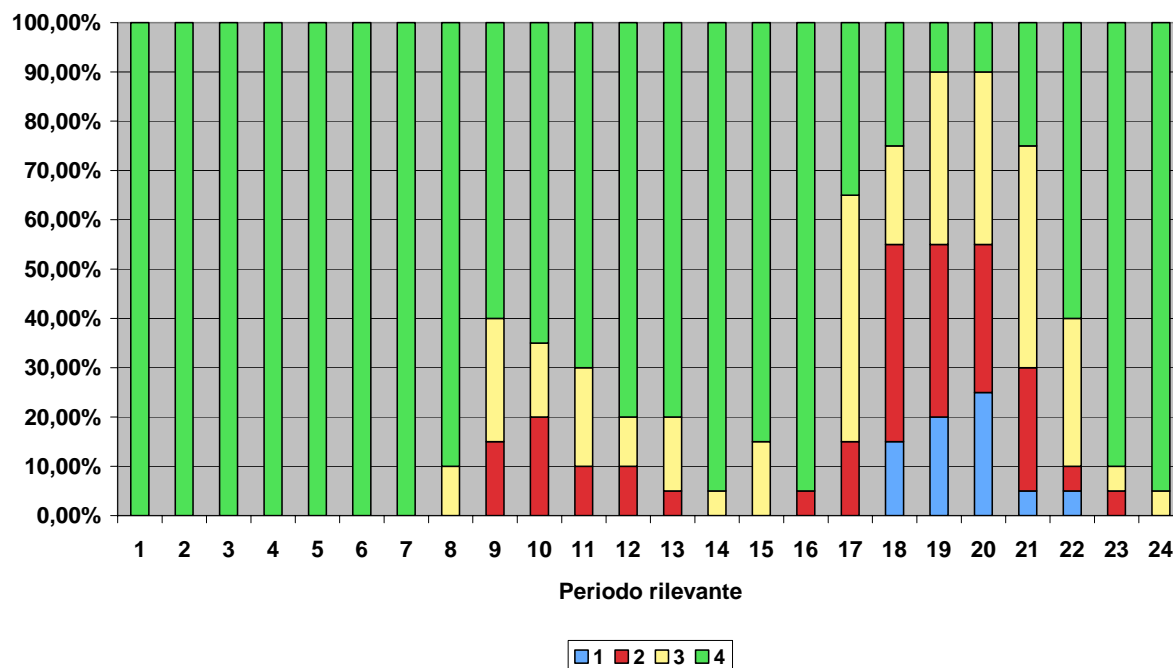


Figura 9: frequenza relativa dei livelli di criticità per periodo rilevante dei giorni lavorativi del mese di dicembre 2008 nella macrozona Sicilia (Scenario A)

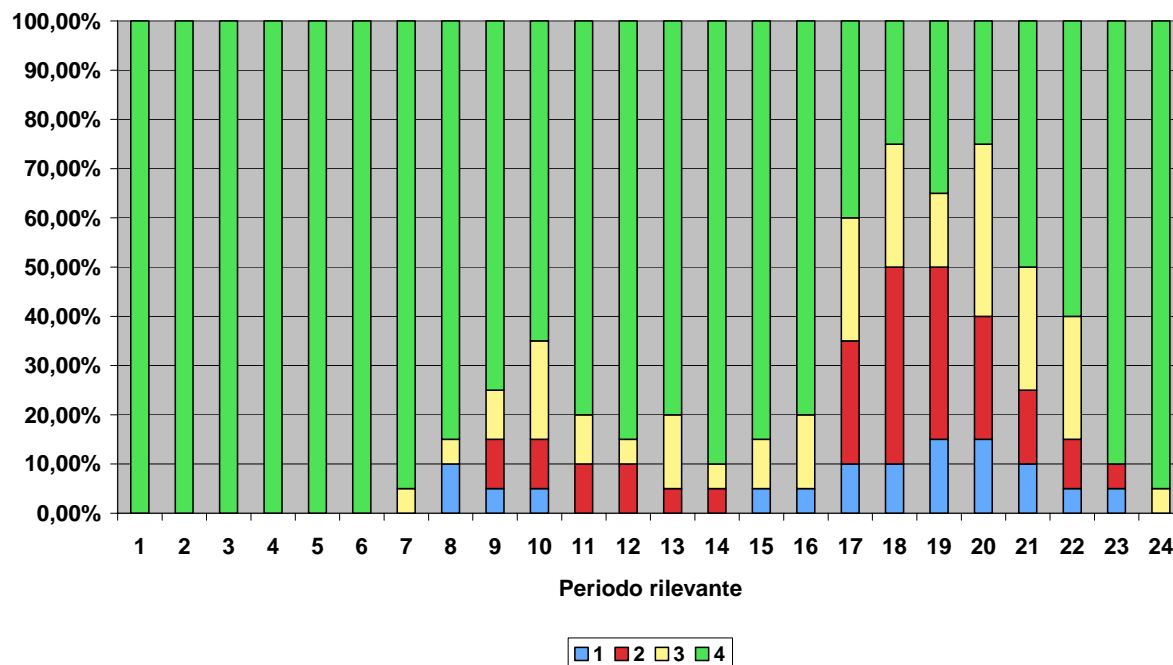
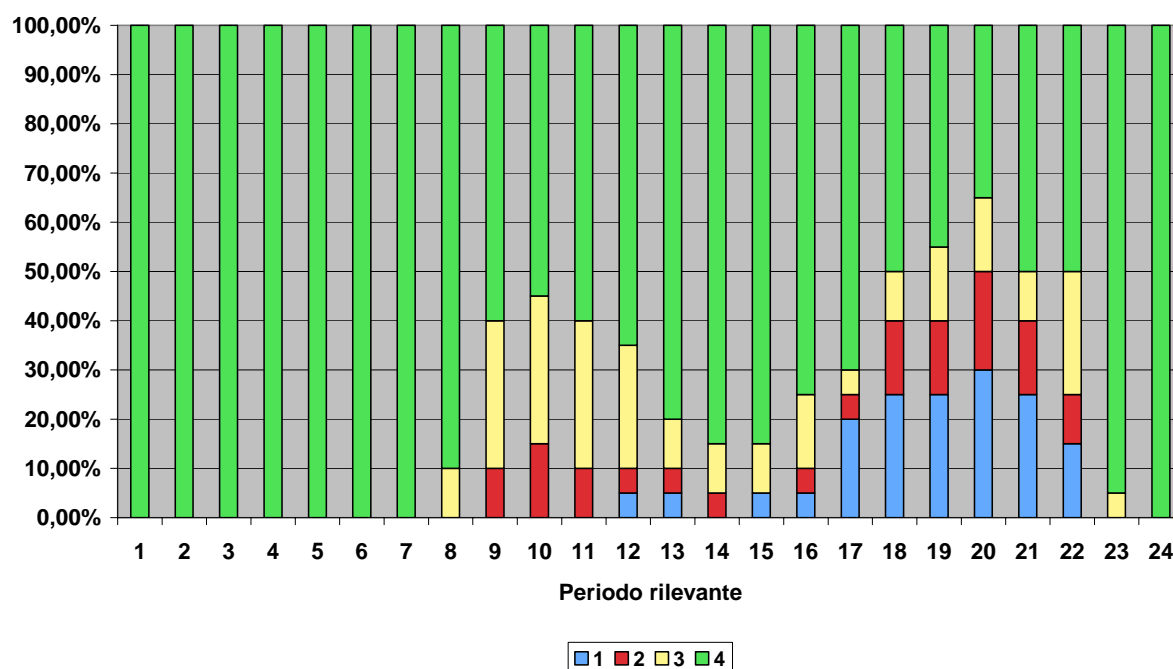




Figura 10: frequenza relativa dei livelli di criticità per periodo rilevante dei giorni lavorativi del mese di gennaio 2009 nella macrozona Sicilia (Scenario A)



Stante che il periodo rilevante di MGP 20 è quello a più alto rischio, si è proceduto a costruire con riferimento al medesimo periodo rilevante dei giorni lavorativi di ciascun mese oggetto di indagine un grafico a colonne in pila che evidenziasse i seguenti elementi:

- il fabbisogno di potenza orario per la macrozona Sicilia (acronimo: FABK);
- lo scostamento (positivo o negativo) fra la capacità produttiva oraria complessivamente disponibile nella macrozona Sicilia<sup>22</sup> (acronimo: KDIS), incrementata della capacità di importazione di energia elettrica dal Continente (acronimo: KIMP), e FABK;
- lo scostamento fra la capacità produttiva oraria complessivamente disponibile in assenza di fuori servizio nella macrozona Sicilia (acronimo: KMAX) e KDIS; tale scostamento è stato “sezionato” in base alle differenti motivazioni adducibili a giustificazione dell’indisponibilità della capacità produttiva.

<sup>22</sup> La capacità produttiva oraria complessivamente disponibile è calcolata come somma sull’ora in esame della capacità oraria disponibile risultante da RUP dinamico per ciascuna unità abilitata a MSD di tipo termoelettrico e dell’immissione oraria di energia elettrica risultante dai dati di settlement per ciascuna unità di produzione non appartenente alla predetta categoria.

Figura 11: FABK, KDIS+KIMP-FABK e KMAX-KDIS per il periodo rilevante di MGP 20 dei giorni lavorativi del mese di novembre 2008 nella macrozona Sicilia.

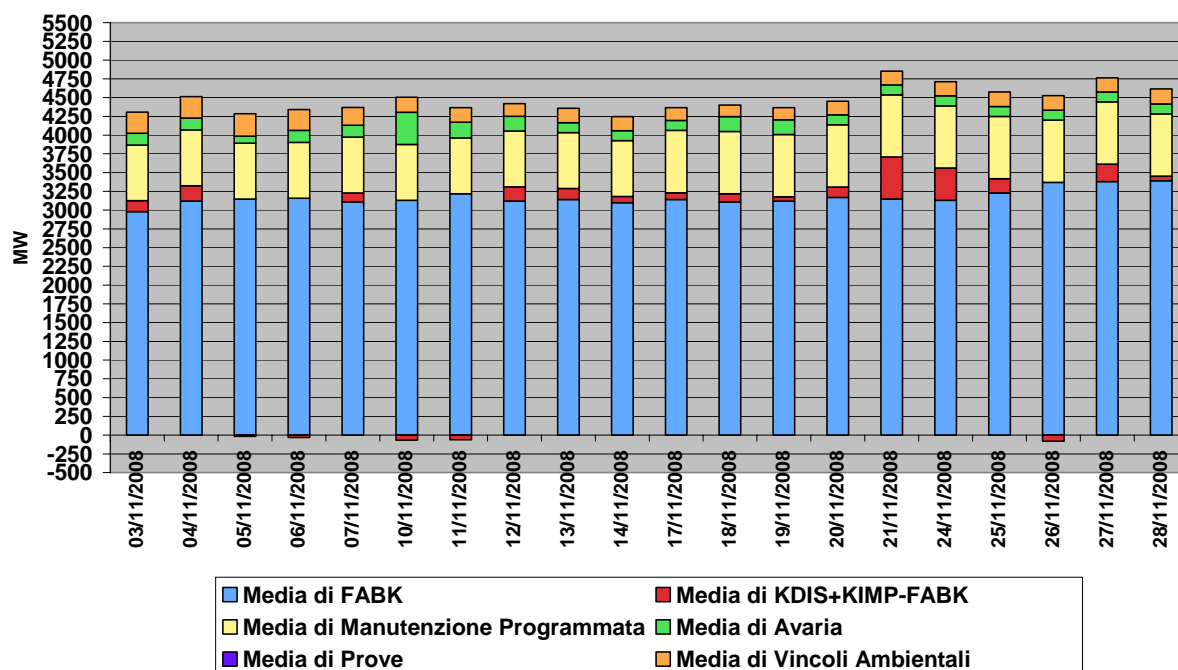


Figura 12: FABK, KDIS+KIMP-FABK e KMAX-KDIS per il periodo rilevante di MGP 20 dei giorni lavorativi del mese di dicembre 2008 nella macrozona Sicilia.

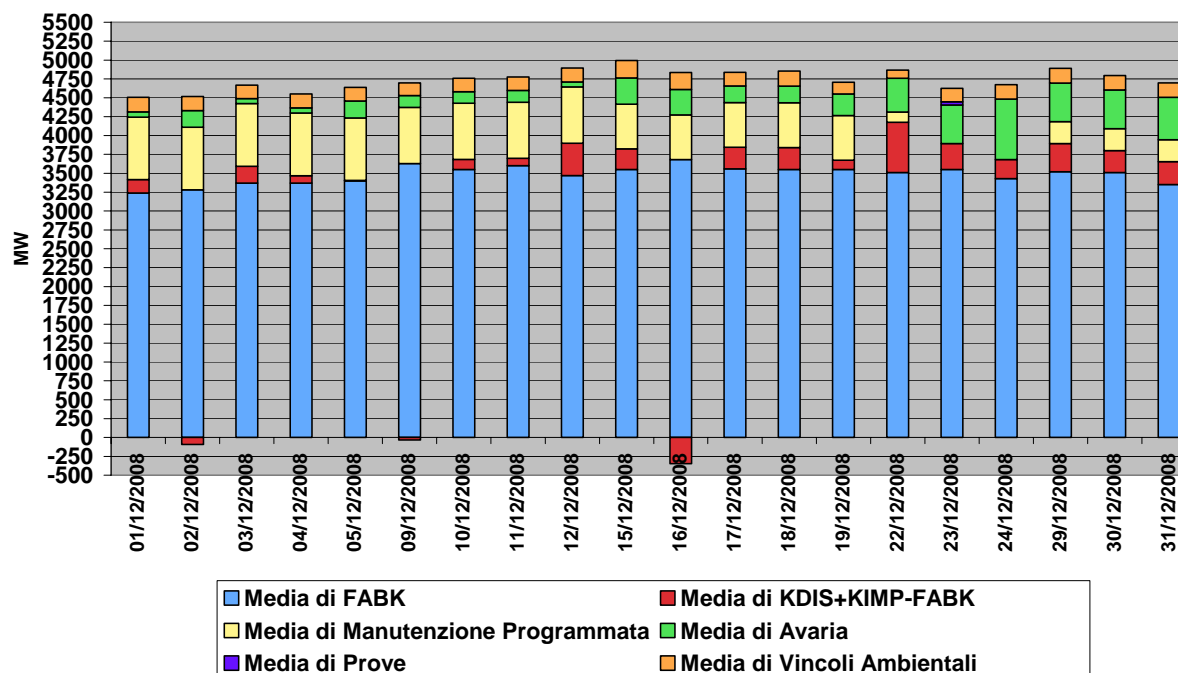
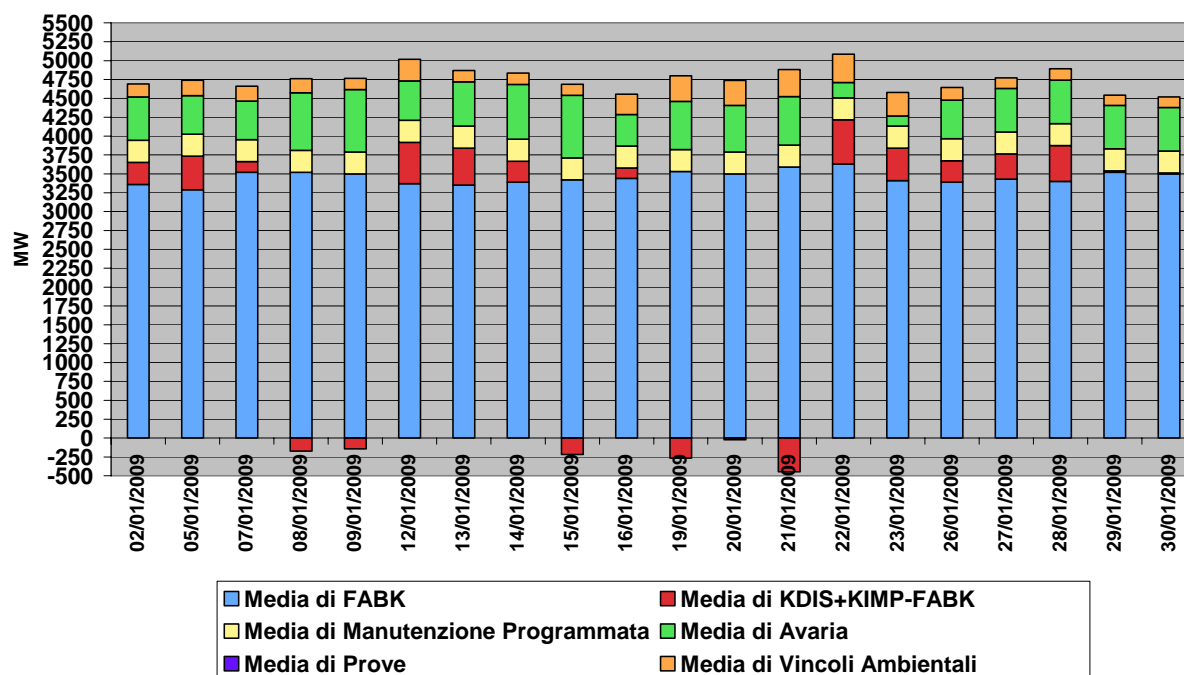


Figura 13: FABK, KDIS+KIMP-FABK e KMAX-KDIS per il periodo rilevante di MGP 20 dei giorni lavorativi del mese di gennaio 2009 nella macrozona Sicilia.



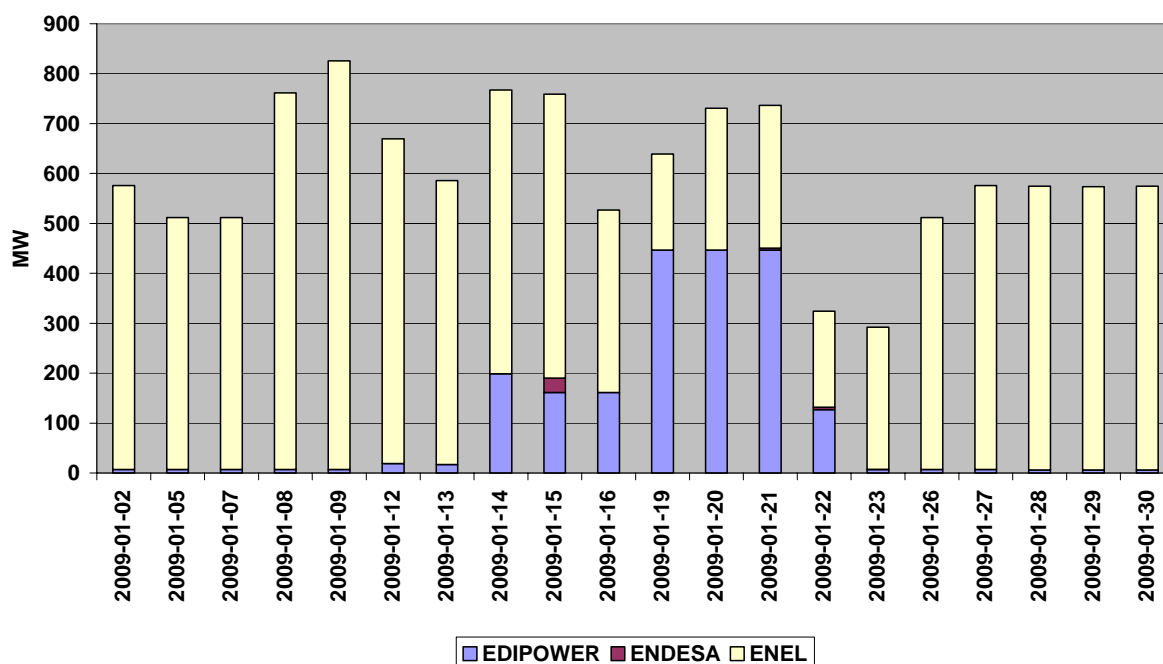
Osservando la Figura 11, la Figura 12 e la Figura 13 si evince che nei casi classificabili DEFCON 1 l'ammontare di capacità produttiva mancante ai fini della copertura del fabbisogno di potenza oscilla per lo più fra i 50 e i 500 MW e che in molti casi potrebbe essere sufficiente rimuovere i vincoli ambientali cui sono soggette talune unità di produzione per recuperare la capacità produttiva necessaria alla copertura del suddetto fabbisogno. Tale constatazione rimane vera esaminando il medesimo fenomeno per i periodi rilevanti di MGP 18, 19, 21 e 22.

L'altro fenomeno che emerge dall'esame della figure summenzionate è il notevole incremento delle indisponibilità di capacità produttiva per avarie verso la fine del mese di dicembre e per tutto il mese di gennaio. Si tratta di indisponibilità per avaria pari mediamente a 600 MW (Figura 14 ) dovute per la maggior parte ad indisponibilità di unità di produzione di ENEL e del raggruppamento EDIPOWER. La quota maggiore è imputabile ad ENEL che ha dichiarato indisponibili per avaria prima l'unità UP\_PRIOLO\_C\_2 (dal 22 dicembre al 15 gennaio) e poi l'unità UP\_PRIOLO\_C\_1 (dal 24 al 31 gennaio) in ambo i casi per una capacità pari a circa 350 MW.

Quest'ultimo fenomeno, inoltre, essendo stato misurato solo con riferimento alle unità termoelettriche abilitate a MSD non tiene conto dei pesanti effetti del grave incidente verificatosi presso la centrale termoelettrica di Isab Energy (assoggettata al regime CIP6) nell'ottobre del 2008. Questa avaria ha causato la perdita di circa 580 MW fino a metà

dicembre 2008 quando è rientrata in esercizio una sezione da 260 MW. Gli effetti di tale fuori servizio nell'analisi di adeguatezza effettuata in questa sede si manifestano in termini di minore energia immessa da parte di unità differenti da quelle termoelettriche abilitate a MSD.

Figura 14: media giornaliera della capacità produttiva indisponibile per avaria, distinta per macrooperatore, nel mese di gennaio 2009 nella macrozona Sicilia.



L'analisi sinora condotta nello scenario A, come già evidenziato, non considera la capacità di riserva che le unità di produzione e pompaggio sarebbero state in grado di offrire compatibilmente coi rispettivi vincoli di energia producibile per colmare gli *scostamenti* orari negativi nei periodi rilevanti di MGP da 8 a 23. Per tali ragioni, come già anticipato, è stata effettuata un'analoga analisi di adeguatezza nello scenario B che tiene invece in conto la summenzionata capacità di riserva da unità di produzione e pompaggio.

Dall'osservazioni degli esiti nello scenario B (Figura 15, Figura 16 e Figura 17) emerge che nei giorni lavorativi del trimestre oggetto di indagine la frequenza relativa di realizzazione del livello di criticità maggiore (DEFCON 1) si è sensibilmente ridotta rispetto allo scenario A: DEFCON 1 è assente nel mese di novembre e si registra in non oltre il 5% dei casi nei periodi rilevanti di MGP da 18 a 20 per i mesi di dicembre e di gennaio.

Ciononostante rimane significativa la frequenza relativa del secondo livello di criticità (DEFCON 2) nei medesimi sottoinsiemi di periodi rilevanti già evidenziati nell'esame degli esiti dello scenario A. Ciò fa emergere situazioni di potenziale criticità su vari periodi rilevanti dei giorni feriali (eminentemente i periodi rilevanti di MGP da 17 a 22) e pone non

pochi interrogativi circa il livello di adeguatezza e di sicurezza della zona Sicilia nel trimestre appena esaminato.

Figura 15: frequenza relativa dei livelli di criticità per periodo rilevante di MGP dei giorni lavorativi del mese di novembre 2008 nella macrozona Sicilia (Scenario B).

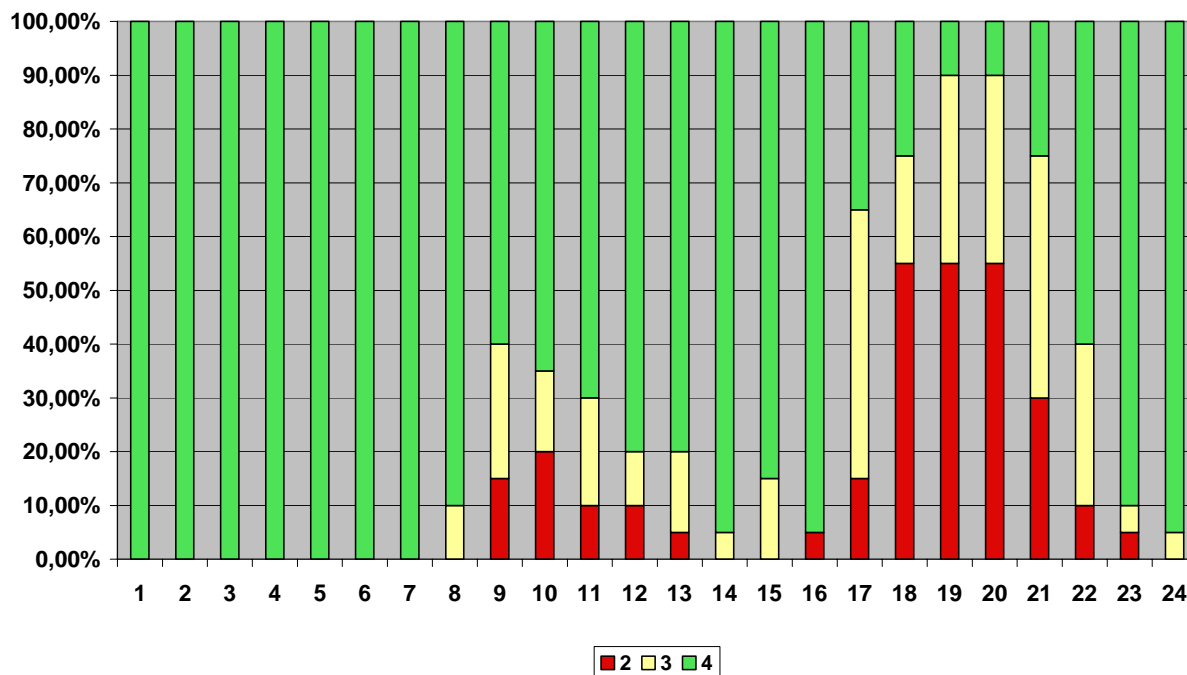


Figura 16: frequenza relativa dei livelli di criticità per periodo rilevante di MGP dei giorni lavorativi del mese di dicembre 2008 nella macrozona Sicilia (Scenario B).

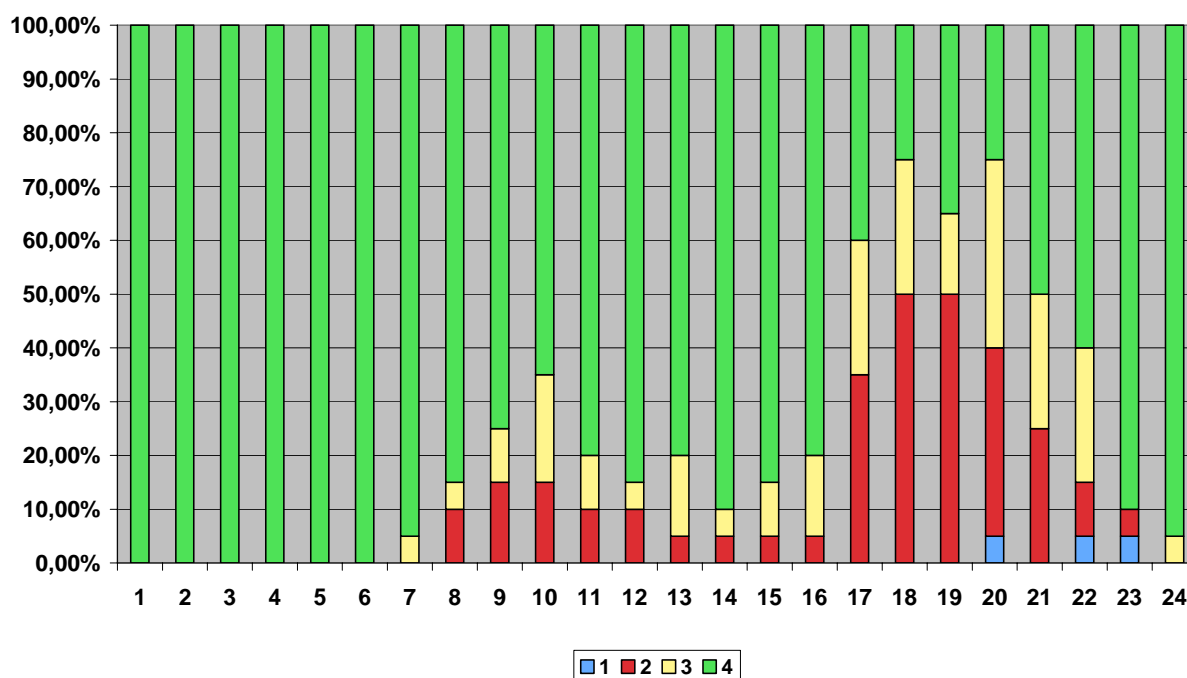
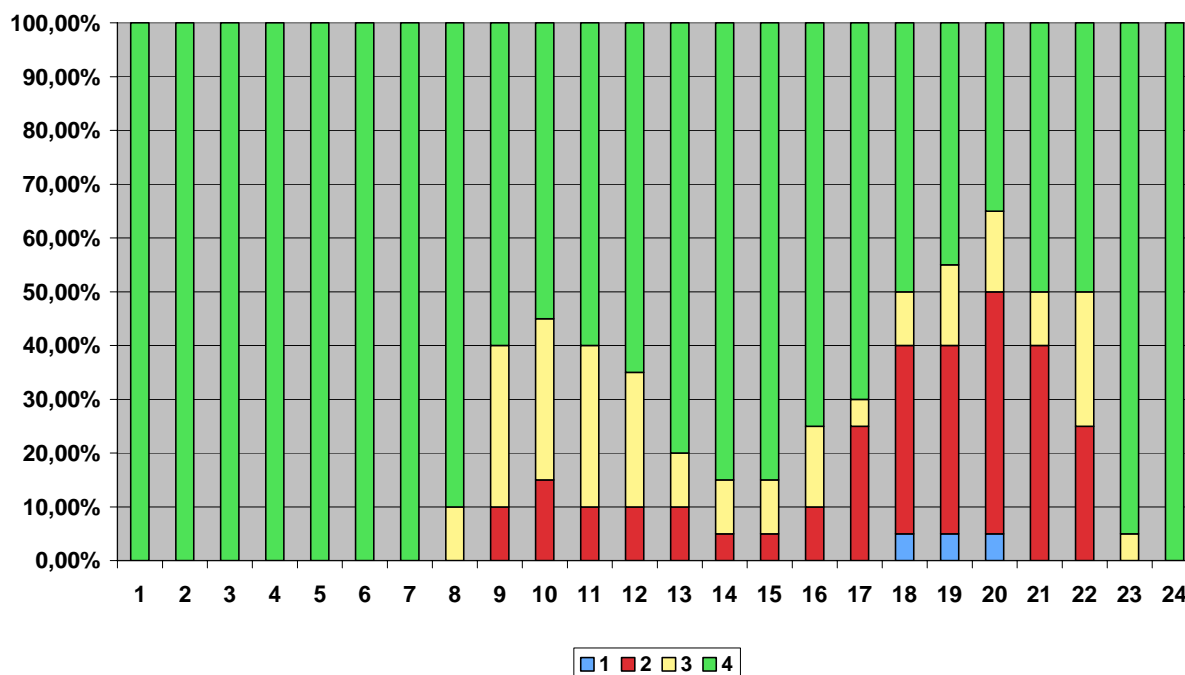


Figura 17: frequenza relativa dei livelli di criticità per periodo rilevante di MGP dei giorni lavorativi del mese di gennaio 2009 nella macrozona Sicilia (Scenario B).



## 2. ANALISI DI PIVOTALITÀ

L’analisi di pivotalità è stata condotta sulla base dei dati di fabbisogno orario di energia e di potenza, dei dati di capacità produttiva oraria disponibile relativa alle unità di produzione abilitate a MSD di tipo termoelettrico localizzate nella macrozona Sicilia, dei dati dei programmi di immissione in esito a MGP per le altre unità di produzione nonché dei dati relativi ai limiti di transito fra le zone nel trimestre oggetto di indagine.

L’analisi pivotalità oraria sulla macrozona Sicilia (aggregato della zona Sicilia e del polo di produzione limitata di Priolo) è stata effettuata sui macrooperatori ENEL ed EDIPOWER<sup>23</sup>. Il macrooperatore EDIPOWER è costituito dall’aggregato degli operatori A2A, ATEL, EDISON, IRIDE ed EDIPOWER, trattati come fossero un operatore unico da etichettare con la sigla “EDIPOWER”.

Nella macrozona Sicilia, il macrooperatore EDIPOWER è quindi formato dall’utente di dispacciamento EDIPOWER, responsabile delle sei unità di produzione dell’impianto di San Filippo del Mela, e dagli operatori di mercato A2A, ATEL, EDISON e IRIDE che, in virtù di

<sup>23</sup> Si tratta dell’aggregato degli operatori A2A, ATEL, EDISON, IRIDE ed EDIPOWER, trattati come fossero un operatore unico da etichettare con la sigla “EDIPOWER”.

un contratto di tolling, hanno diritto a cedere l'energia producibile dalle suddette unità di EDIPOWER sui mercati dell'energia elettrica secondo le seguenti quote: 20% per A2A, 20% per ATEL, 50% per EDISON e 10% per IRIDE.

Sia con riferimento ad ENEL che ad EDIPOWER, è stata fatta un'analisi di pivotalità congiunta per verificare in ciascun periodo rilevante quale fosse la pivotalità oraria del soggetto a livello nazionale e a quale specifico aggregato di zone tale pivotalità fosse riferibile.

Per facilitare il confronto fra gli esiti della suddetta analisi con riferimento ad ENEL ed EDIPOWER si è anzitutto confrontata la pivotalità dei medesimi sulla macrozona Sicilia. Nello specifico, si è provveduto a costruire le curve di durata della pivotalità oraria di ciascun soggetto (Figura 18 e Figura 19) sia per la pivotalità calcolata sul fabbisogno di energia che per la pivotalità calcolata sul fabbisogno di potenza.

**Figura 18: curva di durata della pivotalità oraria di ENEL su fabbisogno di energia e su fabbisogno di potenza nel trimestre in esame (2.185 ore).**

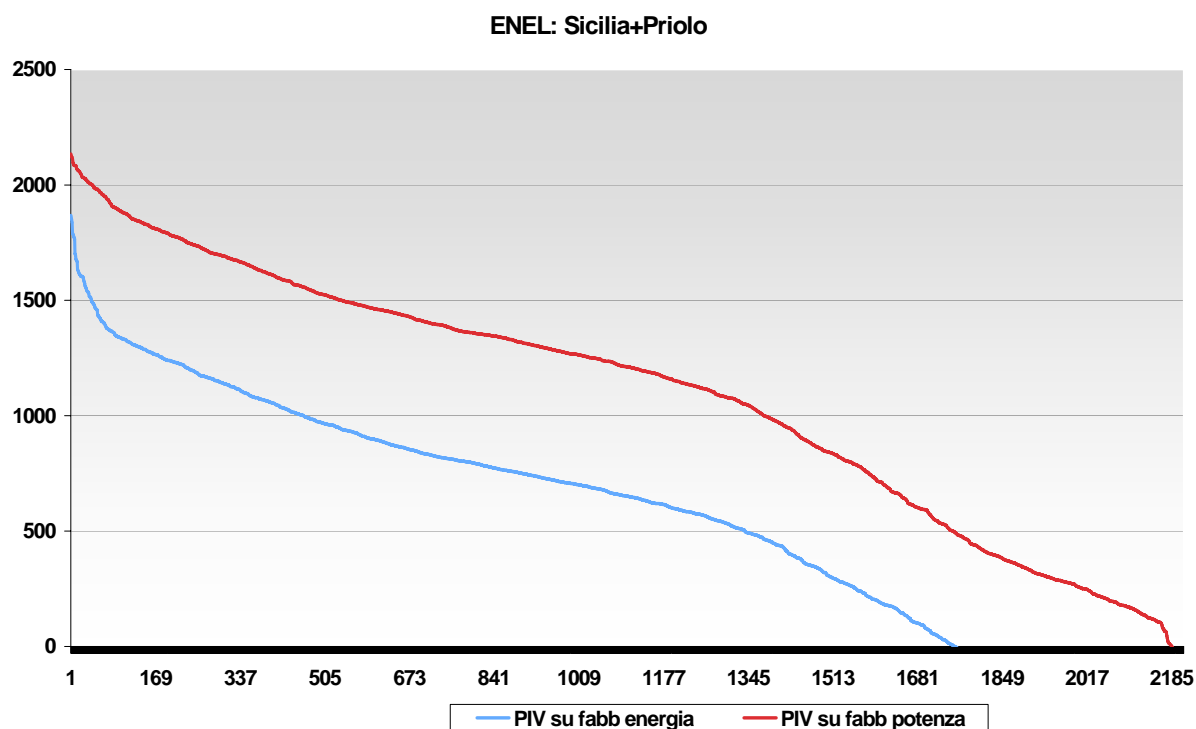
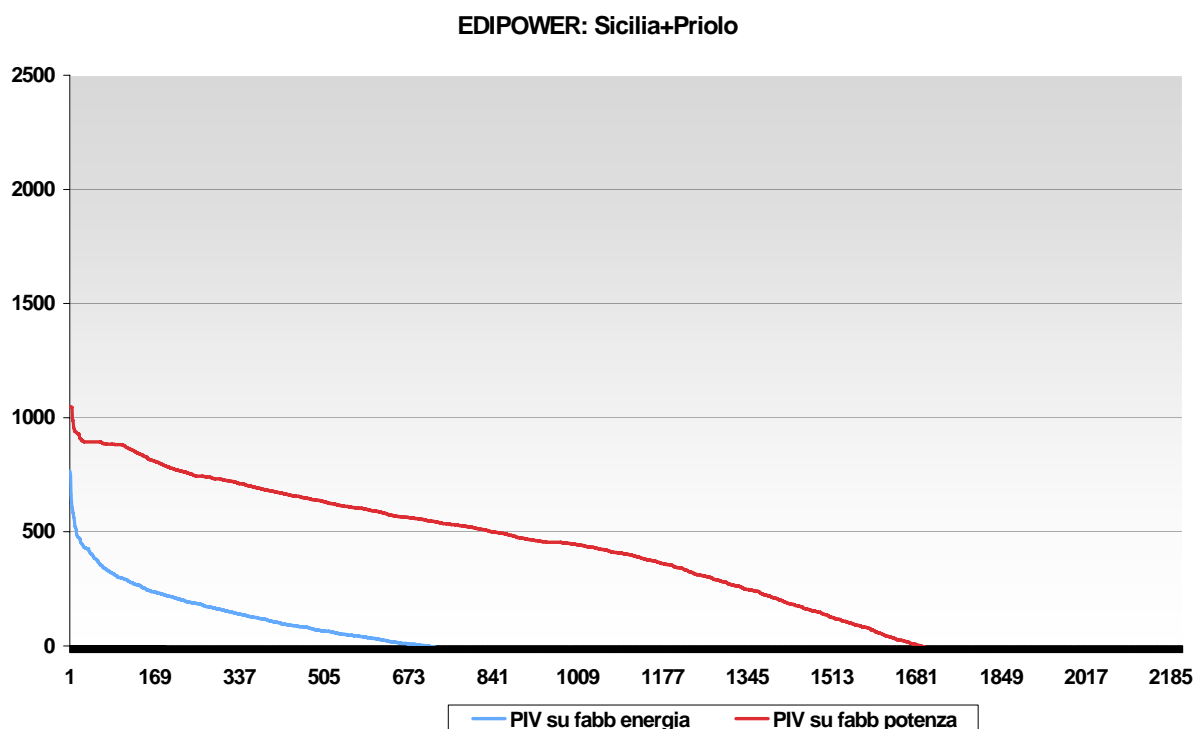


Figura 19: curva di durata della pivotalità oraria di EDIPOWER su fabbisogno di energia e su fabbisogno di potenza nel trimestre in esame (2.185 ore)



Osservando le curve di durata della pivotalità di ENEL ed EDIPOWER si nota la significativa differenza fra la posizione di ENEL e quella di EDIPOWER in termini di pivotalità oraria sul fabbisogno di energia elettrica. ENEL risulta infatti pivotale per circa il 79,4 % delle ore del trimestre (1.754 ore) mentre EDIPOWER è pivotale solo per circa il 32,3% delle ore del medesimo trimestre (714 ore). La potenza massima per cui ENEL è pivotale sul fabbisogno di energia ammonta a circa 1.868 MW mentre l'omologo valore per EDIPOWER è di circa 765 MW.

La suddetta differenza si attenua invece in termini di pivotalità oraria sul fabbisogno di potenza. In questo caso, infatti, ENEL risulta pivotale per circa il 99% delle ore del trimestre (2184 ore) mentre EDIPOWER è pivotale per circa il 76,4% delle ore del medesimo trimestre (1.688 ore). La potenza massima per cui ENEL è pivotale ammonta a circa 2.134 MW mentre l'omologo valore per EDIPOWER è di circa 1.048 MW.

Il confronto fra la pivotalità oraria calcolata sul fabbisogno di energia e la pivotalità oraria calcolata sul fabbisogno di potenza fa emergere prepotentemente il ragguardevole peso del fabbisogno di riserva dell'isola in termini relativi rispetto al suo fabbisogno di energia nonché la limitata possibilità di attingere alla riserva di potenza disponibile sul Continente.



Per interpretare correttamente gli esiti dell'analisi di pivotalità sul fabbisogno di potenza effettuata per entrambi i soggetti, si deve rammentare che il vigente mercato per il servizio di dispacciamento (di seguito: MSD) non prevede alcuna esplicita remunerazione dei margini di potenza resi disponibili ex-ante a Terna su unità abilitate a MSD a fronte dell'assicurazione del costo massimo che Terna dovrà sostenere per attivare la riserva in tempo reale. Ciononostante, l'esigenza di Terna di ripartire il margine di potenza zonale su molteplici unità, in ragione dei vincoli dinamici delle diverse unità chiamate a prestare riserva, incentiva gli utenti del dispacciamento a programmare le immissioni delle medesime unità in esito al mercato di aggiustamento (di seguito: MA) in maniera tale da costringere Terna a movimentarle su MSD. In altri termini, vi è l'incentivo per gli utenti del dispacciamento a non concedere margini di potenza "gratis" a Terna: cioè a caricare l'intera produzione a programma solo su certe unità lasciando completamente "scariche" altre loro unità onde costringere Terna a ridurre i programmi di produzione delle prime e programmare in produzione le seconde al fine di ricavarsi i margini di potenza necessari a soddisfare il fabbisogno di riserva secondaria e terziaria.

Nell'analizzare i dati di pivotalità si deve altresì tenere conto che l'analisi standard tiene conto delle unità di produzione e pompaggio solo in termini di immissioni e prelievi a programma dei medesimi (quindi non in termini di capacità disponibile nei limiti dell'energia producibile). Nell'esaminare gli esiti di EDIPOWER si deve pertanto tenere in dovuta considerazione il potenziale effetto che l'eventuale sottoutilizzo della ragguardevole capacità produttiva dell'unità di produzione e pompaggio (puro) di Anapo potrebbe provocare. Sebbene le immissioni e i prelievi a programma di tale unità siano stati tenuti in conto fra le immissioni e i prelievi a programma dei terzi – essendo l'unità nella disponibilità di ENEL – è pur vero che non essendo noto il livello minimo di energia potenziale che risultava stabilmente immagazzinato nel bacino di Anapo in qualsiasi ora del trimestre ed avendo la medesima unità di produzione e pompaggio una ciclicità giornaliera non è possibile escludere a priori che la pivotalità di EDIPOWER ne sia risultata in qualche misura sovrastimata.

Al fine di indagare sulla distribuzione della pivotalità di ENEL ed EDIPOWER in termini di fabbisogno di energia e di fabbisogno di potenza nel trimestre, si è analizzata la ripartizione per mese, per settimana e per giorno della settimana della pivotalità dei predetti operatori sia in termini di "energia" sottesa alla curva di durata della pivotalità che in termini di corrispondente potenza media sulle ore di pivotalità positiva. Osservando i grafici dalla Figura 20 alla Figura 31, emergono alcuni elementi degni di nota.

La pivotalità di EDIPOWER sul fabbisogno di energia tende a concentrarsi fortemente nel mese di dicembre ove non solo è più alta in termini di potenza media nelle ore in cui risulta pivotale - circa 203 MW contro non oltre 136 MW per gli altri mesi - ma molto maggiore è l'energia sottesa alla curva di durata - oltre 60.000 MWh contro meno di 30.000 MWh per gli

altri mesi. La pivotalità di EDIPOWER tende altresì a concentrarsi nelle settimane da 49 a 51 e nei giorni della settimana di mercoledì e venerdì. Si nota per contrasto una ragguardevole riduzione della pivotalità - in termini di energia sottesa alla curva di durata – nelle domeniche.

La pivotalità di ENEL sul fabbisogno di energia, invece, sembra più uniformemente distribuita fra i mesi del trimestre sia in termini di potenza media nelle ore in cui risulta pivotale – dai 718 MW di novembre ai 796 MW di dicembre – che in termini di energia sottesa alla curva di durata – dai circa 410.000 MWh di novembre ai circa 470.000 MWh di dicembre -. Questa più equa distribuzione si osserva altresì fra le settimane e i giorni della settimana.

Le differenze osservate con riferimento alla pivotalità sul fabbisogno di energia sembrano molto attenuarsi osservando i medesimi dati afferenti alla pivotalità sul fabbisogno di potenza.

La pivotalità di EDIPOWER sul fabbisogno di potenza si distribuisce in maniera più equilibrata fra i mesi del trimestre, rispetto a quanto osservato per la pivotalità sul fabbisogno di energia; ciò sia in termini di potenza media nelle ore in cui risulta pivotale – dai 440 MW di novembre ai 540 MW di dicembre – che in termini di energia sottesa alla curva di durata – dai circa 255.000 MWh di novembre ai circa 280.000 MWh di dicembre -. Questa più equilibrata distribuzione si osserva altresì fra le settimane e i giorni della settimana.

La pivotalità di ENEL sul fabbisogno di potenza si distribuisce in maniera ancor più uniforme fra i mesi del trimestre di quanto osservato per la pivotalità sul fabbisogno di energia; ciò sia in termini di potenza media nelle ore in cui risulta pivotale – dai 1.050 MW di novembre ai 1.135 MW di dicembre – che in termini di energia sottesa alla curva di durata – dai circa 754.000 MWh di novembre ai circa 841.000 MWh di gennaio. Questa più equilibrata distribuzione si osserva altresì fra le settimane e i giorni della settimana.

Figura 20: EDIPOWER - pivotalità media per mese (MW) su fabbisogno di energia e integrale dell'energia sottostante la corrispondente curva di durata della pivotalità oraria (MWh).

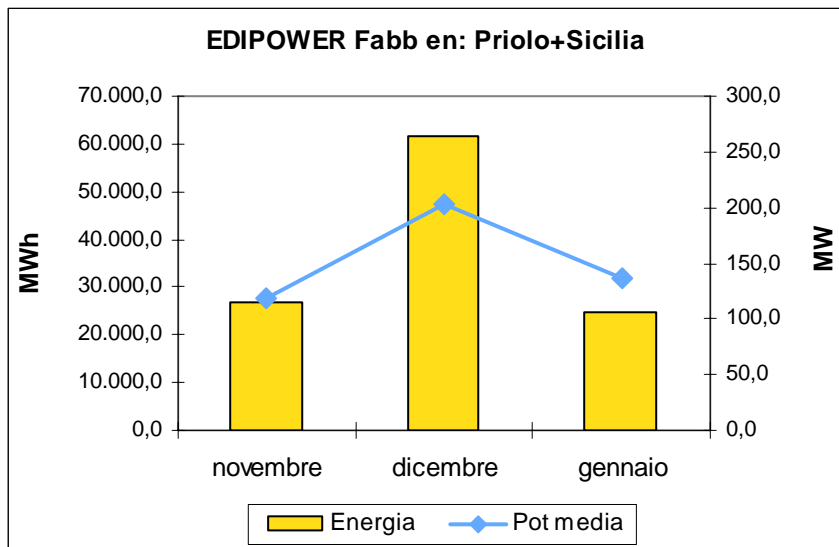
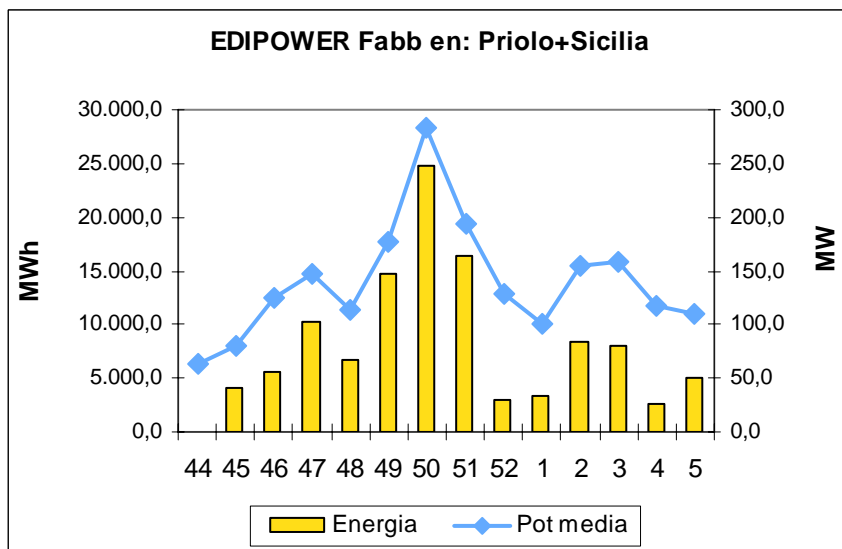
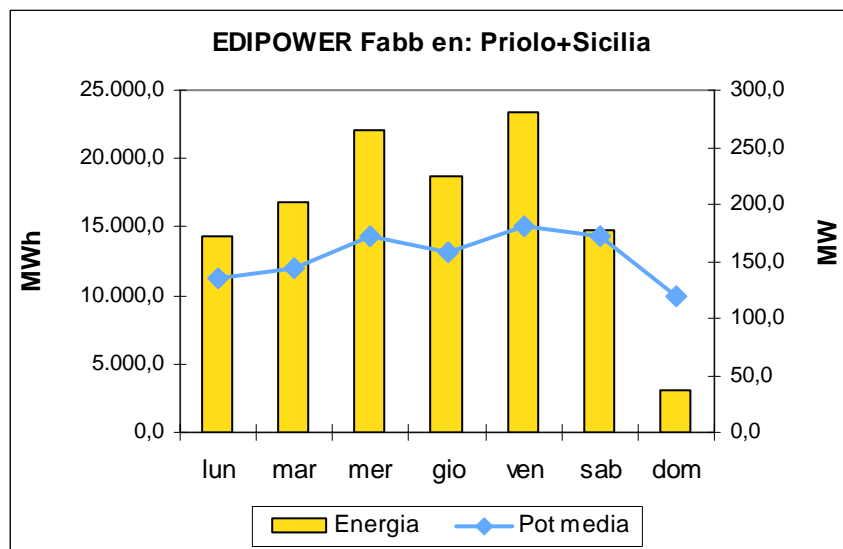


Figura 21: EDIPOWER - pivotalità media per settimana (MW) su fabbisogno di energia e integrale dell'energia sottostante la corrispondente curva di durata della pivotalità oraria (MWh).



**Figura 22: EDIPOWER - pivotalità media per giorno della settimana (MW) su fabbisogno di energia e integrale dell'energia sottostante la corrispondente curva di durata della pivotalità oraria (MWh).**



**Figura 23: ENEL - pivotalità media per mese (MW) su fabbisogno di energia e integrale dell'energia sottostante la corrispondente curva di durata della pivotalità oraria (MWh).**

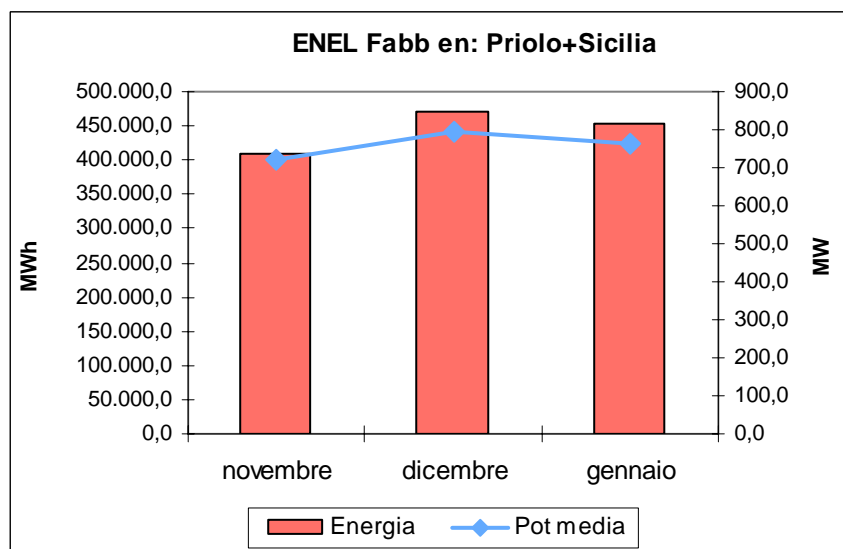


Figura 24: ENEL - pivotalità media per settimana (MW) su fabbisogno di energia e integrale dell'energia sottostante la corrispondente curva di durata della pivotalità oraria (MWh).

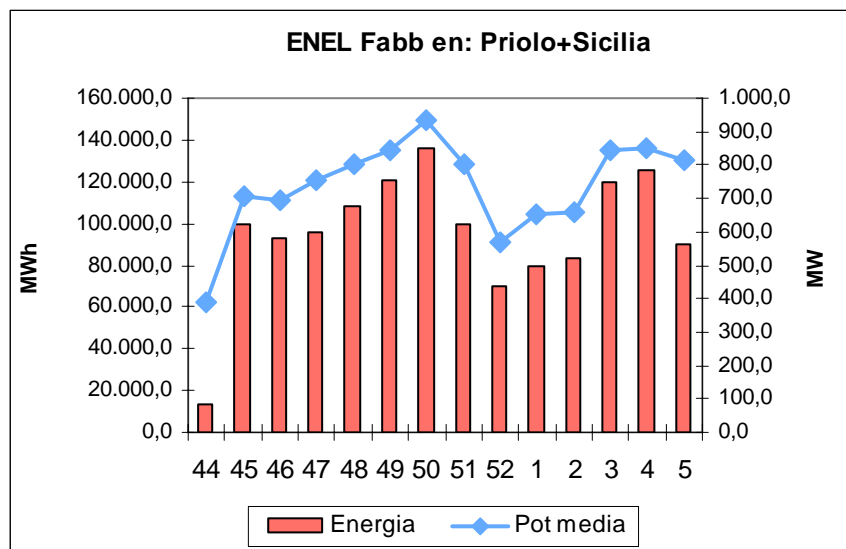


Figura 25: ENEL - pivotalità media per giorno della settimana (MW) su fabbisogno di energia e integrale dell'energia sottostante la corrispondente curva di durata della pivotalità oraria (MWh).

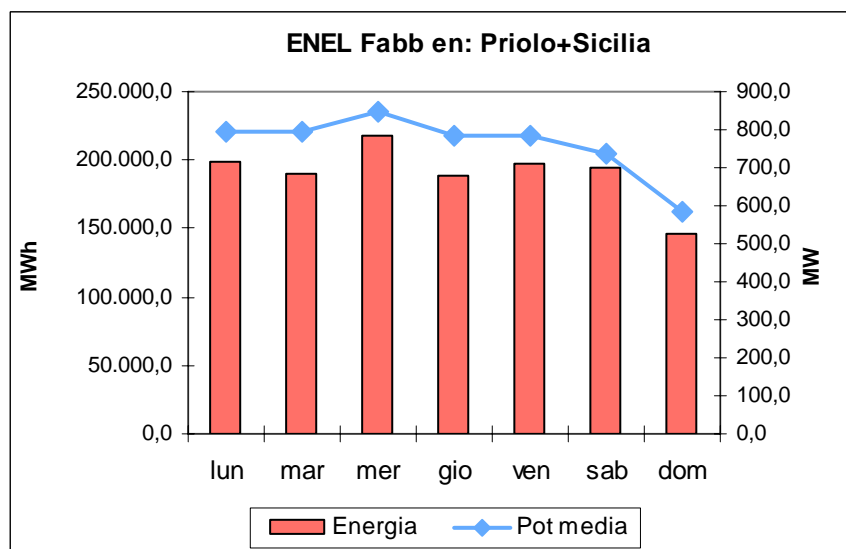


Figura 26: EDIPOWER - pivotalità media per mese (MW) su fabbisogno di potenza e integrale dell'energia sottostante la corrispondente curva di durata della pivotalità oraria (MWh).

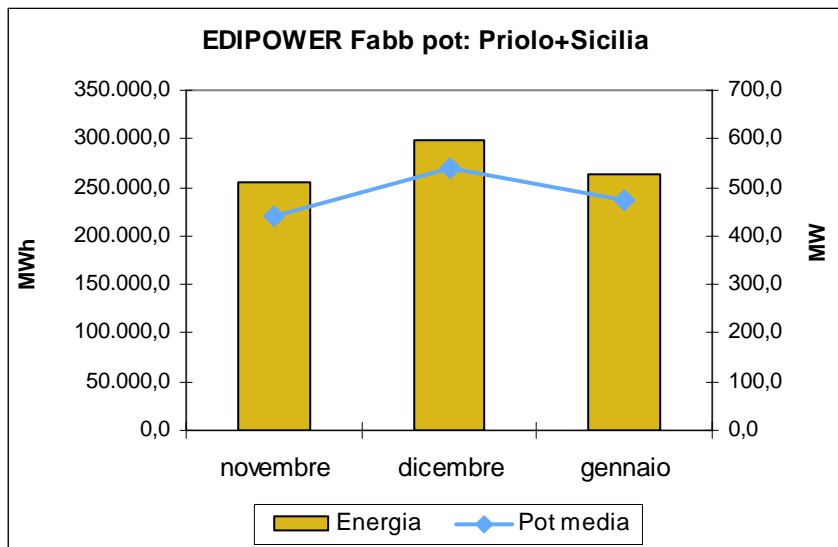
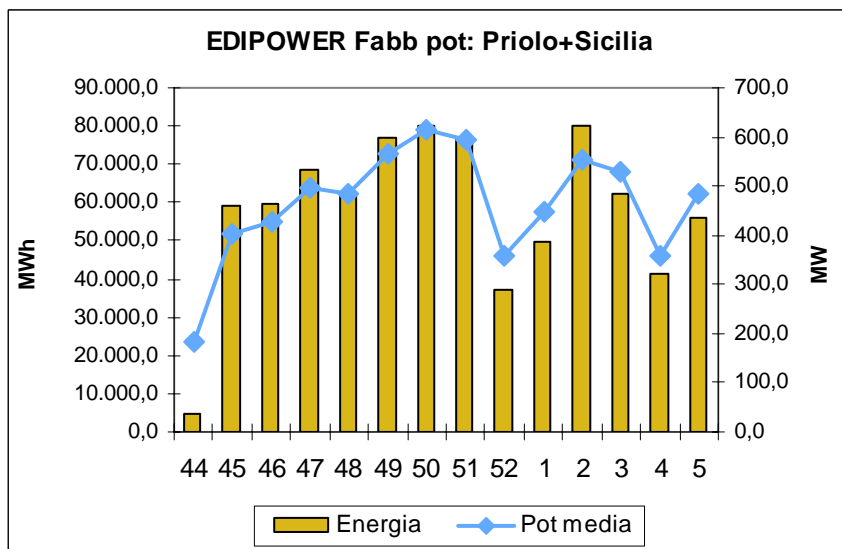
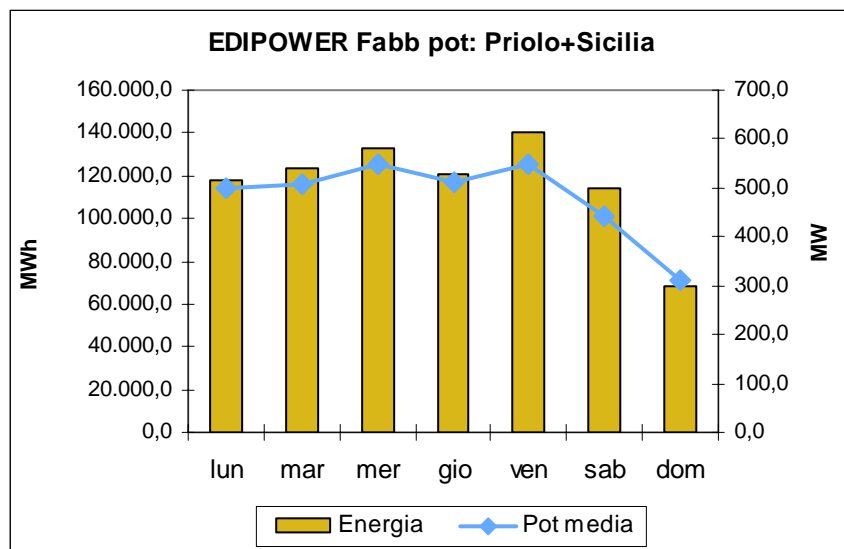


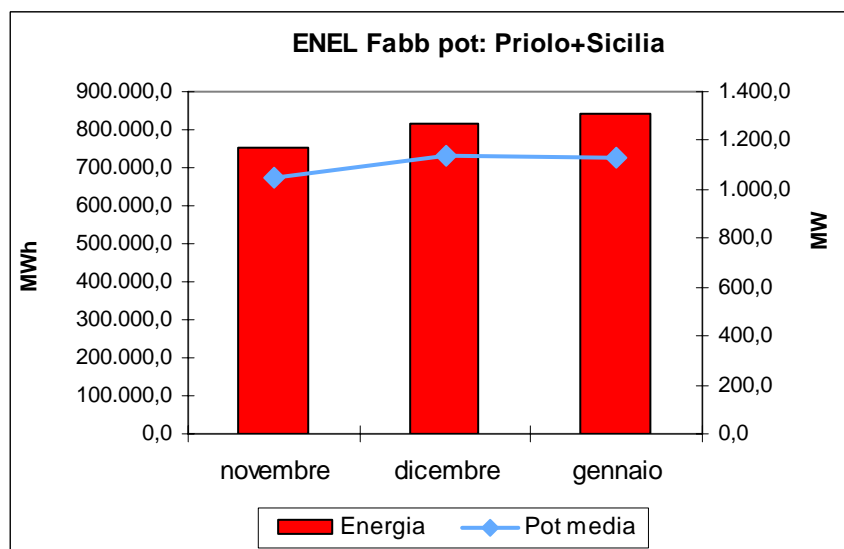
Figura 27: EDIPOWER - pivotalità media per settimana (MW) su fabbisogno di potenza e integrale dell'energia sottostante la corrispondente curva di durata della pivotalità oraria (MWh)



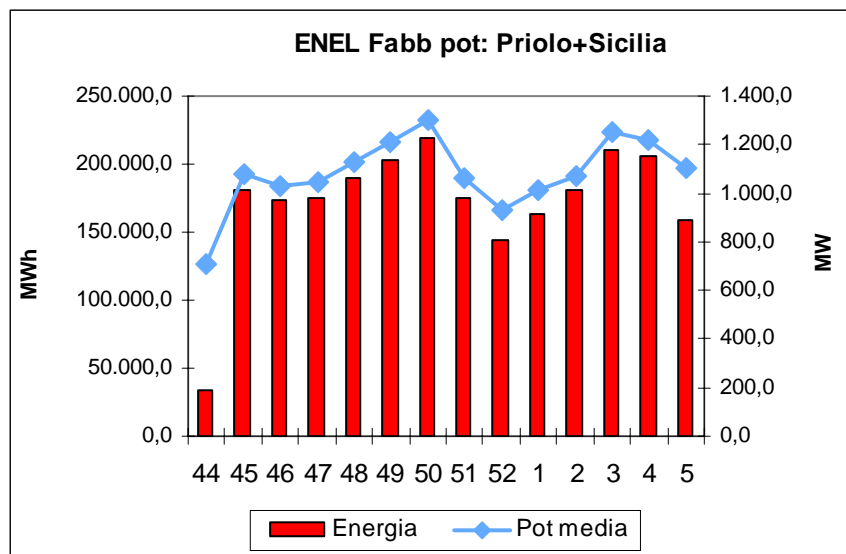
**Figura 28: EDIPOWER - pivotalità media per giorno della settimana (MW) su fabbisogno di potenza e integrale dell'energia sottostante la corrispondente curva di durata della pivotalità oraria (MWh)**



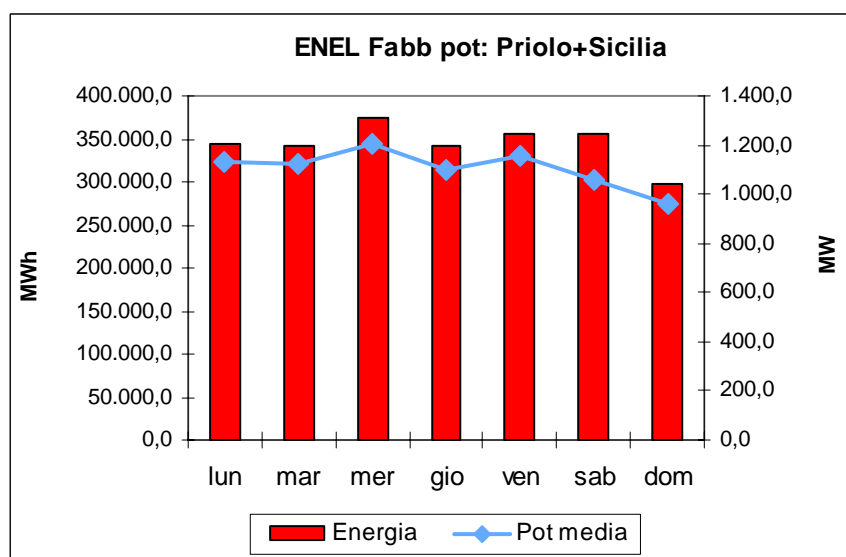
**Figura 29: ENEL - pivotalità media per mese (MW) su fabbisogno di potenza e integrale dell'energia sottostante la corrispondente curva di durata della pivotalità oraria (MWh)**



**Figura 30: ENEL - pivotalità media per settimana (MW) su fabbisogno di potenza e integrale dell'energia sottostante la corrispondente curva di durata della pivotalità oraria (MWh)**



**Figura 31: ENEL - pivotalità media per giorno della settimana (MW) su fabbisogno di potenza e integrale dell'energia sottostante la corrispondente curva di durata della pivotalità oraria (MWh)**



Al fine di misurare con maggiore accuratezza l'entità e l'estensione geografica del potere di mercato unilaterale detenuto da ENEL ed EDIPOWER - in termini di indispensabilità della rispettiva capacità produttiva per il soddisfacimento del fabbisogno di energia elettrica o del fabbisogno di potenza -, è stata effettuata altresì un'analisi di pivotalità congiunta volta a evidenziare non solo la pivotalità di ciascun soggetto a livello nazionale nelle singole ore del trimestre oggetto di indagine ma soprattutto quale sia l'aggregato di zone su cui risulta pivotale nelle medesime ore. Quest'ultima informazione, infatti, permette di discriminare fra le strategie di offerta in Sicilia che:



1. potrebbero essere parte di una strategia di offerta attuata su un aggregato di zone che include la zona Sicilia; in questo caso, il soggetto può influire sul livello dei prezzi nella zona Sicilia anche (o solo) attraverso l'esercizio coordinato del potere di mercato unilaterale detenuto nella medesima zona e nelle zone confinanti<sup>24</sup>;
2. sono indipendenti dalla strategia di offerta nelle altre zone; in questo caso, il soggetto può influire sul livello dei prezzi nella zona Sicilia solo attraverso l'esercizio del potere di mercato unilaterale detenuto nella zona Sicilia in quanto non detiene alcun potere di mercato nelle rimanenti zone.

Per i soggetti in esame (ENEL ed EDIPOWER), i grafici inerenti la frequenza relativa di distribuzione dei vari aggregati di zone cui la pivotalità oraria congiunta<sup>25</sup> (sul fabbisogno di energia o sul fabbisogno di potenza) è riferita sono illustrati dalla Figura 32 alla Figura 35. Osservando tali figure, emerge con immediatezza la differente posizione di ENEL rispetto a quella di EDIPOWER.

ENEL, infatti, risulta pivotale (per soddisfare il fabbisogno di energia) su un aggregato di zone che include la zona Sicilia e le zone direttamente confinanti<sup>26</sup> in circa il 40% delle ore del trimestre (per il 31% delle ore tale aggregato è l'Italia intera). Il restante 60% di ore del trimestre è costituito per il 39% da ore in cui ENEL è pivotale solo sull'aggregato Sicilia+Priolo (ossia la macrozona Sicilia) e per il 21% da ore in cui ENEL non è pivotale in assoluto.

EDIPOWER, invece, non risulta mai pivotale (per soddisfare il fabbisogno di energia) su un aggregato di zone che include la zona Sicilia e le zone direttamente confinanti<sup>27</sup>. Nel 68% delle ore del trimestre EDIPOWER non è pivotale in assoluto. Il restante 32% di ore del trimestre è costituito quasi esclusivamente da ore in cui EDIPOWER è pivotale solo sulla macrozona Sicilia (29%) e da ore in cui è pivotale contestualmente sulla macrozona Sicilia e sulla macrozona Nord (3%).

---

<sup>24</sup> Fra questi vi sono i casi in cui il soggetto non è pivotale su alcuna delle zone singolarmente esaminate ma lo è sull'aggregato delle medesime.

<sup>25</sup> La pivotalità oraria congiunta di un soggetto è pari al massimo (se positivo) dei valori massimi calcolati su ogni possibile combinazione di zone (di seguito: aggregato) fra:

- la capacità produttiva disponibile del soggetto nell'aggregato e
- la somma algebrica del fabbisogno di energia o di potenza nell'aggregato (segno positivo), della capacità produttiva disponibile dei terzi nell'aggregato (segno negativo) e della capacità di transito dalle zone confinanti con l'aggregato verso l'aggregato (segno negativo).

<sup>26</sup> Nel 2008 le zone direttamente confinanti erano il polo di produzione di Priolo e la zona Calabria mentre nel 2009 erano il polo di produzione di Priolo e il polo di produzione di Rossano ( a causa della revisione dell'articolazione della rete rilevante in zone nel 2009).

<sup>27</sup> Nel 2008 le zone direttamente confinanti erano il polo di produzione di Priolo e la zona Calabria mentre nel 2009 erano il polo di produzione di Priolo e il polo di produzione di Rossano ( a causa della revisione dell'articolazione della rete rilevante in zone nel 2009).

Se si osservano gli omologhi dati inerenti la pivotalità congiunta calcolata sul fabbisogno di potenza, le differenze appena evidenziate tendono ad attenuarsi.

ENEL, infatti, risulta pivotale su un aggregato di zone che include la zona Sicilia e le zone direttamente confinanti<sup>28</sup> in circa il 67% delle ore del trimestre (per il 42% delle ore tale aggregato è l'Italia intera). Il restante 33% di ore del trimestre è costituito da ore in cui ENEL è pivotale esclusivamente sulla macrozona Sicilia (32%) e da ore in cui non è pivotale in assoluto (1%).

EDIPOWER, invece, risulta pivotale su un aggregato di zone che include la zona Sicilia e le zone direttamente confinanti<sup>29</sup> in circa il 9% delle ore del trimestre. Il restante 91% di ore del trimestre è costituito quasi esclusivamente da ore in cui EDIPOWER è pivotale solo sulla macrozona Sicilia (54%) e da ore in cui EDIPOWER non è pivotale in assoluto (circa 23%).

Gli esiti appena illustrati autorizzano a ipotizzare che le strategie di offerta di EDIPOWER in Sicilia sono indipendenti dalle strategie di offerta attuate nelle altre zone. EDIPOWER, infatti, può influire sul livello dei prezzi nella zona Sicilia solo attraverso l'esercizio del potere di mercato unilaterale detenuto nella zona Sicilia in quanto non detiene alcun potere di mercato nelle rimanenti zone confinanti. Viceversa, le strategie di offerta di ENEL in Sicilia potrebbero essere, almeno per il 40% delle ore, parte di una strategia di offerta coordinata su un vasto aggregato di zone che include la zona Sicilia (e il polo di produzione di Priolo).

---

<sup>28</sup> Nel 2008 le zone direttamente confinanti erano il polo di produzione di Priolo e la zona Calabria mentre nel 2009 erano il polo di produzione di Priolo e il polo di produzione di Rossano ( a causa della revisione dell'articolazione della rete rilevante in zone nel 2009).

<sup>29</sup> Nel 2008 le zone direttamente confinanti erano il polo di produzione di Priolo e la zona Calabria mentre nel 2009 erano il polo di produzione di Priolo e il polo di produzione di Rossano ( a causa della revisione dell'articolazione della rete rilevante in zone nel 2009).

Figura 32: ripartizione delle ore del trimestre secondo la combinazione di zone in cui il valore di pivotalità sul fabbisogno di energia è massimo (EDIPOWER)

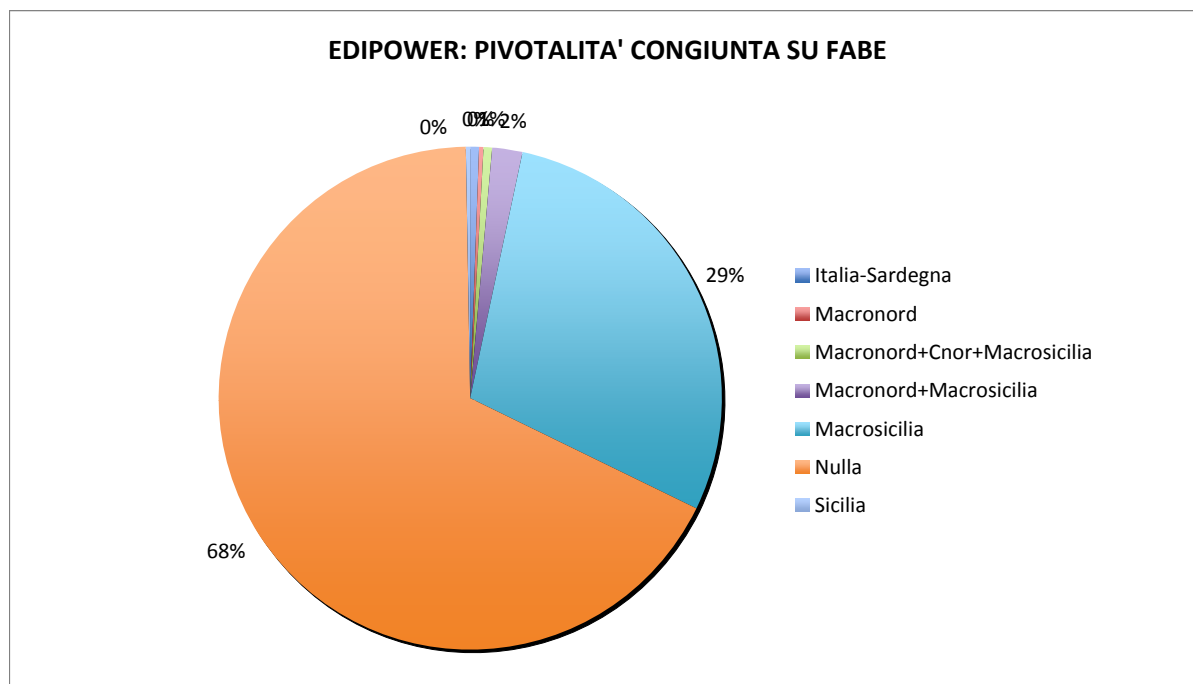


Figura 33: ripartizione delle ore del trimestre secondo la combinazione di zone in cui il valore di pivotalità sul fabbisogno di energia è massimo(ENEL)

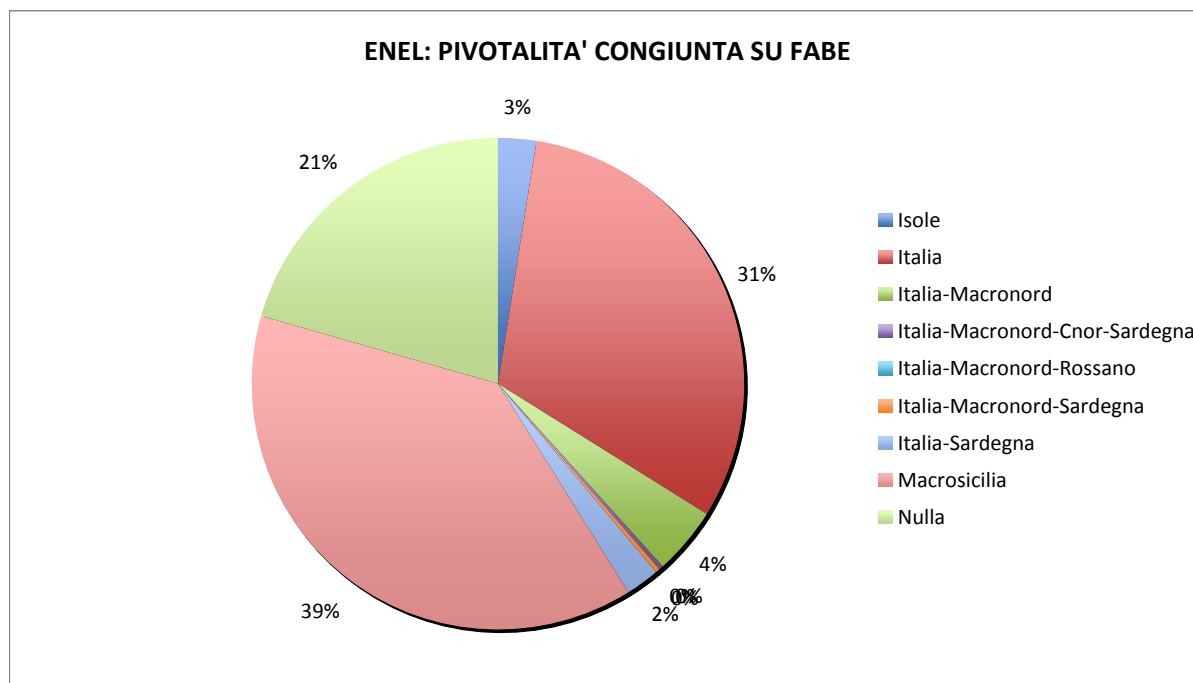


Figura 34: ripartizione delle ore del trimestre secondo la combinazione di zone in cui il valore di pivotalità sul fabbisogno di potenza è massimo (EDIPOWER).

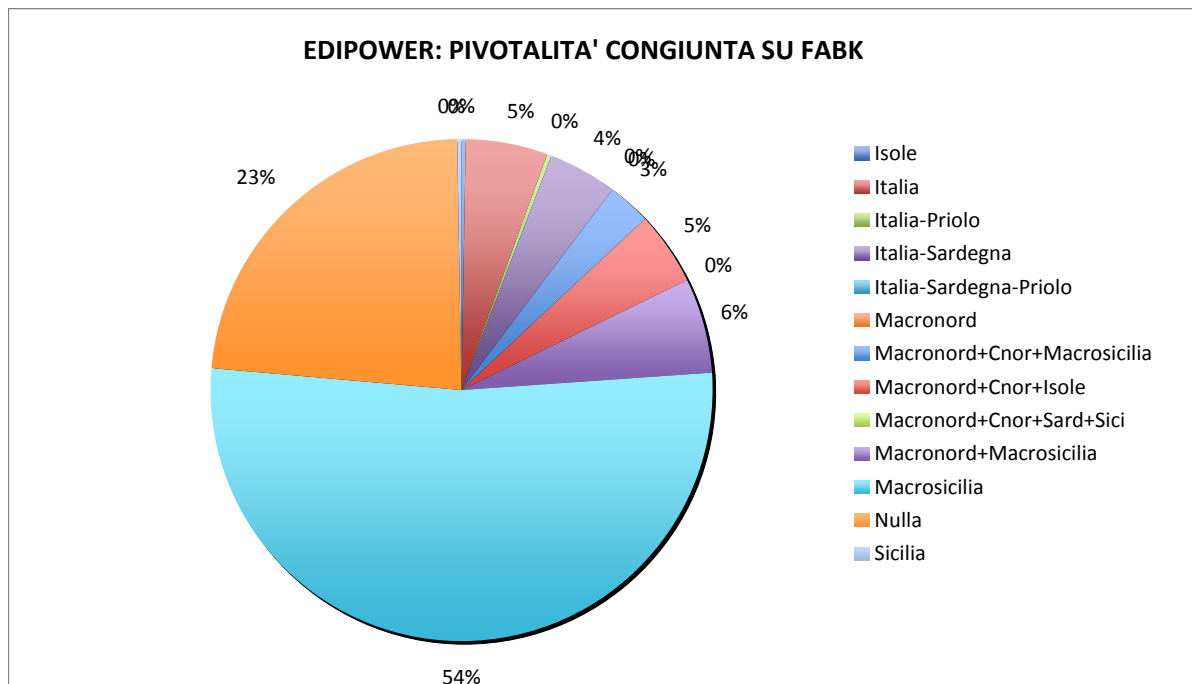
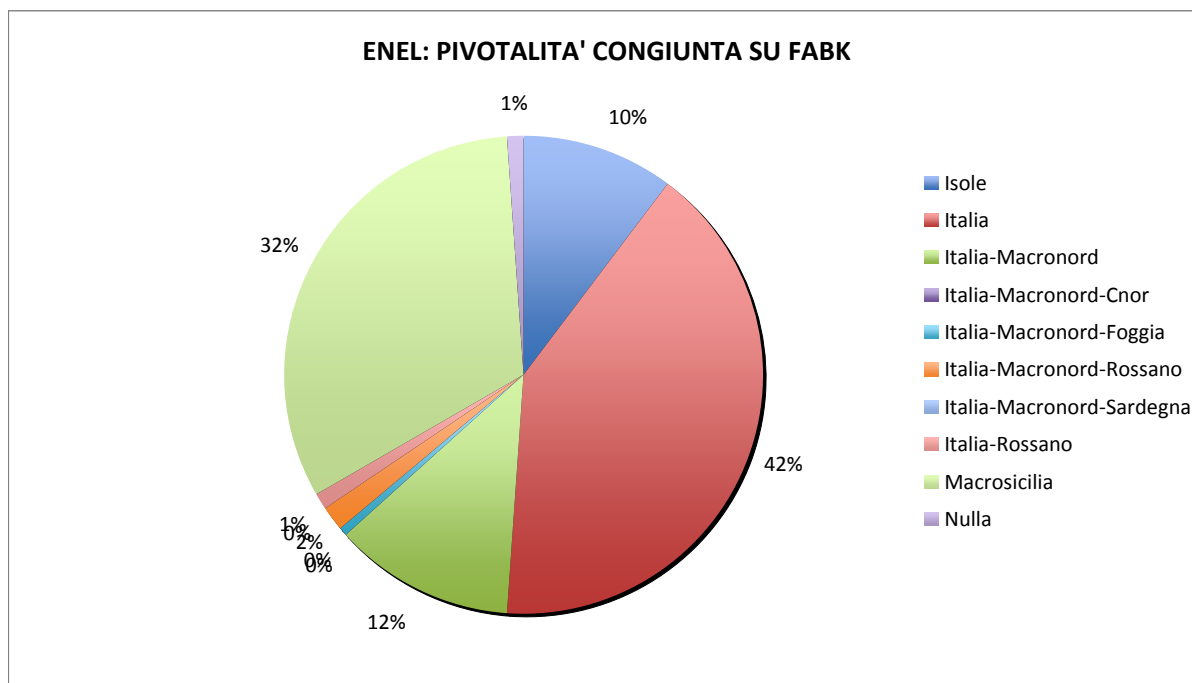


Figura 35: ripartizione delle ore del trimestre secondo la combinazione di zone in cui il valore di pivotalità sul fabbisogno di potenza è massimo (ENEL).



### **III. ANALISI COMPORTAMENTALE DEI PRINCIPALI OPERATORI ATTIVI NELLA MACROZONA SICILIA**

L'obiettivo dell'analisi comportamentale è di identificare se quanto osservato nell'introduzione al capitolo II con riferimento all'andamento dei prezzi registrato nella zona Sicilia sia ascrivibile a specifiche strategie di offerta degli operatori e in particolare a se sia il frutto di strategie di esercizio del potere di mercato unilaterale piuttosto che di strategie collusive fra gli operatori.

#### **1. ANALISI DI WITHHOLDING**

L'analisi di withholding è stata condotta sulla base dei dati di capacità produttiva oraria disponibile relativa alle unità di produzione abilitate a MSD di tipo termoelettrico localizzate nella macrozona Sicilia e dei dati di offerta su MGP relativi alle medesime unità.

L'analisi del trattenimento fisico o economico da MGP di capacità produttiva oraria disponibile localizzata nella macrozona Sicilia è stata effettuata sugli operatori di mercato ENEL, EDISON, A2A, ATEL, IRIDE nonché sul raggruppamento EDIPOWER<sup>30</sup>.

Come già anticipato l'analisi si basa sul computo, per ciascuna ora e per ciascuna unità di produzione abilitata a MSD di tipo termoelettrico localizzata nella macrozona Sicilia e nella disponibilità del soggetto in esame, delle quantità di capacità produttiva che, pur avendo un costo variabile standard – definito da DMEG - inferiore al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita in MGP nell'ora in esame e nella zona in cui l'unità è localizzata (Sicilia o Priolo):

- 1) non sono state offerte in vendita su MGP (withholding fisico); oppure
- 2) sono state offerte in vendita su MGP ad un prezzo superiore al prezzo limite - definito da DMEG - e sono state rigettate (withholding economico). Il prezzo limite è fissato pari al valore corrispondente al 95° percentile della distribuzione mensile dei prezzi di MGP nella zona in cui l'unità è localizzata e nella fascia oraria (classificazione GME) cui l'ora in esame appartiene. La scelta di tale prezzo limite è volta ad escludere la possibilità che il livello di prezzo offerto non sia dovuto alla scelta di trattenere la relativa capacità ma, piuttosto, alla presenza di una domanda residuale incerta. In questo caso, il prezzo sarebbe funzionale ad una strategia di esercizio unilaterale di

---

<sup>30</sup> Si tratta dell'aggregato degli operatori A2A, ATEL, EDISON, EDIPOWER ed EDIPOWER, trattati come fossero un operatore unico da etichettare con la sigla "EDIPOWER".

potere di mercato. Il fatto, viceversa, che il prezzo offerto sia talmente alto da avere ex ante pochissime probabilità di essere accettato è volto ad escludere tale possibilità.

La somma delle quantità di cui ai punti 1) e 2) rappresenta il *withholding* del soggetto in esame.

Per interpretare gli esiti di tale analisi, ne sono stati dapprima osservati i risultati per macrooperatore, ossia più precisamente con riferimento a ENEL ed EDIPOWER, assumendo che i toller di EDIPOWER si comportassero in maniera coordinata.

Per ciascuno dei due predetti soggetti è stata infatti valutata:

- a) l'entità del *withholding* in termini di energia complessivamente trattenuta a livello giornaliero nel trimestre oggetto di indagine, distinguendo fra giorni lavorativi e giorni non lavorativi;
- b) la ripartizione del *withholding* di cui al punto a) fra *withholding* fisico e *withholding* economico;
- c) la ripartizione del *withholding* di cui al punto a) fra le unità di produzione abilitate di tipo termoelettrico nella disponibilità del soggetto in esame;
- d) l'entità del *withholding* in termini di potenza media trattenuta per periodo rilevante di MGP in ciascuno dei mesi inclusi nel trimestre oggetto di indagine, distinguendo fra giorni lavorativi e giorni non lavorativi.

Dai dati riportati in Tabella 1 si evince che l'entità del *withholding* è significativamente maggiore per EDIPOWER rispetto ad ENEL nei mesi di novembre e dicembre 2008, viceversa nel mese di gennaio 2009 il *withholding* di ENEL è superiore a quello di EDIPOWER.

Tabella 1: esiti analisi di withholding per ENEL ed EDIPOWER (MWh).

AnnoMese	Gruppo di ore	WITHHOLDING ECONOMICO (WHE)		WITHHOLDING FISICO (WHF)		WITHHOLDING TOTALE (WHT)	
		ENEL	EDIPOWER	ENEL	EDIPOWER	ENEL	EDIPOWER
200811	P	2.986	0	1.200	109	4.186	109
	FP	716	9.658	265	358	981	10.016
	F	1.687	26.854	1.086	1	2.773	26.855
	<b>TOT</b>	<b><u>5.389</u></b>	<b><u>36.513</u></b>	<b><u>2.551</u></b>	<b><u>468</u></b>	<b><u>7.940</u></b>	<b><u>36.980</u></b>
200812	P	2.781	1.404	2.277	4.010	5.058	5.415
	FP	440	9.965	1.241	1.939	1.681	11.903
	F	4.225	945	4.033	6.589	8.257	7.534
	<b>TOT</b>	<b><u>7.446</u></b>	<b><u>12.314</u></b>	<b><u>7.551</u></b>	<b><u>12.538</u></b>	<b><u>14.997</u></b>	<b><u>24.852</u></b>
200901	P	0	0	777	1.910	777	1.910
	FP	4.923	668	897	1.388	5.820	2.056
	F	8.215	6.740	267	1.354	8.482	8.095
	<b>TOT</b>	<b><u>13.137</u></b>	<b><u>7.409</u></b>	<b><u>1.941</u></b>	<b><u>4.652</u></b>	<b><u>15.078</u></b>	<b><u>12.061</u></b>
<b>TRIMESTRE</b>	<b>TOT</b>	<b><u>25.972</u></b>	<b><u>56.236</u></b>	<b><u>12.043</u></b>	<b><u>17.658</u></b>	<b><u>38.015</u></b>	<b><u>73.893</u></b>

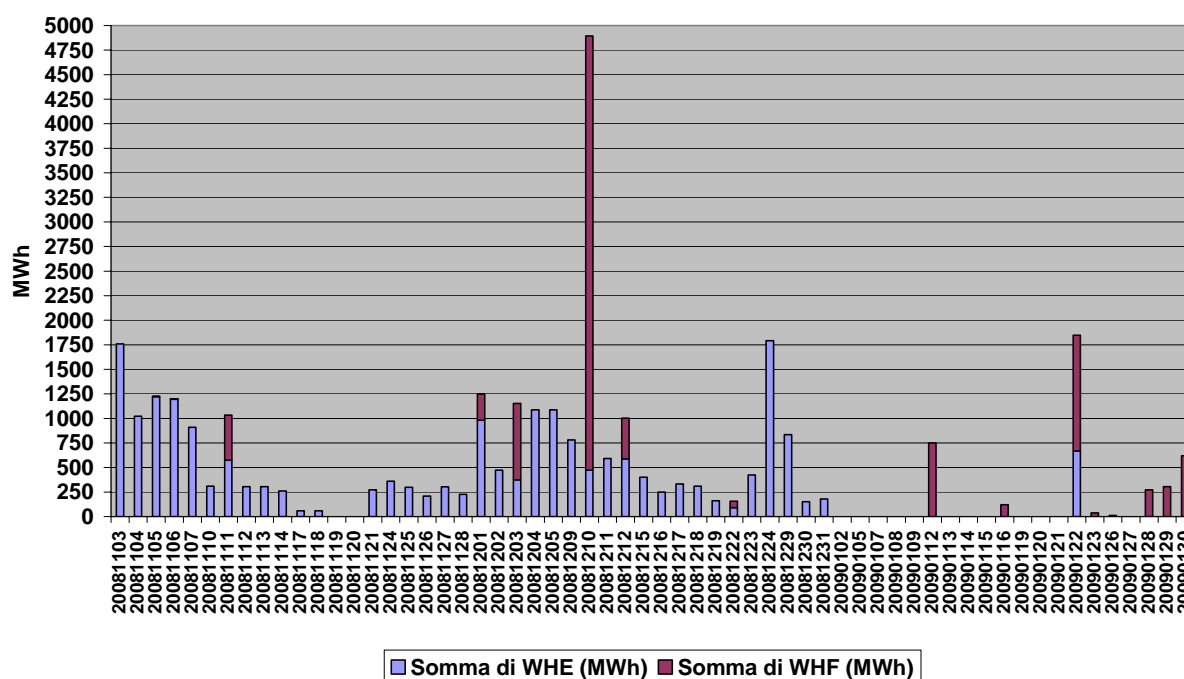
Tabella 2: esiti analisi di withholding per ENEL ed EDIPOWER (in % sul rispettivo withholding totale nel trimestre in esame).

AnnoMese	Gruppo di ore	WITHHOLDING ECONOMICO (WHE)		WITHHOLDING FISICO (WHF)		WITHHOLDING TOTALE (WHT)	
		ENEL	EDIPOWER	ENEL	EDIPOWER	ENEL	EDIPOWER
200811	P	8%	0%	3%	0%	11%	0%
	FP	2%	13%	1%	0%	3%	14%
	F	4%	36%	3%	0%	7%	36%
	<b>TOT</b>	<b><u>14%</u></b>	<b><u>49%</u></b>	<b><u>7%</u></b>	<b><u>1%</u></b>	<b><u>21%</u></b>	<b><u>50%</u></b>
200812	P	7%	2%	6%	5%	13%	7%
	FP	1%	13%	3%	3%	4%	16%
	F	11%	1%	11%	9%	22%	10%
	<b>TOT</b>	<b><u>20%</u></b>	<b><u>17%</u></b>	<b><u>20%</u></b>	<b><u>17%</u></b>	<b><u>39%</u></b>	<b><u>34%</u></b>
200901	P	0%	0%	2%	3%	2%	3%
	FP	13%	1%	2%	2%	15%	3%
	F	22%	9%	1%	2%	22%	11%
	<b>TOT</b>	<b><u>35%</u></b>	<b><u>10%</u></b>	<b><u>5%</u></b>	<b><u>6%</u></b>	<b><u>40%</u></b>	<b><u>16%</u></b>
<b>TRIMESTRE</b>	<b>TOT</b>	<b><u>68%</u></b>	<b><u>76%</u></b>	<b><u>32%</u></b>	<b><u>24%</u></b>	<b><u>100%</u></b>	<b><u>100%</u></b>

Per quanto concerne l'analisi del withholding per fasce orarie (classificazione di GME) nel trimestre oggetto di indagine, si rileva un'ulteriore marcata differenza fra ENEL ed EDIPOWER: il *withholding* di EDIPOWER è marcatamente concentrato nella fascia oraria fuori punta (FP) dei giorni lavorativi e nei giorni festivi (F) mentre quello di ENEL sembra invece relativamente più concentrato nella fascia di oraria di punta (P), almeno per i mesi di novembre e dicembre, oltre che nei giorni festivi (F).

Come emerge dall'osservazione delle figure da 36 a 43, per ambo i soggetti il *withholding* è in larghissima maggioranza un withholding di tipo economico attuato sistematicamente su un paio di unità di produzione prefissate. Per EDIPOWER si tratta delle unità UP\_S.F.\_DEL\_3 e UP\_S.F.\_DEL\_4 mentre per ENEL si tratta delle unità UP\_TERMINI\_I\_5 e UP\_TERMINI\_I\_42<sup>31</sup>. Si segnalano comunque tre casi puntuali di rilevante withholding fisico concentrati su singoli giorni per unità diverse da quelle summenzionate: si tratta del trattenimento fisico dell'unità UP\_S.F.\_DEL\_6 del 10 dicembre 2008, del trattenimento fisico dell'unità UP\_TERMINI\_I\_6 del 22 dicembre 2008 e del trattenimento fisico dell'unità UP\_PRIOLO\_C\_2 del 22 gennaio 2009.

**Figura 36: withholding giornaliero di EDIPOWER (MWh/giorno), ripartito fra fisico ed economico, nei giorni lavorativi del trimestre nella macrozona Sicilia.**



<sup>31</sup> Vi è una leggera sovrastima del withholding di ENEL in quanto la quantità di withholding attribuibile alle UP\_AUGUSTA\_C\_2 e UP\_AUGUSTA\_C\_3 (circa l'8% del withholding di ENEL) è in vari casi giustificata al rispetto di vincoli di offerta su MGP imposti da Terna a causa di vincoli di rete locali.



Figura 37: withholding giornaliero di EDIPOWER (MWh/giorno), ripartito per unità, nei giorni lavorativi del trimestre nella macrozona Sicilia.

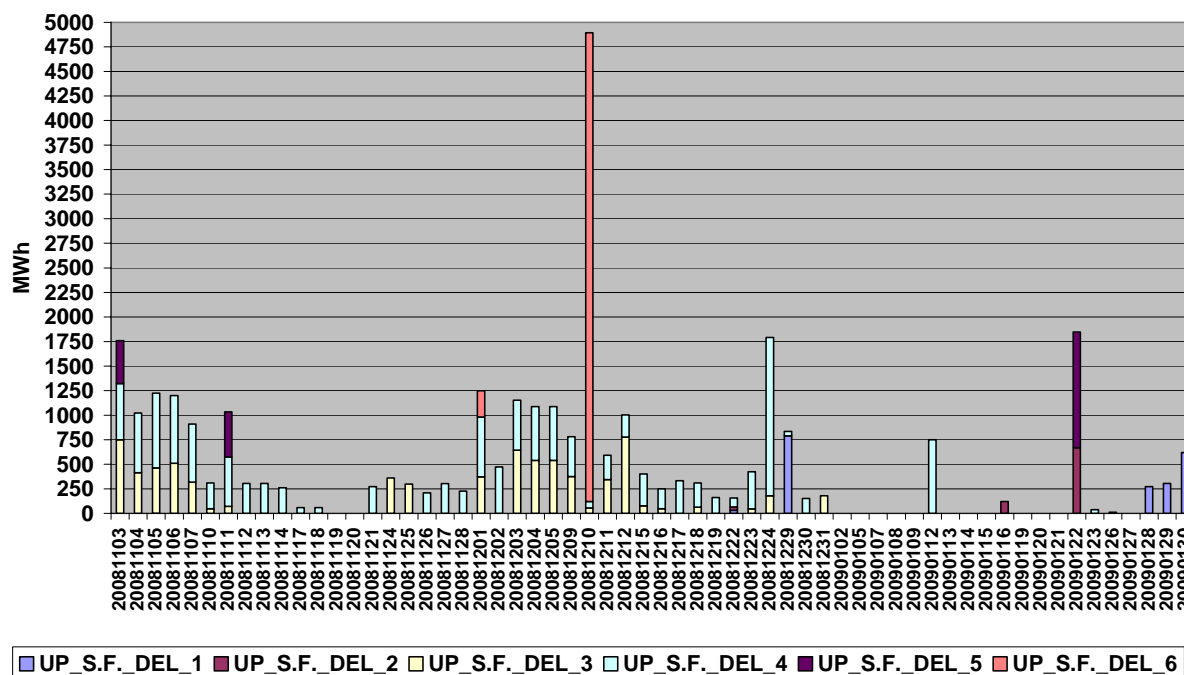


Figura 38: withholding giornaliero di ENEL (MWh/giorno), ripartito fra fisico ed economico, nei giorni lavorativi della macrozona Sicilia.

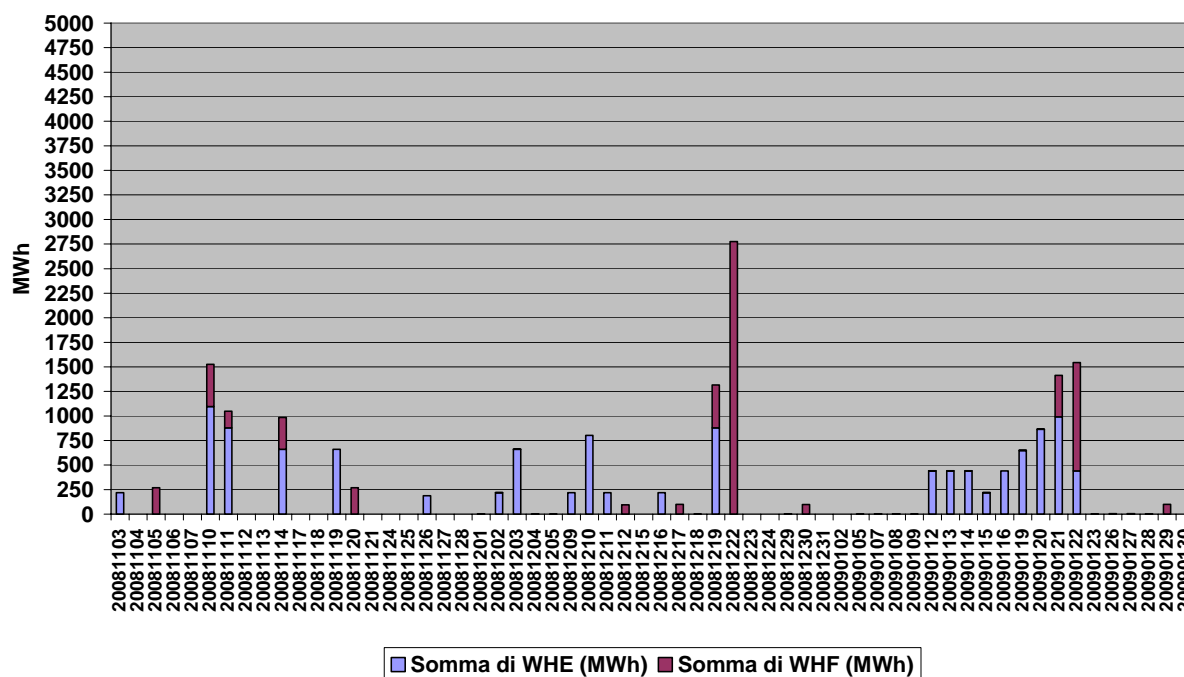


Figura 39: withholding giornaliero di ENEL (MWh/giorno), ripartito per unità, nei giorni lavorativi del trimestre nella macrozona Sicilia.

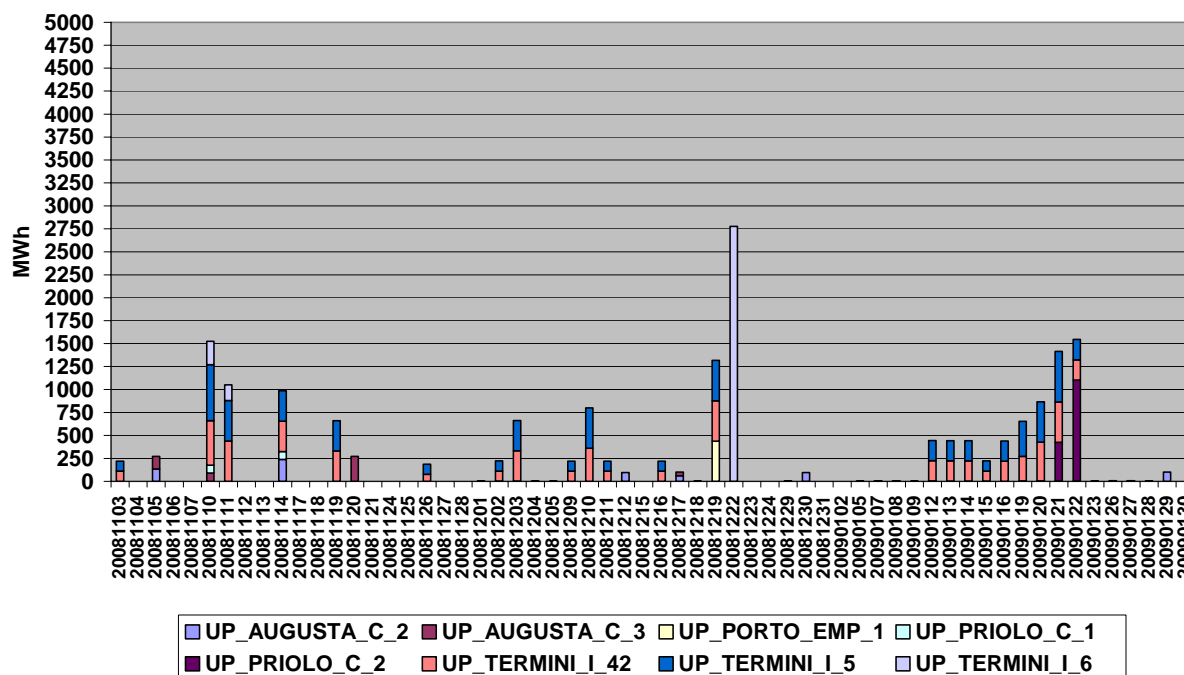


Figura 40: withholding giornaliero di EDIPOWER (MWh/giorno), ripartito fra fisico ed economico, nei giorni non lavorativi del trimestre nella macrozona Sicilia.

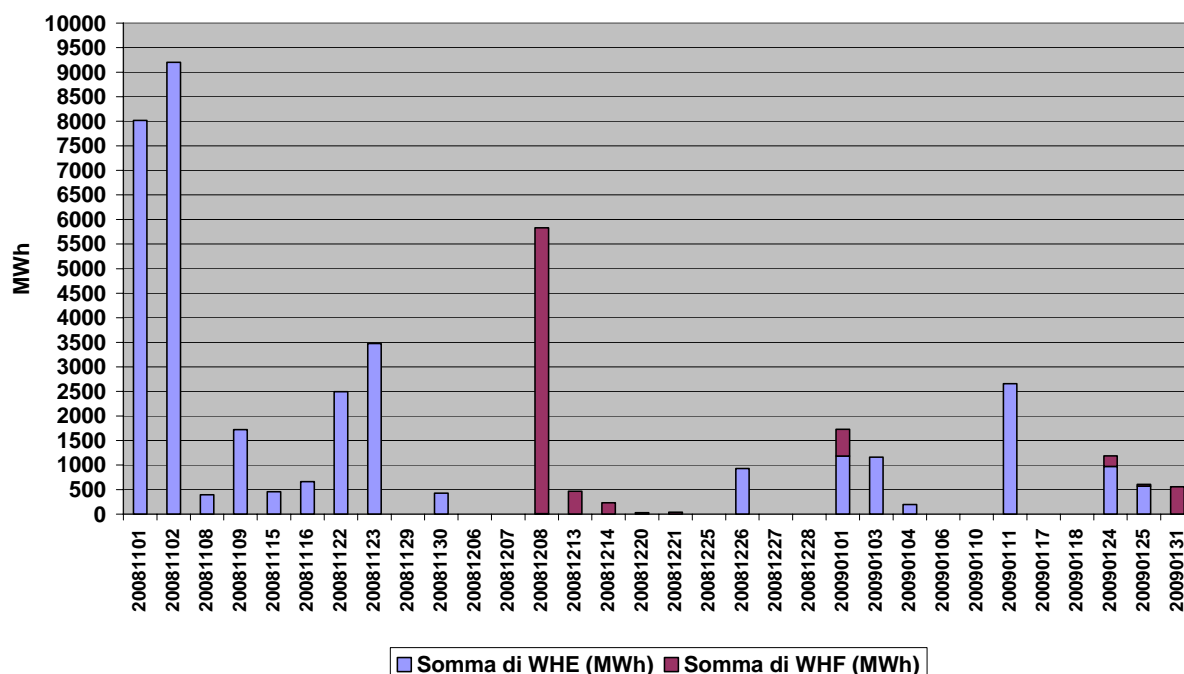


Figura 41: withholding giornaliero di EDIPOWER (MWh/giorno), ripartito per unità, nei giorni non lavorativi del trimestre nella macrozona Sicilia.

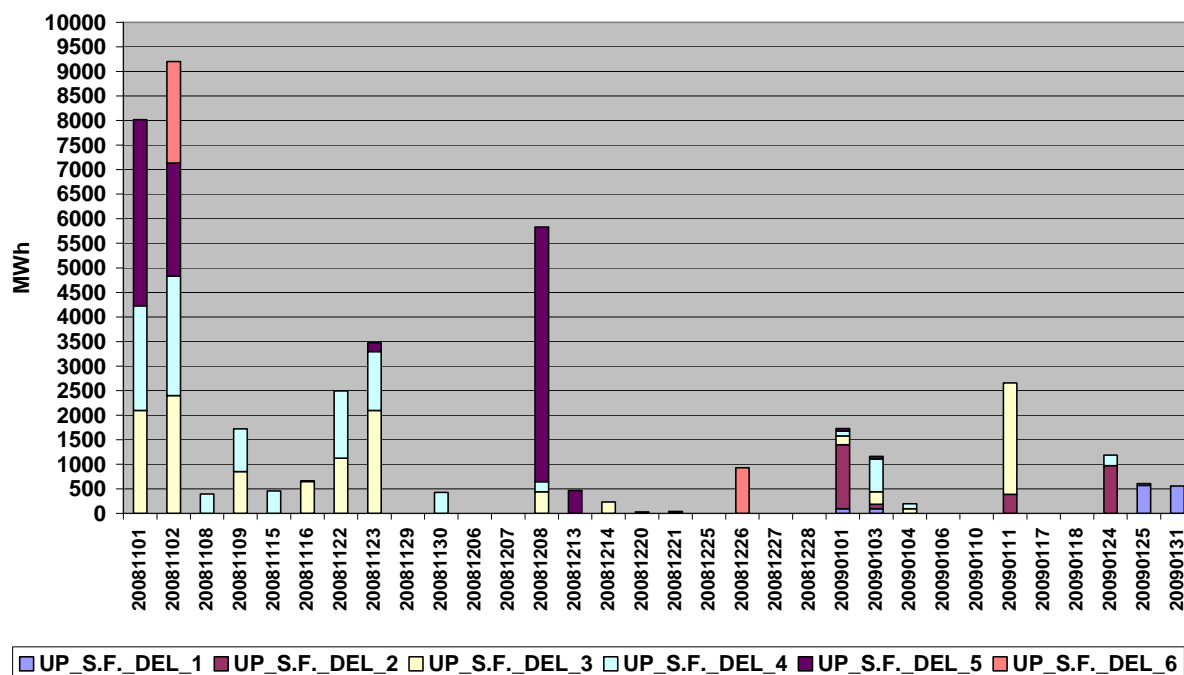


Figura 42: withholding giornaliero di ENEL (MWh/giorno), ripartito fra fisico ed economico, nei giorni non lavorativi del trimestre nella macrozona Sicilia.

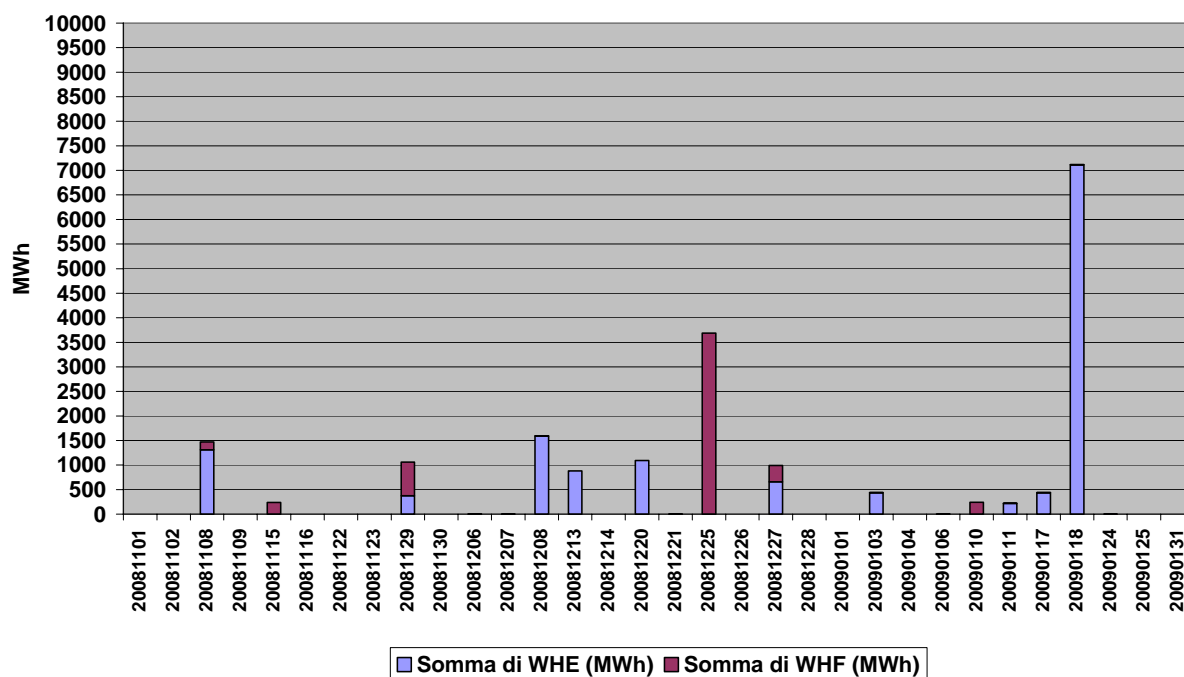
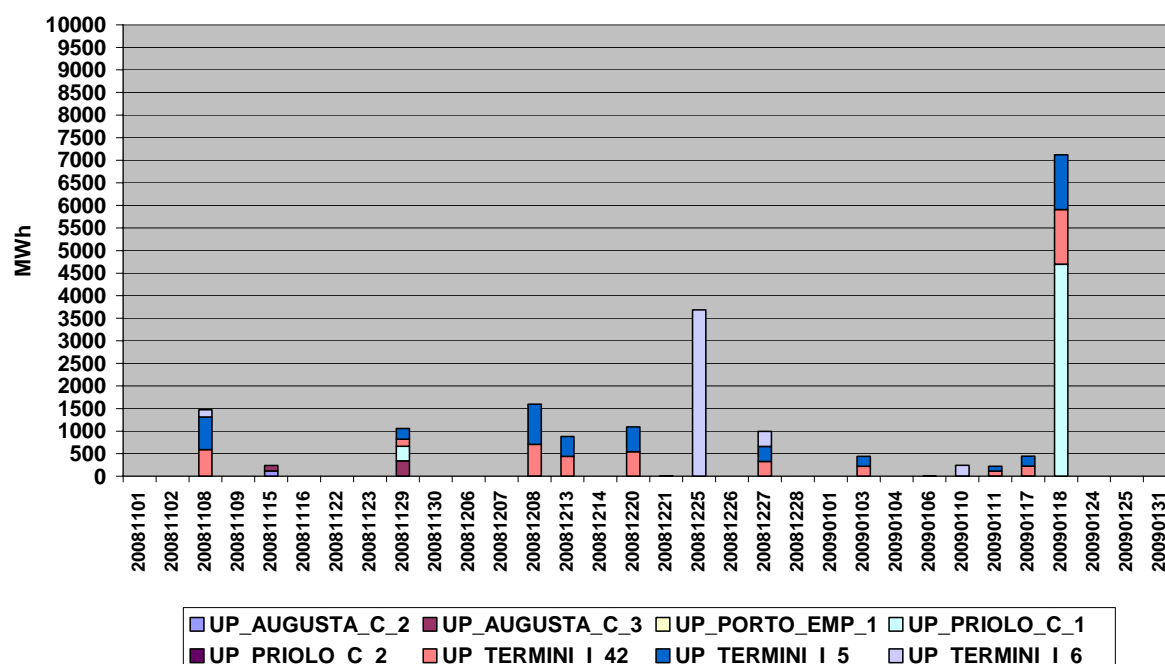


Figura 43: withholding giornaliero di ENEL (MWh/giorno), ripartito per unità, nei giorni non lavorativi del trimestre nella macrozona Sicilia.



L'entità del *withholding* in termini di potenza media trattenuta per periodo rilevante omologo in ciascuno dei mesi in esame (vedi grafici dalla Figura 44 alla Figura 55) sembra rivelare differenti strategie per EDIPOWER e per ENEL, seppure di non facile connotazione specie per quest'ultima.

Il *withholding* di EDIPOWER nei giorni lavorativi di novembre e dicembre 2008 appare fortemente concentrato nei periodi rilevanti di MGP 7, 8, 21 e 22 per valori medi di potenza trattenuta oscillanti fra 80 e 140 MW. Tale strategia viene abbandonata nel mese di gennaio 2009 ove si registrano valori medi di potenza trattenuta inferiori a 20 MW per qualsiasi periodo rilevante di MGP.

Nei giorni non lavorativi, EDIPOWER trattiene mediamente fra i 150 e 180 MW nei periodi rilevanti di MGP da 9 a 22 del mese di novembre e fra i 30 e 40 MW nei periodi rilevanti di MGP da 7 a 24 del mese di dicembre. Nel mese di gennaio 2009, i valori medi di potenza trattenuta si collocano fra i 30 e i 40 MW nei periodi rilevanti di MGP da 10 a 22, tranne i periodi di MGP 18 e 19 in cui il valore medio è di circa 90 MW.

Il *withholding* di ENEL nei giorni lavorativi di novembre e dicembre 2008 si colloca su valori medi inferiori a 60 MW per qualsiasi periodo rilevante. Nel mese di gennaio 2009, invece, ENEL sembra mutare strategia concentrando il *withholding* nei periodi rilevanti di MGP 7, 8, 21, 22 e 23 per valori medi di potenza trattenuta oscillanti fra 30 e 85 MW.

Nei giorni non lavorativi, ENEL trattiene mediamente meno di 60 MW per qualsiasi periodo rilevante dei tre mesi in esame con l'eccezione dei periodi rilevanti di MGP da 18 a 20 del mese di dicembre, in cui i valori medi di potenza trattenuta oscillano fra 90 e 110 MW, e dei periodi rilevanti di MGP 18 e 19 del mese di gennaio, in cui i valori medi di potenza trattenuta oscillano fra 60 e 85 MW.

**Figura 44: withholding medio per periodo rilevante di MGP di EDIPOWER (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di novembre nella macrozona Sicilia.**

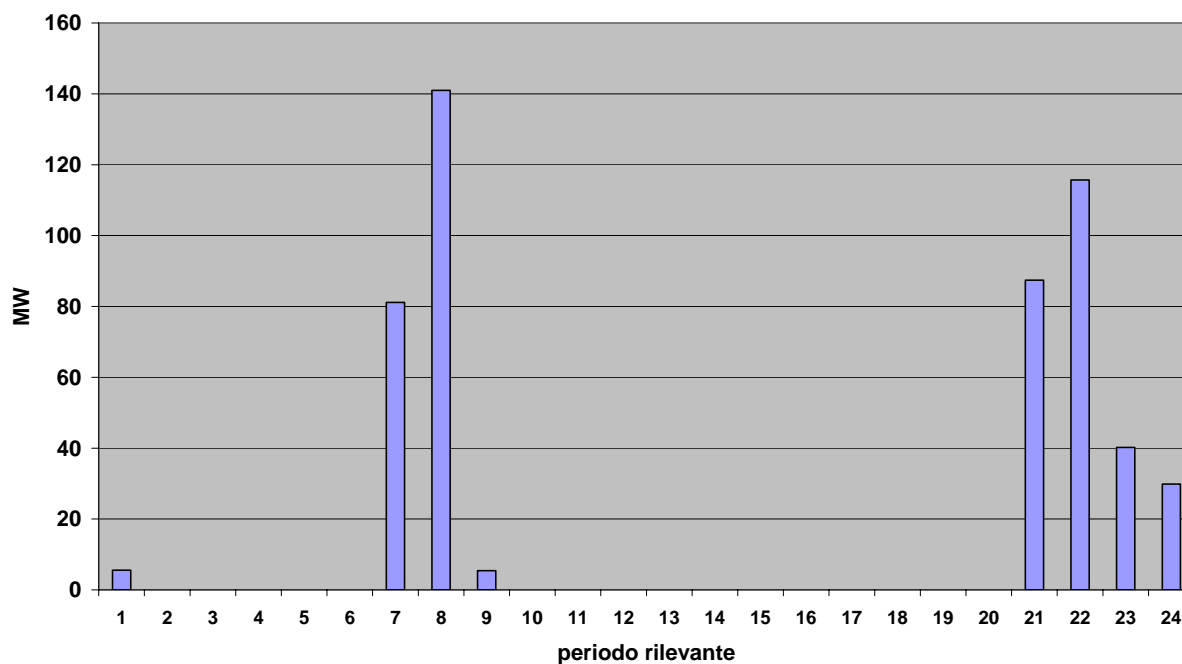


Figura 45: withholding medio per periodo rilevante di MGP di EDIPOWER (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di dicembre nella macrozona Sicilia.

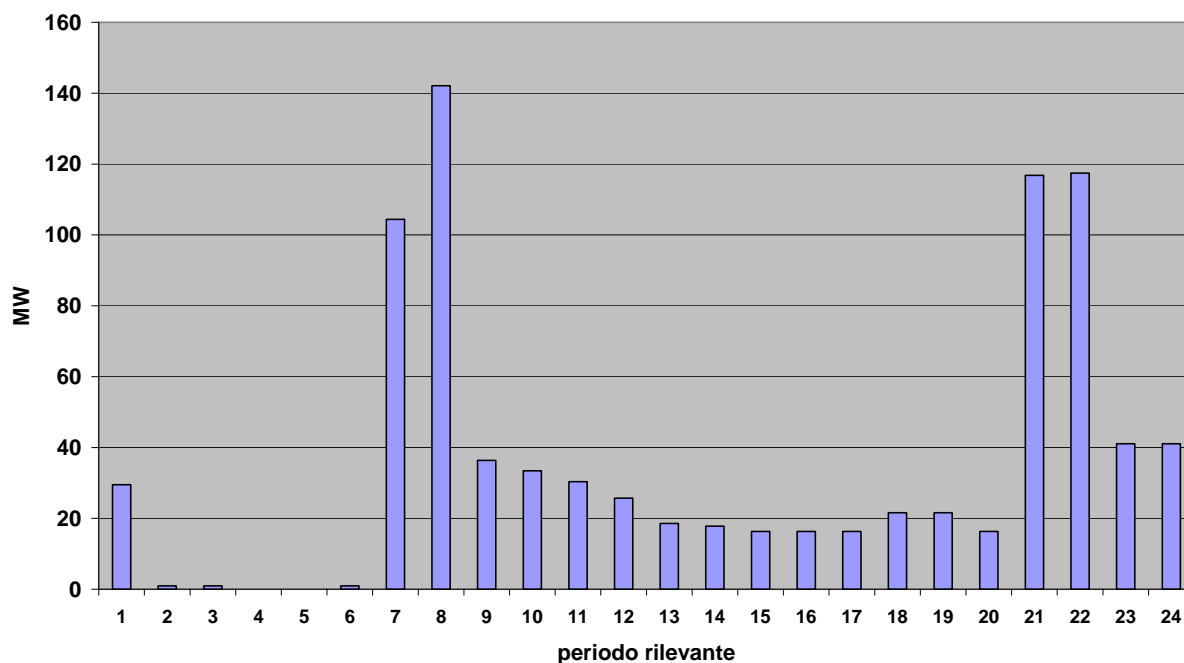


Figura 46: withholding medio per periodo rilevante di MGP di EDIPOWER (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di gennaio nella macrozona Sicilia.

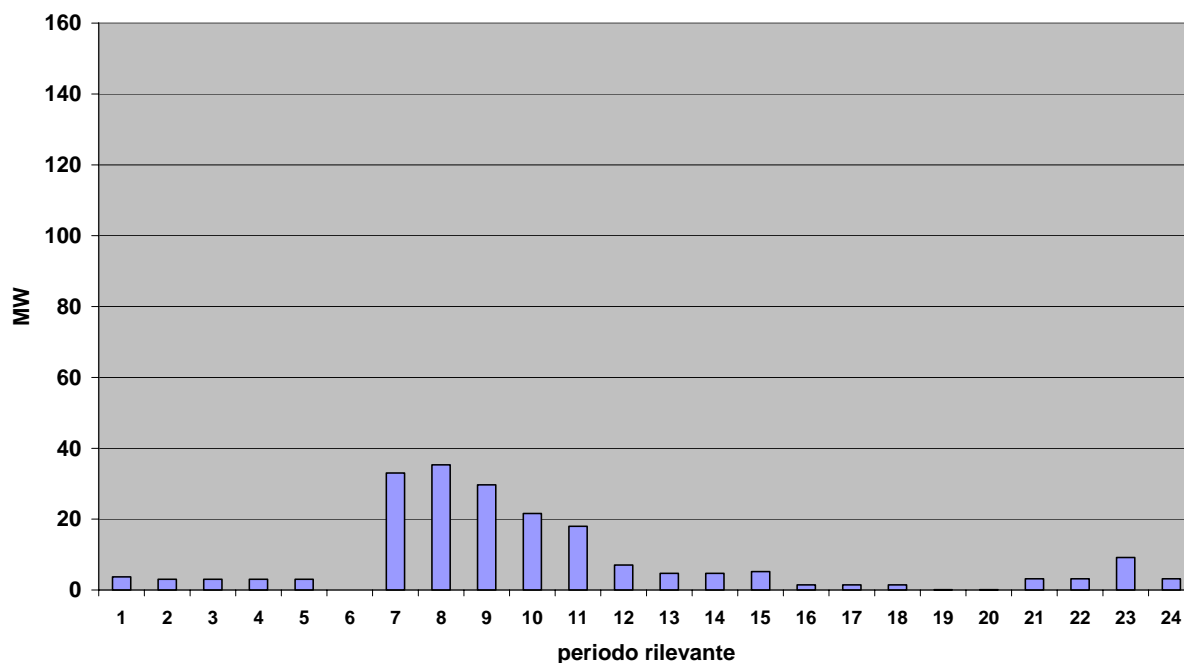


Figura 47: withholding medio per periodo rilevante di MGP di EDIPOWER (MW/periodo rilevante), nei giorni non lavorativi del mese di novembre nella macrozona Sicilia.

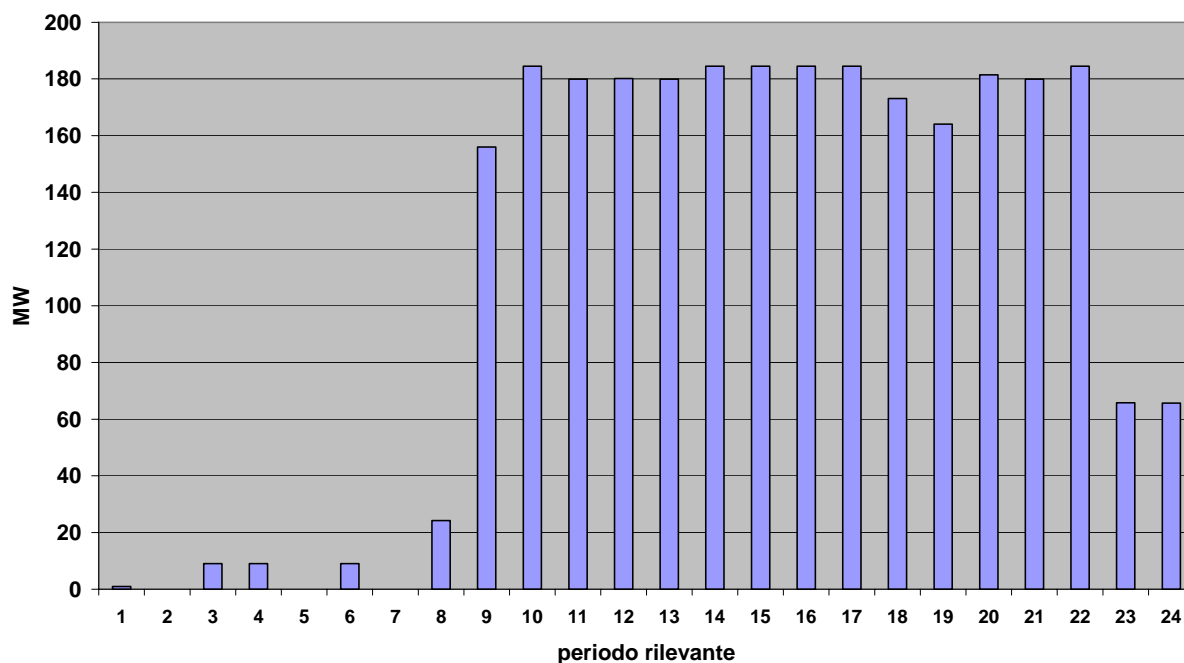


Figura 48: withholding medio per periodo rilevante di MGP di EDIPOWER (MW/periodo rilevante), nei giorni non lavorativi del mese di dicembre nella macrozona Sicilia.

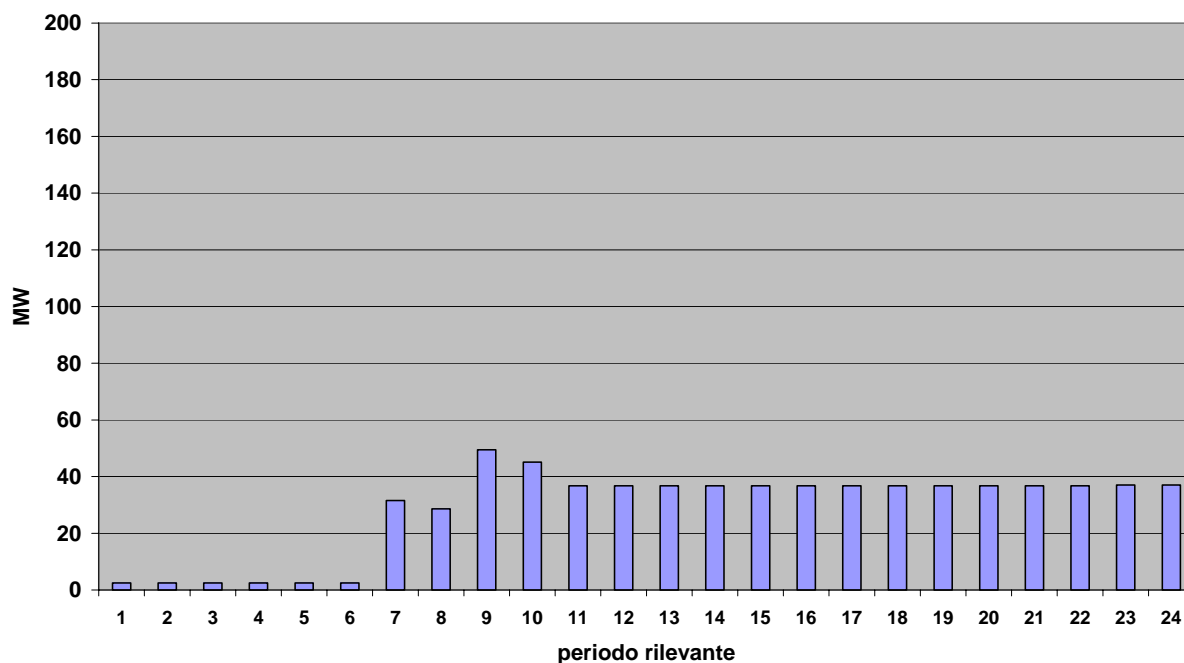


Figura 49: withholding medio per periodo rilevante di MGP di EDIPOWER (MW/periodo rilevante), nei giorni non lavorativi del mese di gennaio nella macrozona Sicilia.

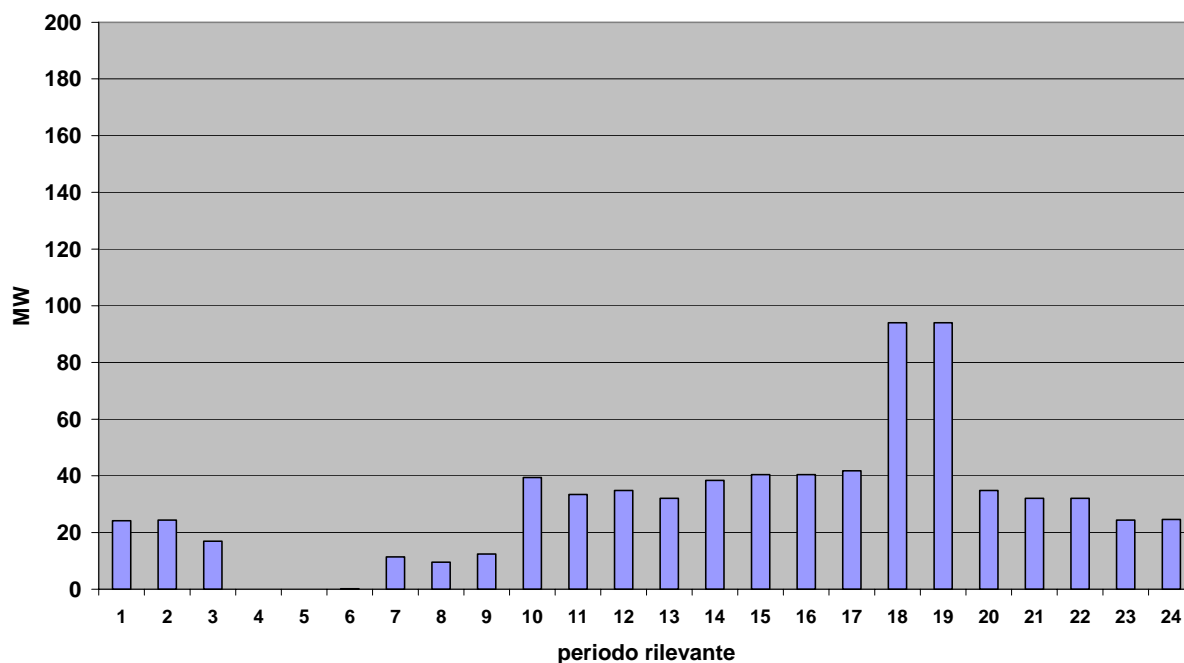


Figura 50: withholding medio per periodo rilevante di MGP di ENEL (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di novembre nella macrozona Sicilia.

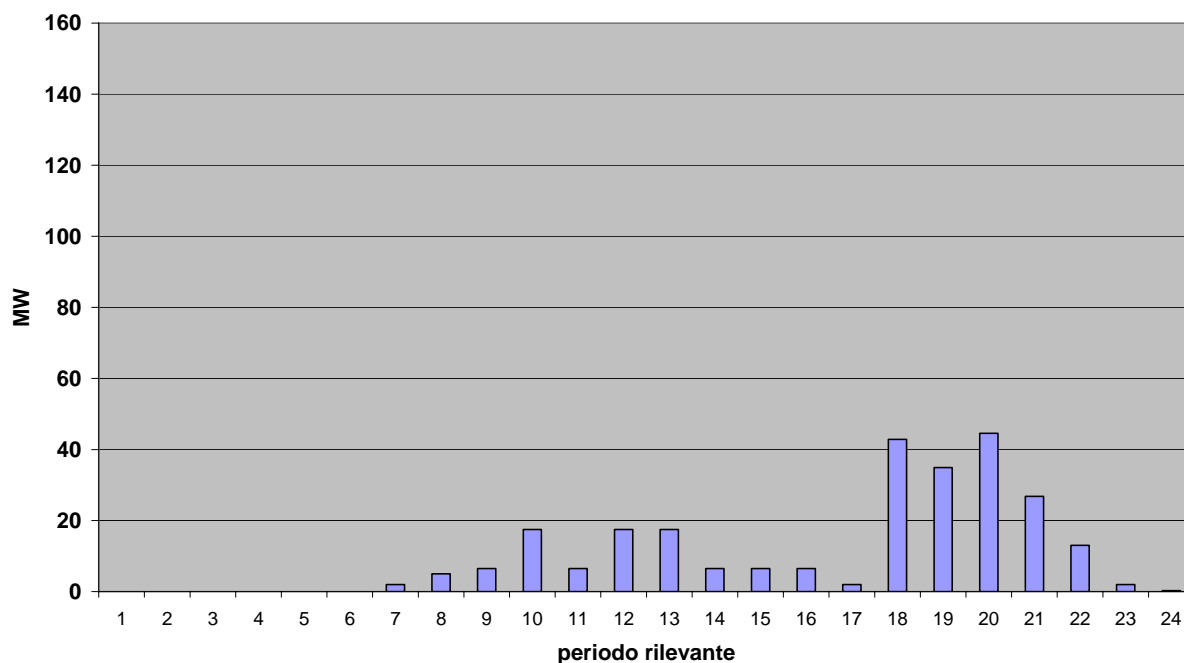




Figura 51: withholding medio per periodo rilevante di MGP di ENEL (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di dicembre nella macrozona Sicilia.

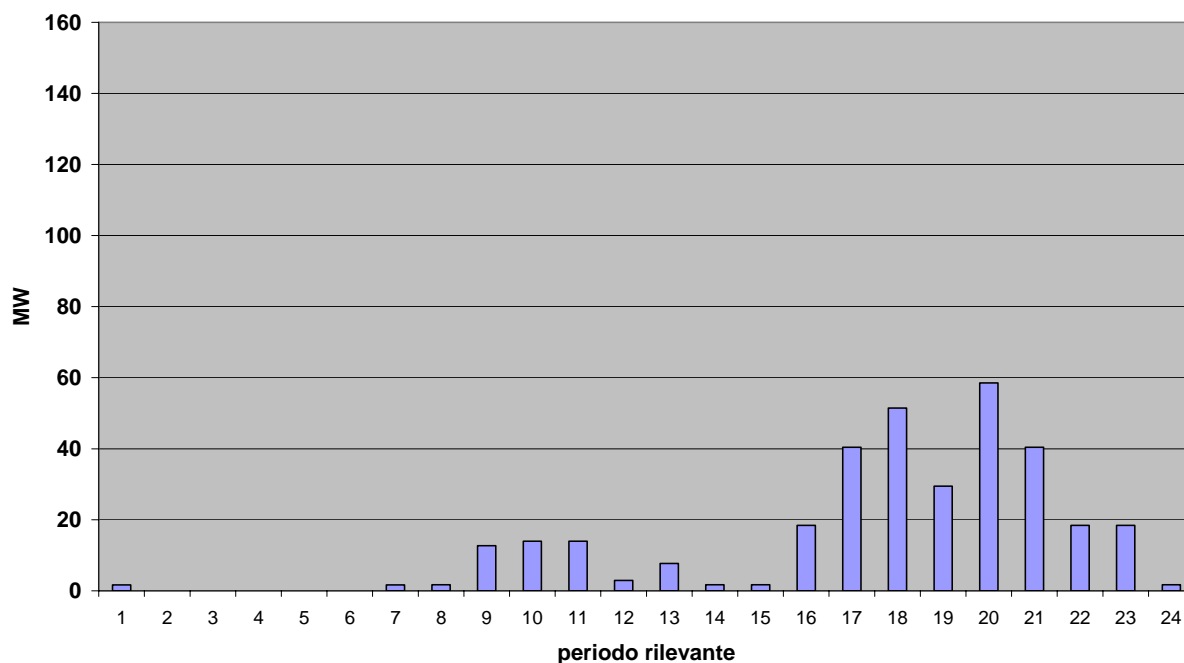


Figura 52: withholding medio per periodo rilevante di MGP di ENEL (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di gennaio nella macrozona Sicilia.

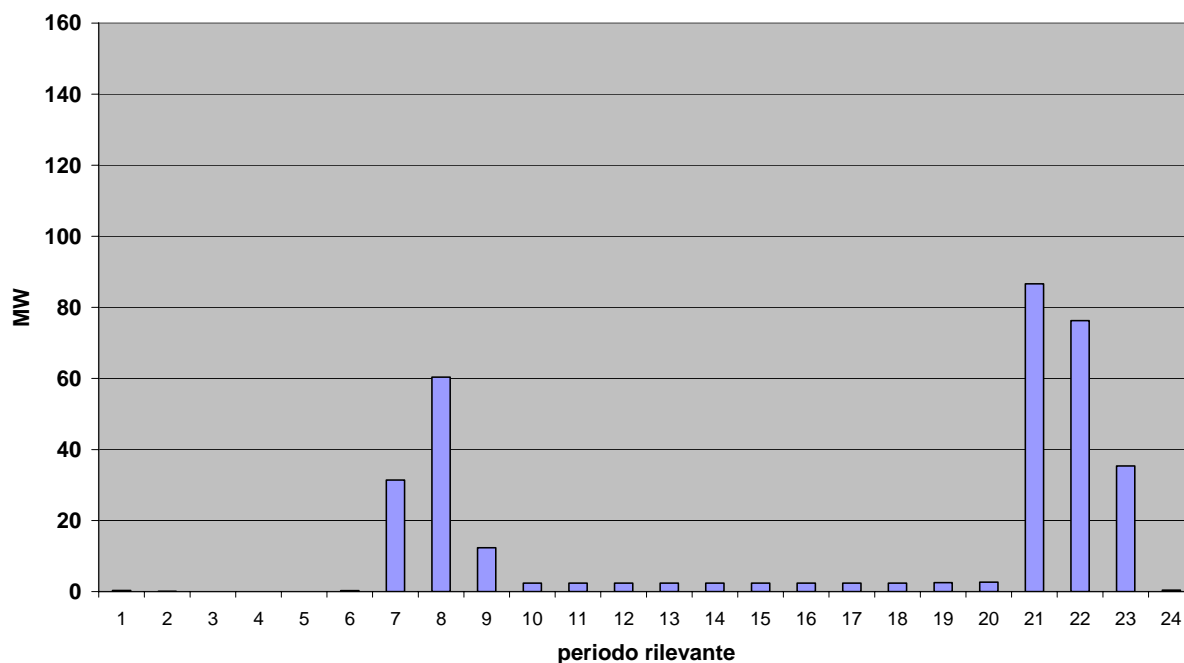


Figura 53: withholding medio per periodo rilevante di MGP di ENEL (MW/periodo rilevante), nei giorni non lavorativi del mese di novembre nella macrozona Sicilia.

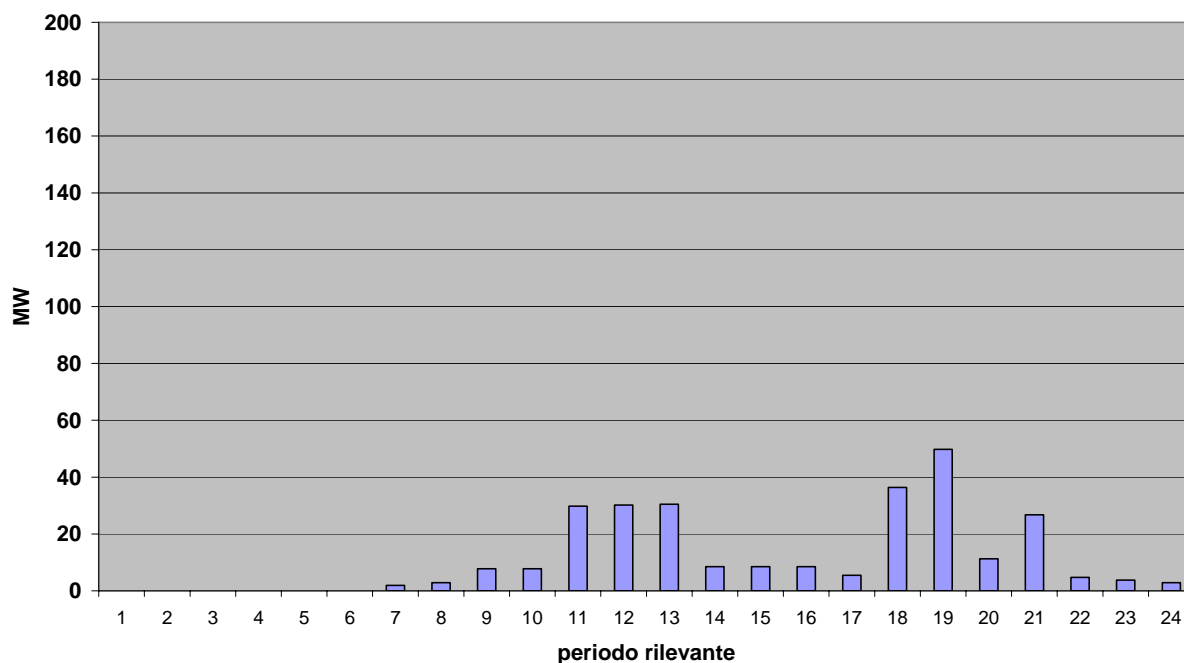


Figura 54: withholding medio per periodo rilevante di MGP di ENEL (MW/periodo rilevante), nei giorni non lavorativi del mese di dicembre nella macrozona Sicilia.

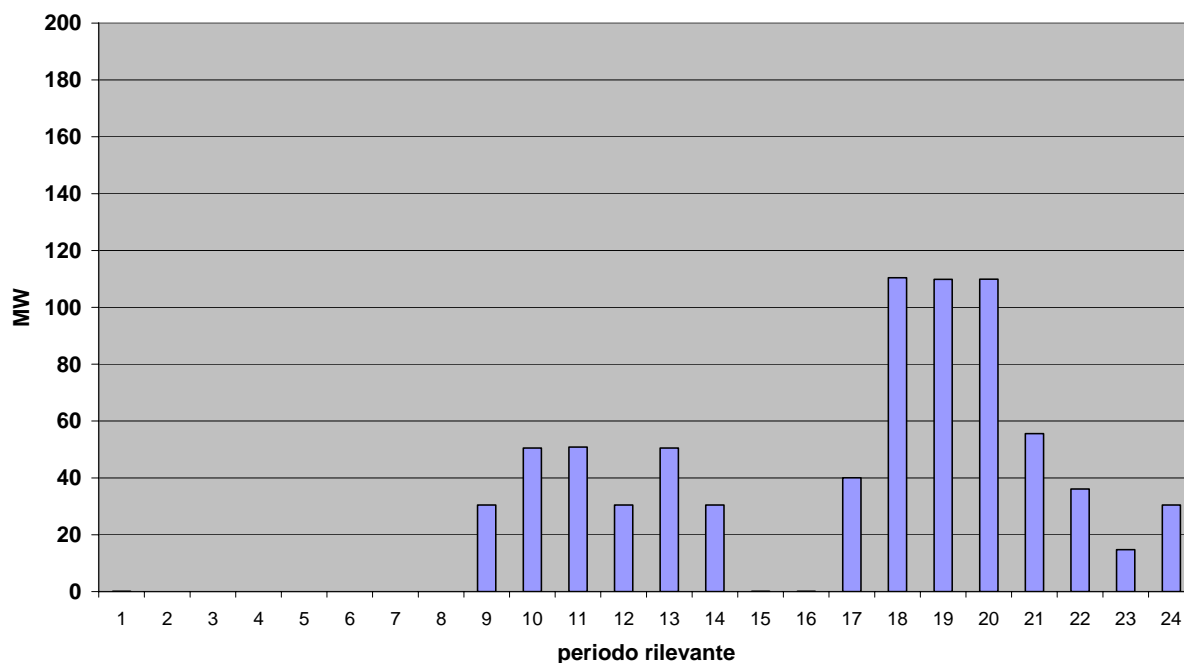
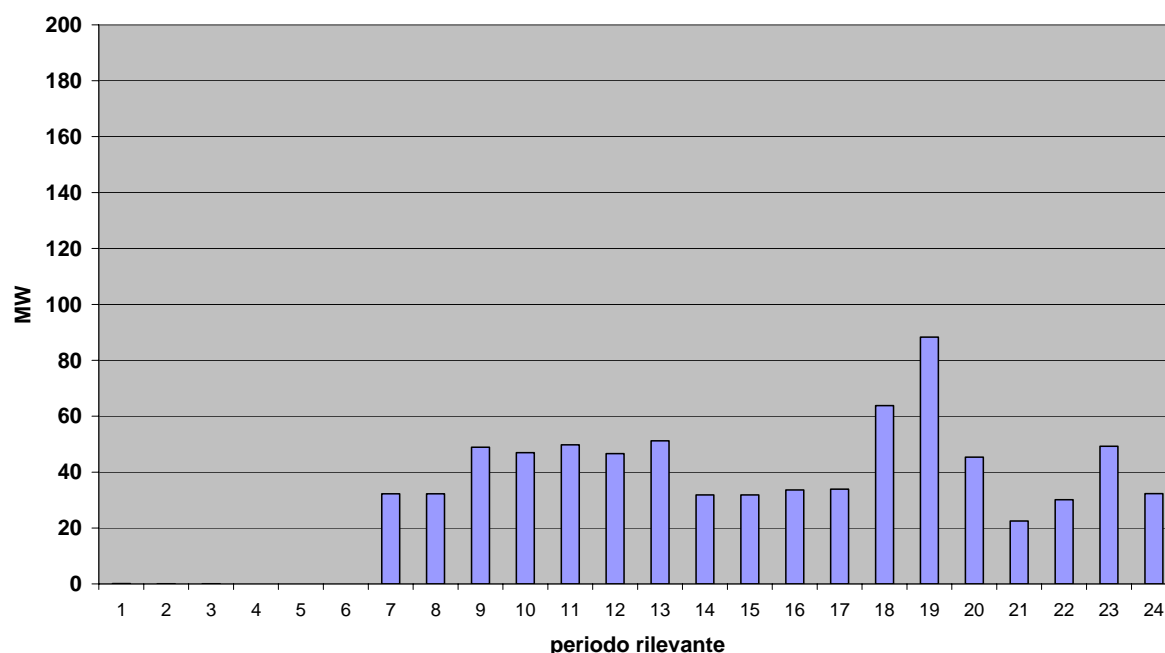


Figura 55: withholding medio per periodo rilevante di MGP di ENEL (MW/periodo rilevante), nei giorni non lavorativi del mese di gennaio nella macrozona Sicilia.



L'analisi condotta sembra quindi evidenziare la presenza di fenomeni di trattenimento di capacità produttiva da parte sia di Enel che di EDIPOWER. Come già anticipato, si deve però rilevare che l'analisi è stata condotta assumendo un costo variabile pari a quello standard. Il trattenimento potrebbe ridursi (o annullarsi) qualora, anche a causa di vincoli (di varia natura) all'energia producibile nell'ora, il vero costo variabile (che sconti anche le opportunità di non produrre) risultasse non sensibilmente inferiore al prezzo offerto (e comunque superiore al prezzo realizzato).

Un eventuale trattenimento potrebbe essere dovuto alla presenza di un costo opportunità costituito dal prezzo atteso dalla cessione dell'energia corrispondente alla capacità produttiva oggetto di trattenimento nel MSD. Tale strategia parrebbe, tuttavia, presentare alcuni elementi di criticità. Infatti, posto che anche il MSD è caratterizzato dal medesimo duopolio, in assenza di collusione, non sarebbe razionale che entrambi gli operatori non scontassero nelle proprie offerte nel MGP la marginalità attesa nel MSD; ciò che porterebbe ad un sostanziale allineamento dei prezzi (od almeno della marginalità attesa) nei due mercati.

**1.1. Analisi di withholding sui toller di EDIPOWER effettuata sulla base di costi variabili standard**

Con riferimento ai toller di EDIPOWER, è utile e possibile analizzare il loro comportamento sulla base delle offerte presentate (o meno) in MGP separatamente da ciascuno di essi sulle unità di EDIPOWER in ragione della quota di capacità produttiva loro attribuibile.

Si è quindi provveduto a “decomporre” il *withholding* di EDIPOWER nelle quote singolarmente attribuibili a ciascuno dei summenzionati toller, in relazione alle offerte separatamente effettuate in MGP e alla quota di capacità produttiva attribuibile a ciascuno di essi. In termini di energia complessiva trattenuta sull’intero trimestre, le quote attribuibili ai toller sono le seguenti: 22% ad A2A, 25% ad ATEL, 41% ad EDISON e 12% ad IRIDE. Tali quote appaiono relativamente prossime a quelle previste dal contratto di tolling per la ripartizione dell’energia producibile dalle unità di EDIPOWER (20% ad A2A, 20% ad ATEL, 50% ad EDISON e 10% ad IRIDE) ma presentano una notevolissima variabilità fra i tre mesi inclusi nel trimestre oggetto di indagine come evidenziato in Tabella 3. Tuttavia, conclusioni più robuste richiederebbero un’analisi su un periodo più lungo preferibilmente coincidente con l’anno solare.

**Tabella 3: esiti analisi di withholding per i toller di EDIPOWER (in % su withholding totale di EDIPOWER nel trimestre in esame).**

Annomese	Gruppo di ore	WHE (MWh)				WHF (MWh)				WHT (MWh)			
		A2A	ATEL	EDISON	IRIDE	A2A	ATEL	EDISON	IRIDE	A2A	ATEL	EDISON	IRIDE
200811	F	6%	10%	14%	5%	0%	0%	0%	0%	6%	10%	14%	5%
	FP	2%	2%	8%	2%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	8%	2%
	P	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	T	<b>8%</b>	<b>12%</b>	<b>22%</b>	<b>7%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>8%</b>	<b>12%</b>	<b>22%</b>	<b>7%</b>
200812	F	0%	1%	0%	0%	3%	2%	4%	1%	3%	3%	4%	1%
	FP	4%	4%	4%	2%	1%	0%	2%	0%	4%	4%	6%	2%
	P	1%	1%	0%	0%	1%	0%	3%	1%	2%	1%	3%	1%
	T	<b>5%</b>	<b>6%</b>	<b>4%</b>	<b>2%</b>	<b>4%</b>	<b>2%</b>	<b>9%</b>	<b>2%</b>	<b>9%</b>	<b>8%</b>	<b>13%</b>	<b>4%</b>
200901	F	3%	3%	3%	0%	0%	1%	0%	0%	3%	4%	4%	0%
	FP	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	1%	1%	0%
	P	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	0%	1%	1%	1%	0%
	T	<b>4%</b>	<b>3%</b>	<b>3%</b>	<b>0%</b>	<b>1%</b>	<b>2%</b>	<b>3%</b>	<b>1%</b>	<b>5%</b>	<b>5%</b>	<b>6%</b>	<b>1%</b>
<b>TRIMESTRE</b>	<b>T</b>	<b>16%</b>	<b>20%</b>	<b>29%</b>	<b>10%</b>	<b>6%</b>	<b>4%</b>	<b>12%</b>	<b>2%</b>	<b>22%</b>	<b>25%</b>	<b>41%</b>	<b>12%</b>

Per testare la validità dell’assunzione circa un comportamento coordinato fra i toller di EDIPOWER è altresì utile comparare il profilo del withholding medio per periodo rilevante omologo dei giorni lavorativi dei mesi in esame afferente a ciascuno dei suddetti toller.

Figura 56: withholding medio di EDISON per periodo rilevante di MGP (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di novembre nella macrozona Sicilia.

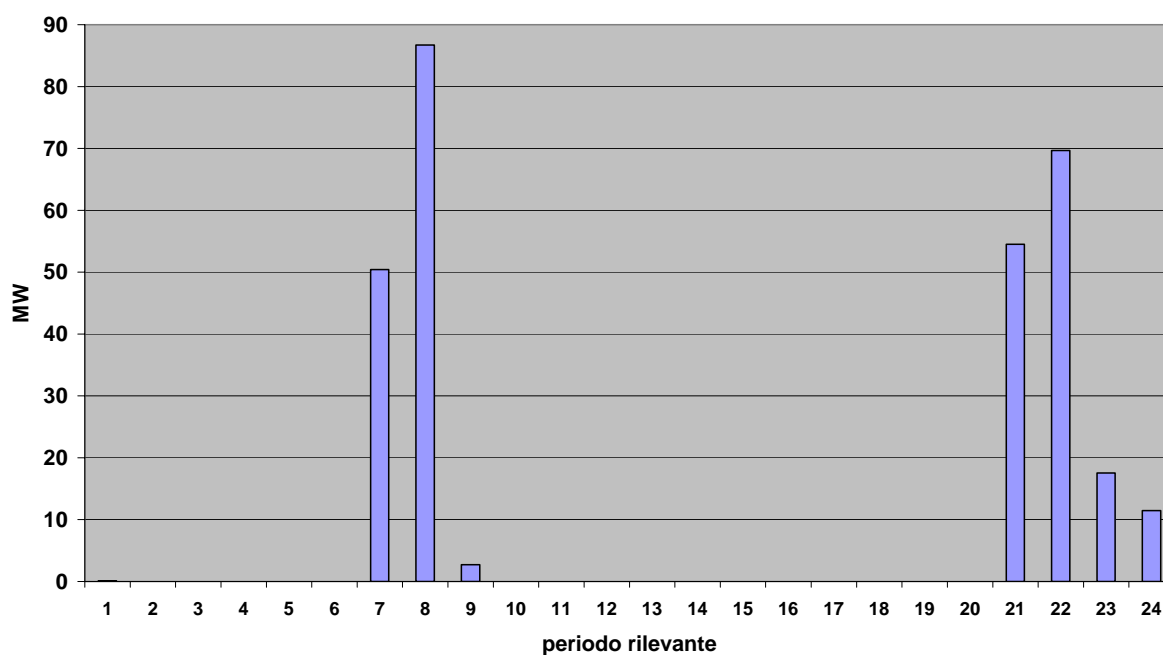


Figura 57: withholding medio di A2A per periodo rilevante di MGP (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di novembre nella macrozona Sicilia.

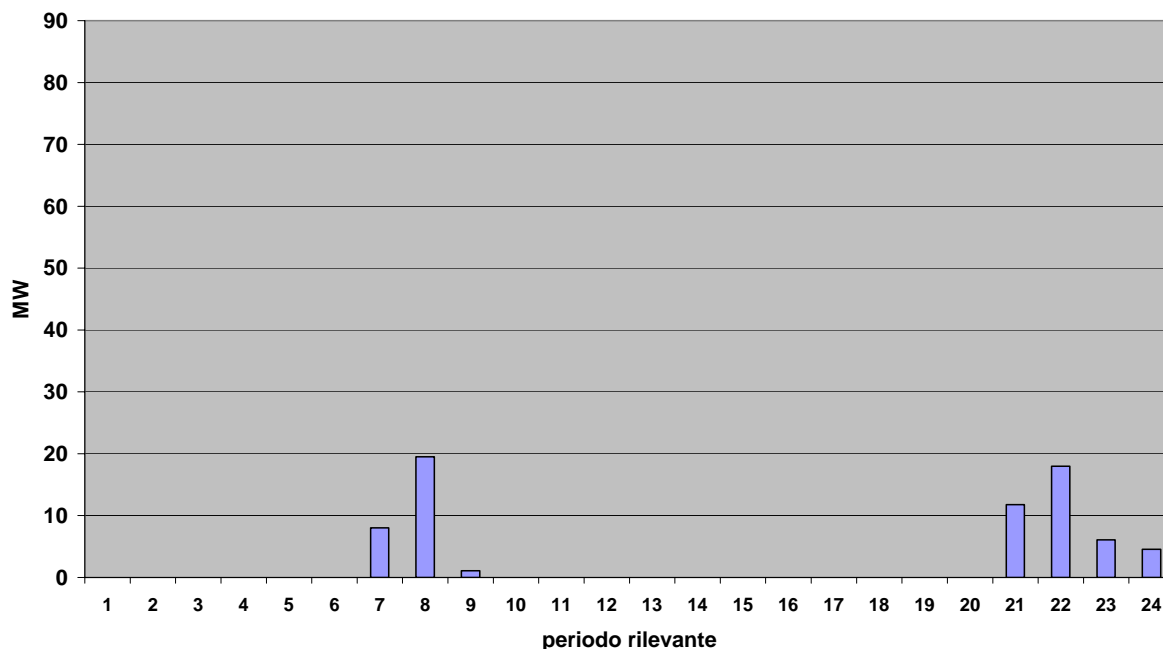


Figura 58: withholding medio di ATEL per periodo rilevante di MGP (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di novembre nella macrozona Sicilia.

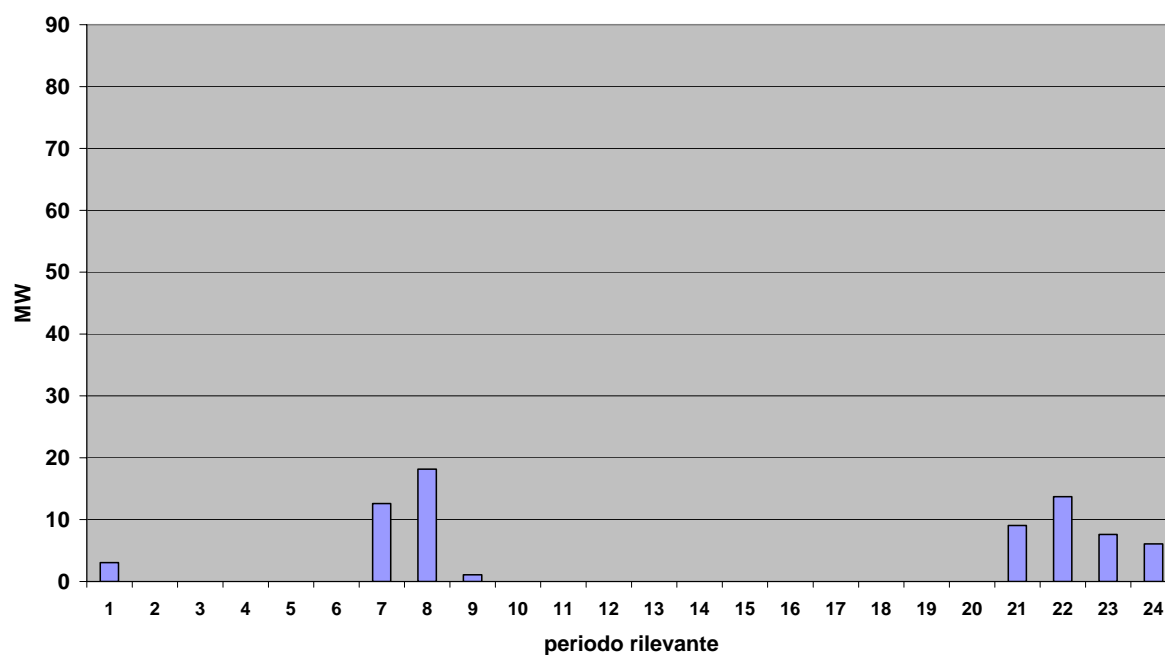


Figura 59: withholding medio di IRIDE per periodo rilevante di MGP (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di novembre nella macrozona Sicilia.

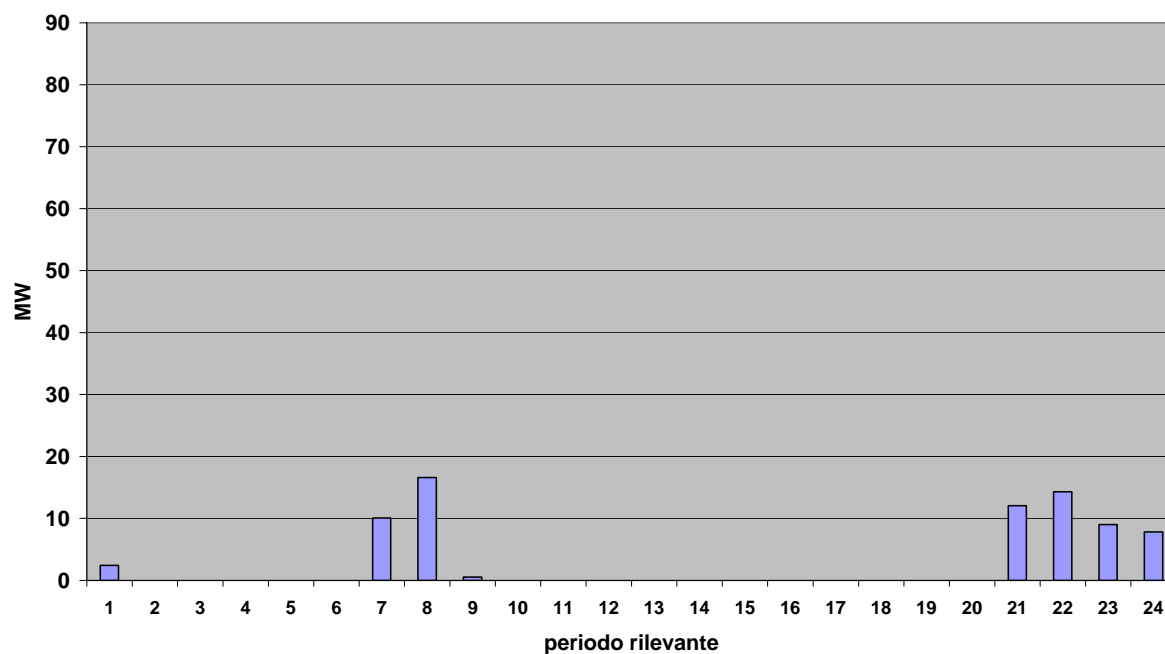


Figura 60: withholding medio di EDISON per periodo rilevante di MGP (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di dicembre nella macrozona Sicilia.

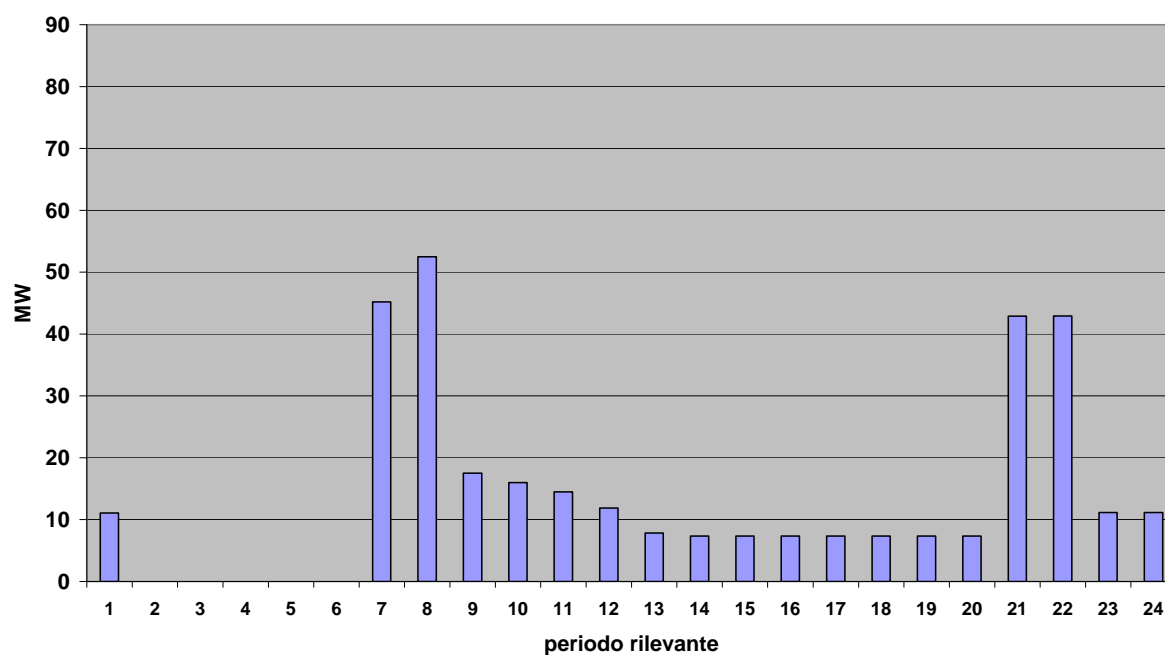


Figura 61: withholding medio di A2A per periodo rilevante di MGP (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di dicembre nella macrozona Sicilia.

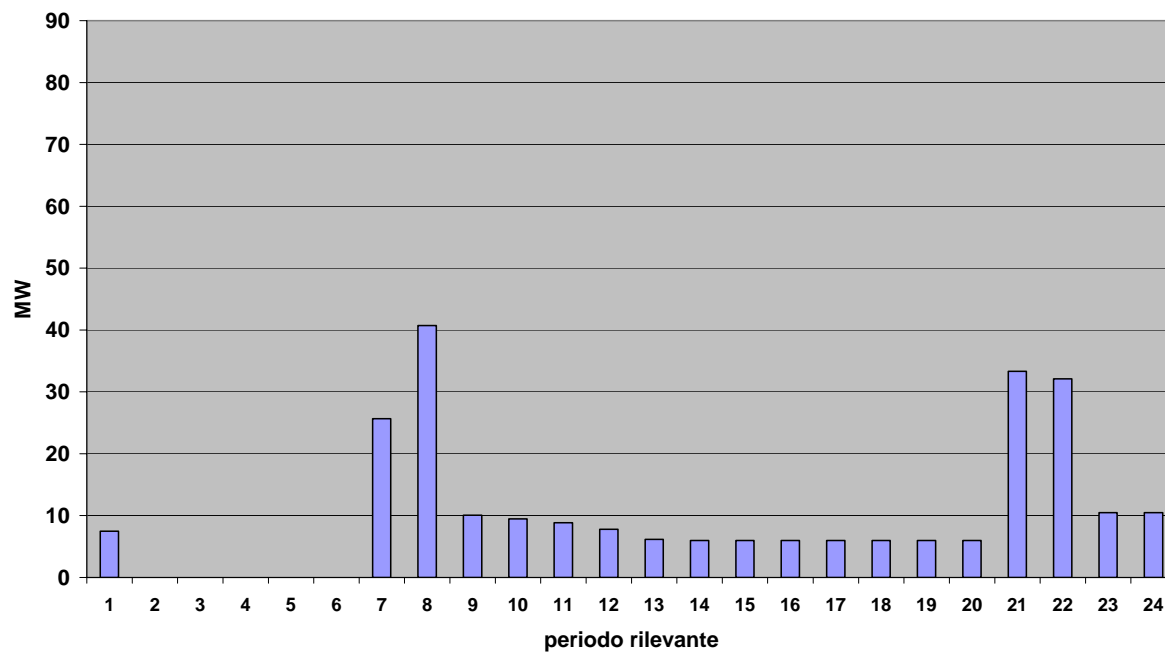


Figura 62: withholding medio di ATEL per periodo rilevante di MGP (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di dicembre nella macrozona Sicilia.

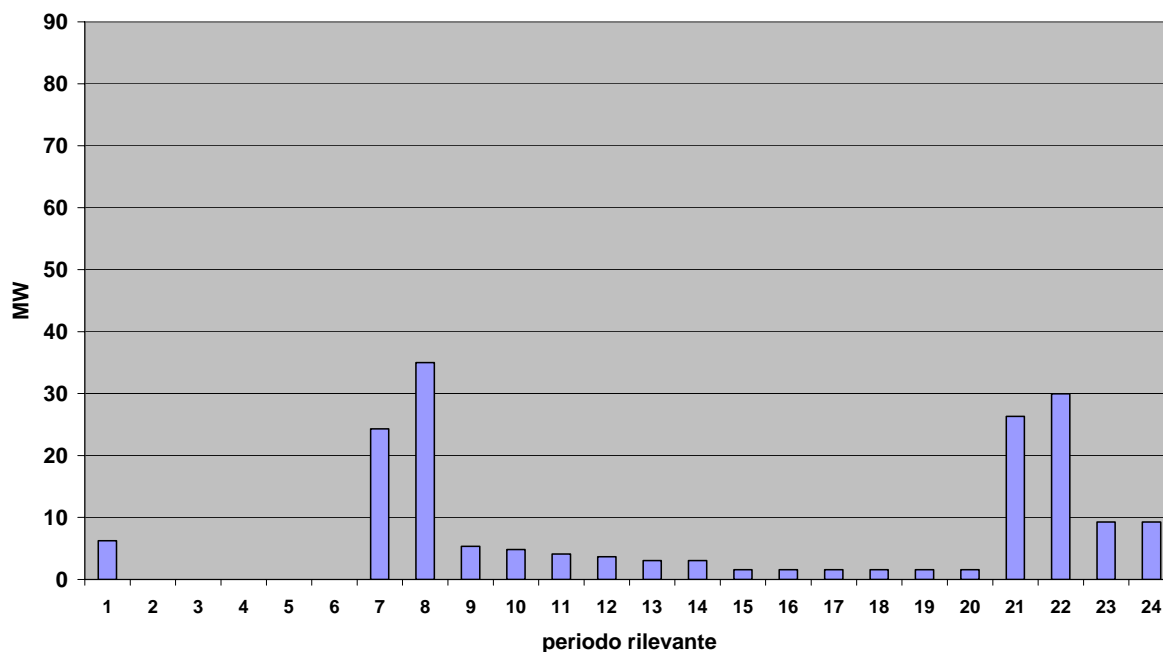


Figura 63: withholding medio di IRIDE per periodo rilevante di MGP (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di dicembre nella macrozona Sicilia.

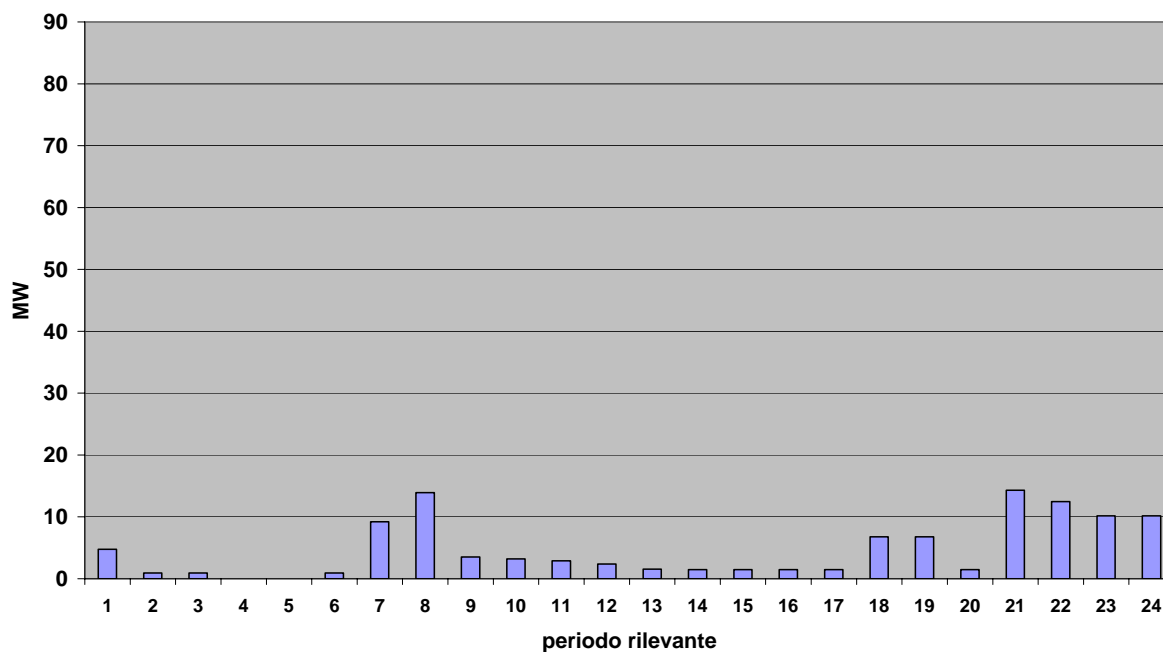




Figura 64: withholding medio di EDISON per periodo rilevante di MGP (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di gennaio nella macrozona Sicilia.

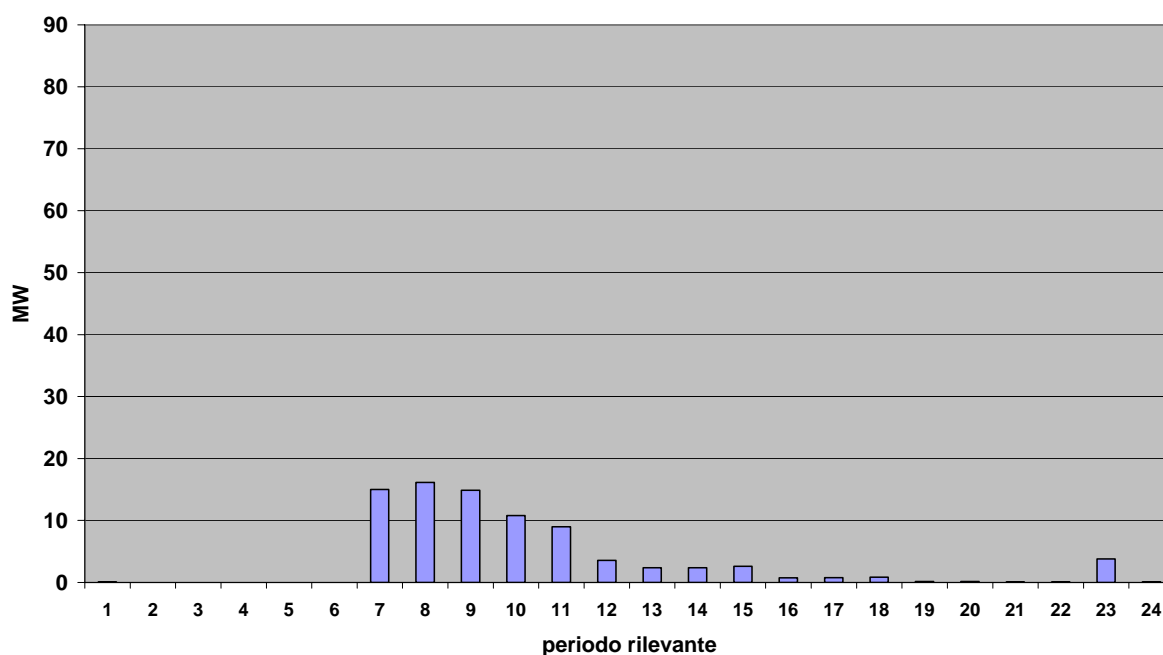


Figura 65: withholding medio di A2A per periodo rilevante di MGP (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di gennaio nella macrozona Sicilia.

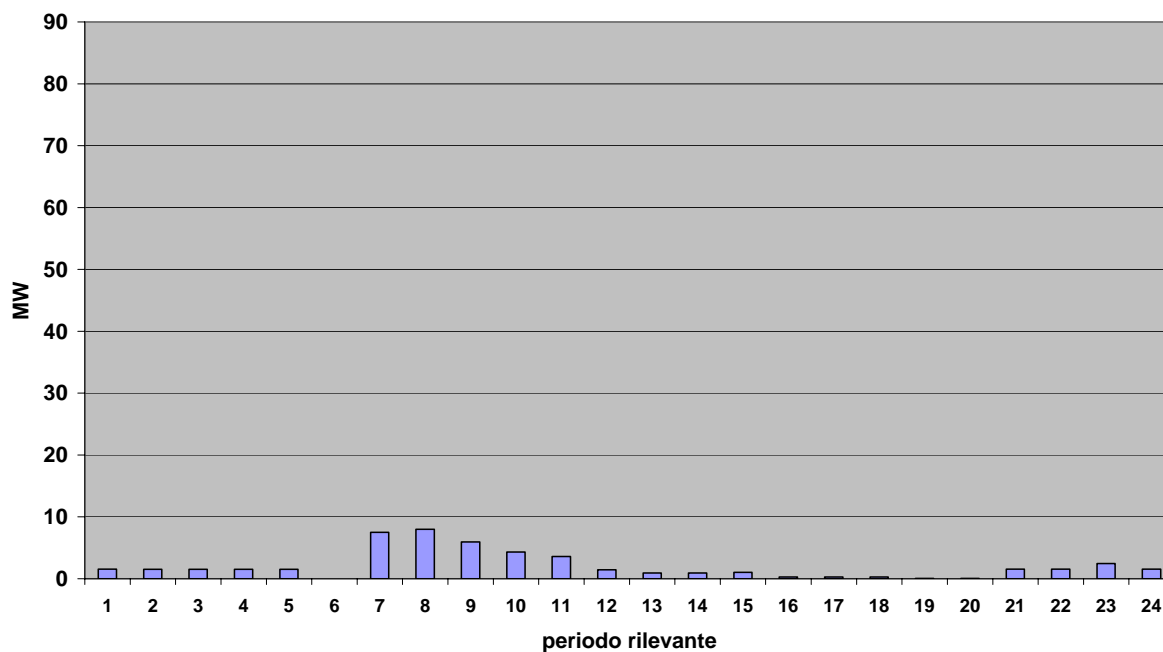


Figura 66: withholding medio di ATEL per periodo rilevante di MGP (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di gennaio nella macrozona Sicilia.

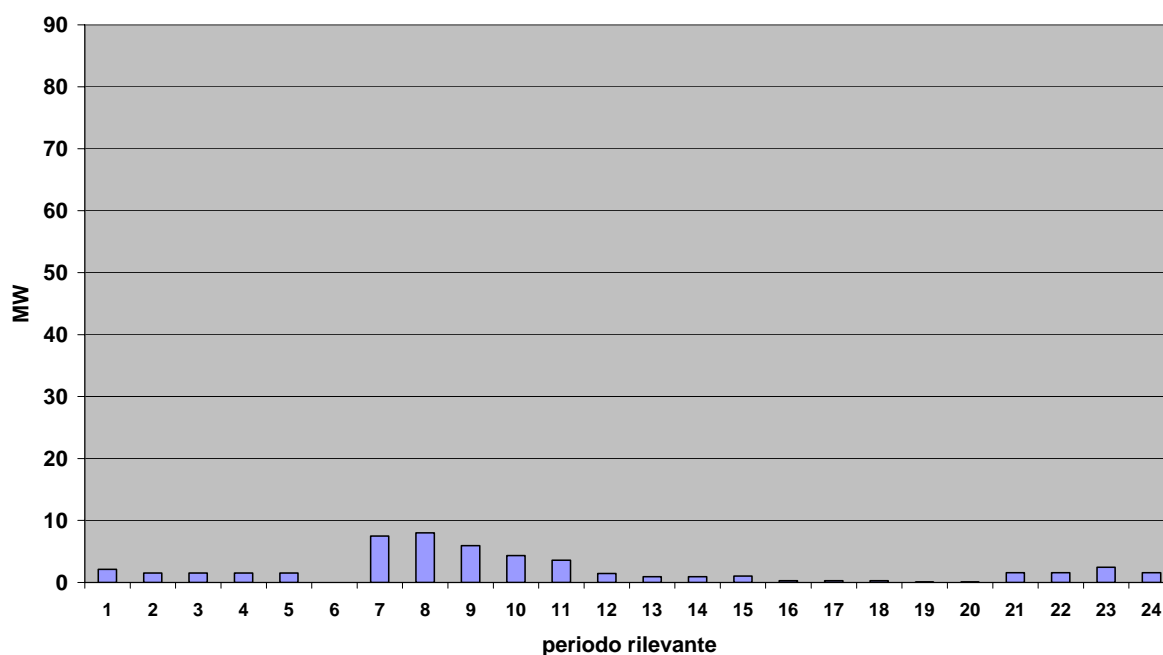
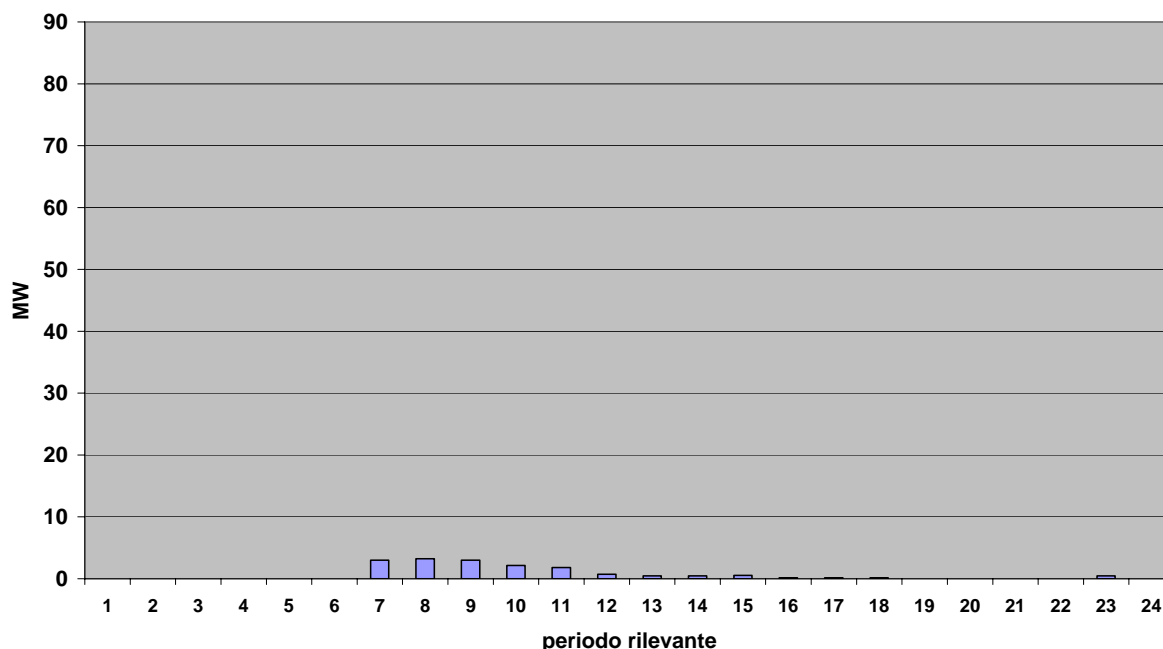


Figura 67: withholding medio di IRIDE per periodo rilevante di MGP (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di gennaio nella macrozona Sicilia.



Osservando i grafici dalla Figura 56 alla Figura 57, si rileva che i profili di *withholding* medio per periodo rilevante omologo dei giorni lavorativi appaiono alquanto simili, soprattutto se si osserva la concentrazione del *withholding* medio nei periodi rilevanti di MGP 7, 8, 21, 22, 23

e 24 dei mesi di novembre e dicembre. Tale somiglianza non viene meno neppure nel mese di gennaio in cui il withholding dei toller di EDIPOWER assume dimensioni assolutamente trascurabili concentrandosi nei periodi rilevanti di MGP da 7 a 11.

### ***1.2. Analisi di withholding sui toller di EDIPOWER effettuata sulla base di costi variabili dichiarati dai medesimi toller***

In esito alle audizioni di EDIPOWER e dei toller di EDIPOWER nell'ambito dell'istruttoria VIS 3/09, l'Autorità ha acquisito i valori medi mensili di costo variabile per ciascuna unità di EDIPOWER in Sicilia così come dichiarati da Edison e da A2A in base ai criteri definiti dall'Autorità.

Per assicurare la robustezza delle ipotesi di costo variabile assunte per l'analisi di withholding di cui al precedente paragrafo 1.1, è stata riprodotta la medesima analisi utilizzando i dati di costo variabile dichiarati dai summenzionati toller di EDIPOWER.

Di seguito sono quindi brevemente descritti i risultati di questa seconda analisi.

Utilizzando in input i dati di costo variabile dichiarati dai toller, l'analisi di *withholding* evidenzia un trattenimento in termini di energia pari a circa 47.000 MWh nel trimestre, valore nettamente inferiore a quello di 74.000 MWh che si ottiene utilizzando in input i dati di costo variabile standard (CVS) dell'Autorità.

In termini di energia trattenuta nel trimestre, le quote attribuibili ai toller sono le seguenti: 22% ad A2A, 25% ad ATEL, 41% ad EDISON e 12% ad IRIDE. Anche in esito a questa seconda analisi, le quote dei vari toller appaiono relativamente prossime a quelle previste dal contratto di tolling per la ripartizione dell'energia producibile dalle unità di EDIPOWER (20% ad A2A, 20% ad ATEL, 50% ad EDISON e 10% ad IRIDE) ma presentano una notevolissima variabilità fra i tre mesi inclusi nel trimestre oggetto di indagine (come evidenziato in Tabella 4).

Si noti che le quote calcolate su base trimestrale sono identiche a quelle risultanti dalla prima analisi di *withholding* effettuata utilizzando i CVS dell'Autorità. Diversa risulta invece la ripartizione in quote su base mensile, come desumibile dal confronto fra la Tabella 3 e la Tabella 4.

Tabella 4: esiti analisi di withholding per i toller di EDIPOWER (in % su withholding totale di EDIPOWER nel trimestre in esame).

Annomese	Gruppo di ore	WHE (MWh)				WHF (MWh)				WHT (MWh)			
		A2A	ATEL	EDISON	IRIDE	A2A	ATEL	EDISON	IRIDE	A2A	ATEL	EDISON	IRIDE
200811	F	6%	10%	11%	5%	0%	0%	0%	0%	6%	10%	11%	5%
	FP	2%	2%	5%	2%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	6%	2%
	P	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	T	<b>8%</b>	<b>12%</b>	<b>16%</b>	<b>7%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>8%</b>	<b>12%</b>	<b>17%</b>	<b>7%</b>
200812	F	0%	1%	0%	0%	3%	2%	6%	1%	3%	4%	6%	1%
	FP	3%	3%	4%	1%	1%	0%	2%	0%	4%	3%	5%	2%
	P	1%	1%	0%	0%	2%	0%	5%	1%	3%	1%	5%	1%
	T	<b>4%</b>	<b>5%</b>	<b>4%</b>	<b>2%</b>	<b>6%</b>	<b>3%</b>	<b>13%</b>	<b>2%</b>	<b>10%</b>	<b>8%</b>	<b>16%</b>	<b>4%</b>
200901	F	2%	3%	4%	0%	0%	1%	0%	0%	2%	3%	4%	0%
	FP	1%	1%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	1%	1%	0%
	P	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	0%	1%	1%	2%	0%
	T	<b>2%</b>	<b>4%</b>	<b>4%</b>	<b>0%</b>	<b>1%</b>	<b>2%</b>	<b>3%</b>	<b>1%</b>	<b>4%</b>	<b>5%</b>	<b>7%</b>	<b>1%</b>
<b>TRIMESTRE</b>	<b>T</b>	<b>14%</b>	<b>21%</b>	<b>24%</b>	<b>9%</b>	<b>8%</b>	<b>5%</b>	<b>17%</b>	<b>3%</b>	<b>22%</b>	<b>25%</b>	<b>41%</b>	<b>12%</b>

Come già evidenziato nel precedente paragrafo, onde testare la validità dell'assunzione circa un possibile comportamento coordinato fra i toller di EDIPOWER è utile comparare il profilo del withholding medio per periodo rilevante omologo dei giorni lavorativi dei mesi in esame afferente a ciascuno dei suddetti toller.

Figura 68: withholding medio di EDISON per periodo rilevante di MGP (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di novembre nella macrozona Sicilia.

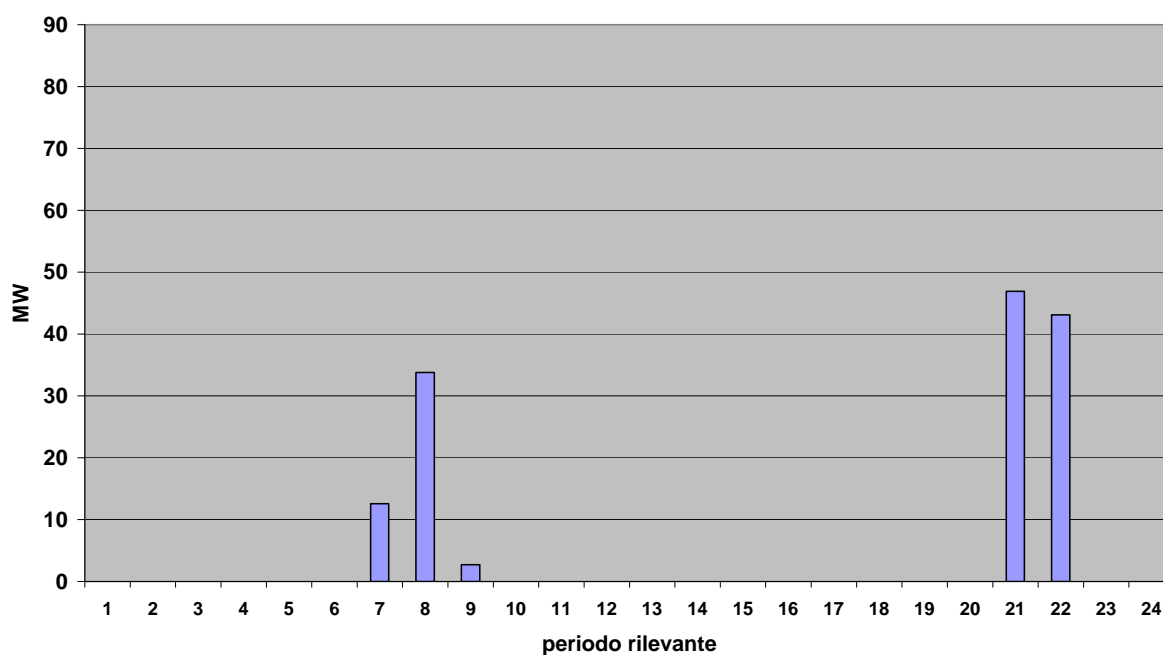


Figura 69: withholding medio di A2A per periodo rilevante di MGP (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di novembre nella macrozona Sicilia.

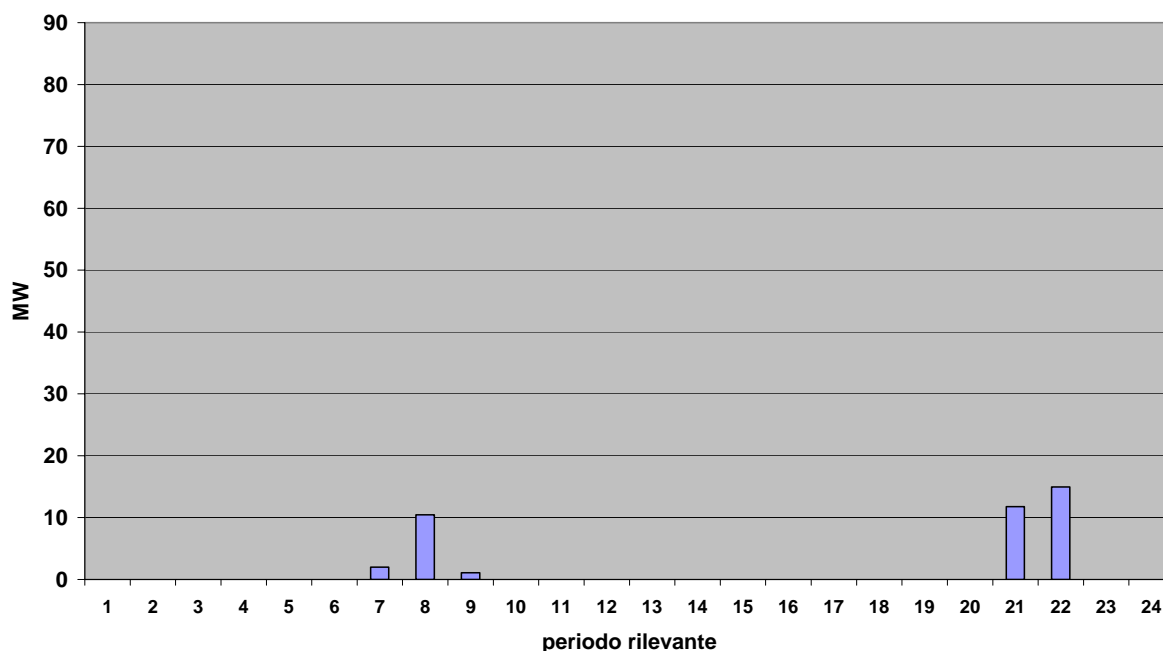


Figura 70: withholding medio di ATEL per periodo rilevante di MGP (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di novembre nella macrozona Sicilia.

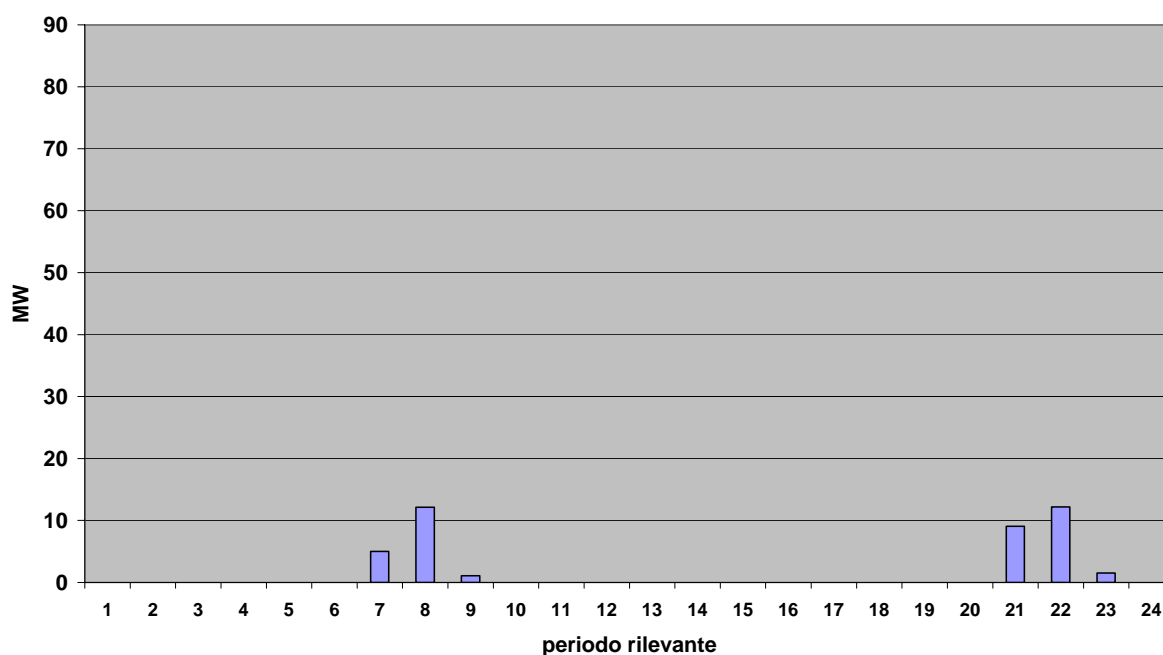


Figura 71: withholding medio di IRIDE per periodo rilevante di MGP (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di novembre nella macrozona Sicilia.

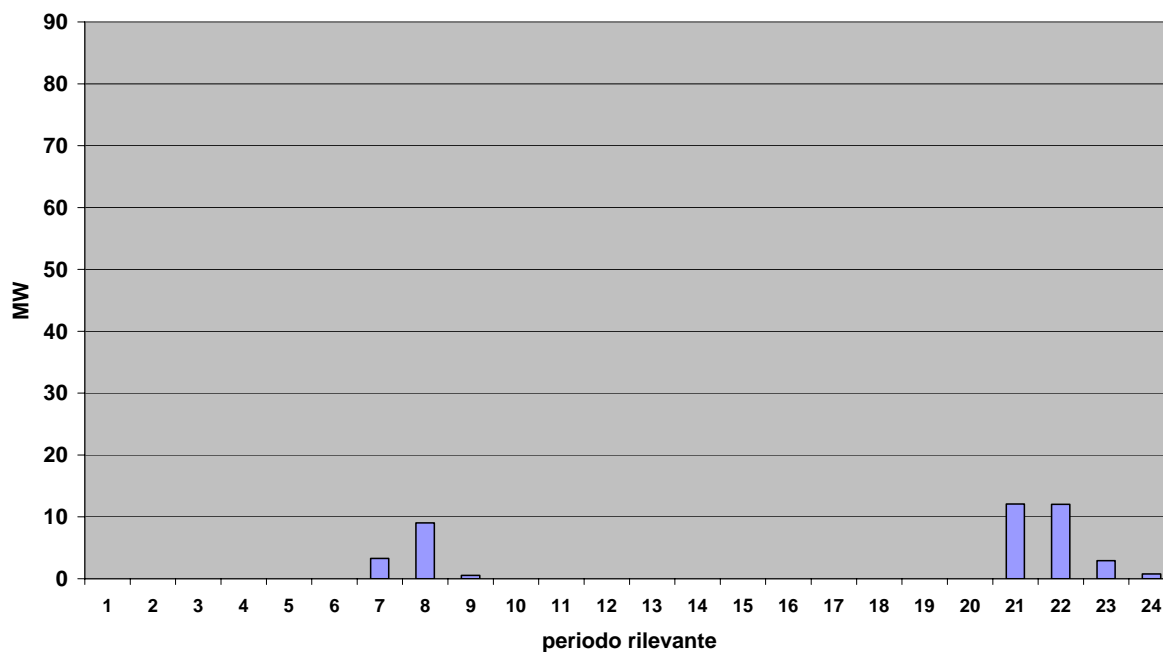


Figura 72: withholding medio di EDISON per periodo rilevante di MGP (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di dicembre nella macrozona Sicilia.

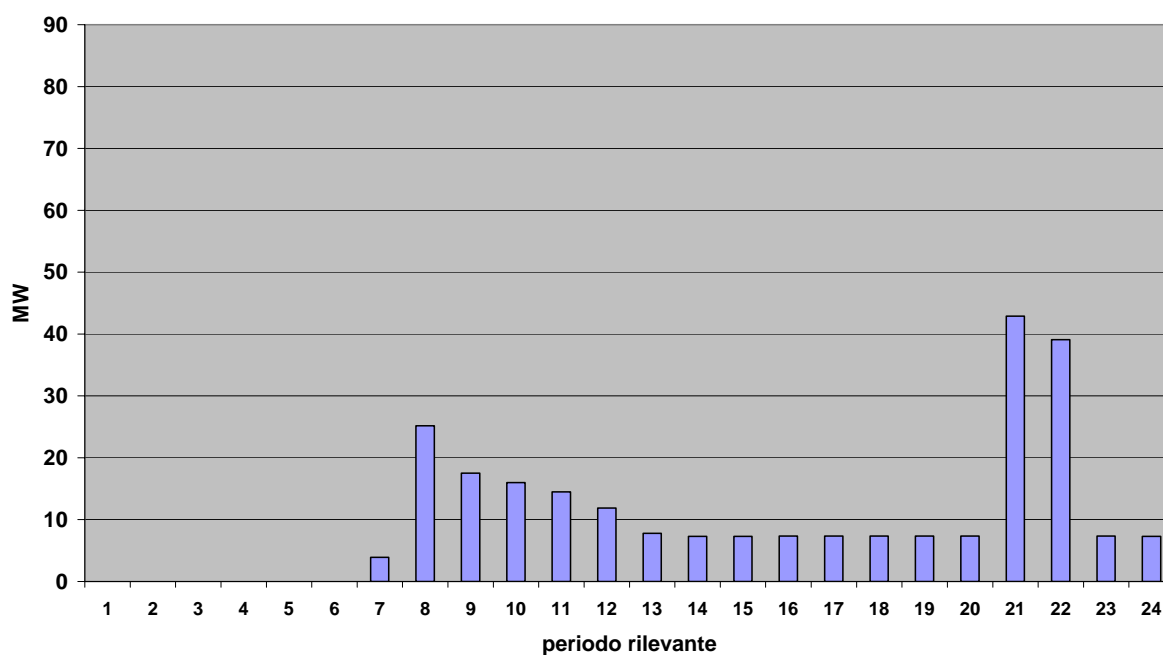


Figura 73: withholding medio di A2A per periodo rilevante di MGP (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di dicembre nella macrozona Sicilia.

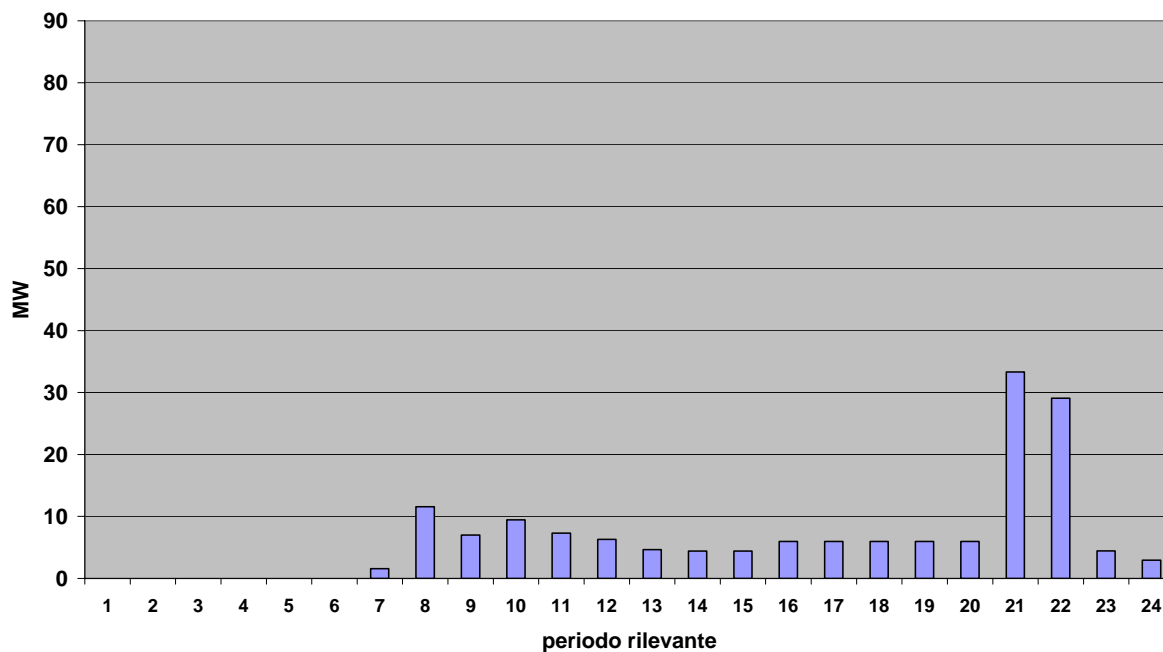


Figura 74: withholding medio di ATEL per periodo rilevante di MGP (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di dicembre nella macrozona Sicilia.

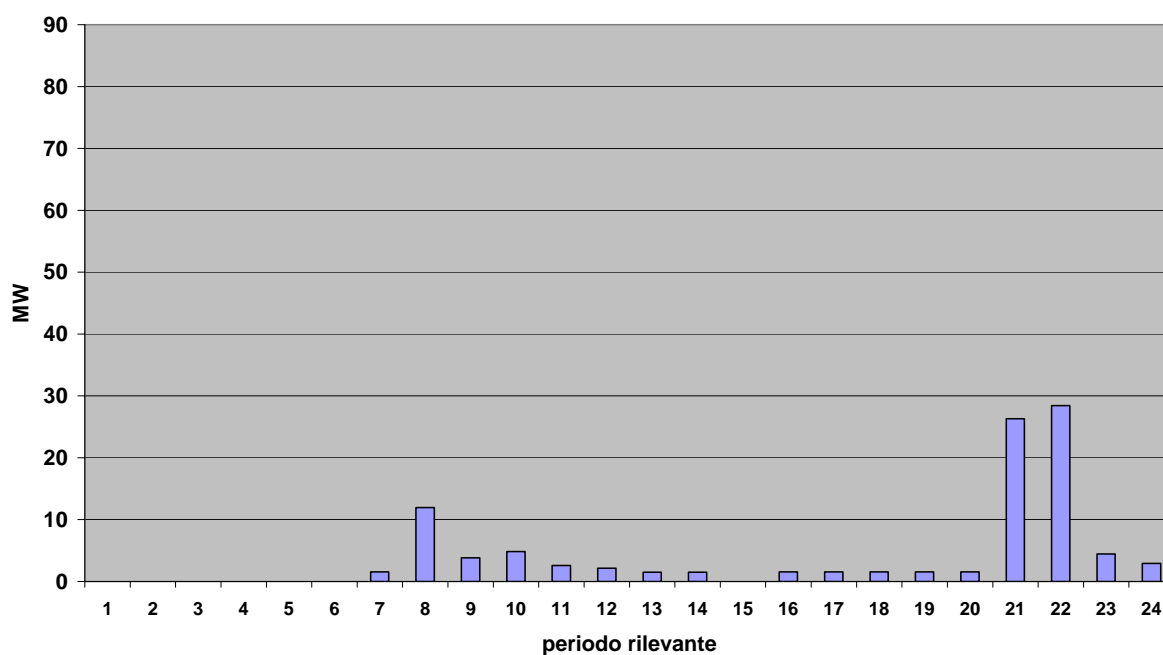


Figura 75: withholding medio di IRIDE per periodo rilevante di MGP (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di dicembre nella macrozona Sicilia.

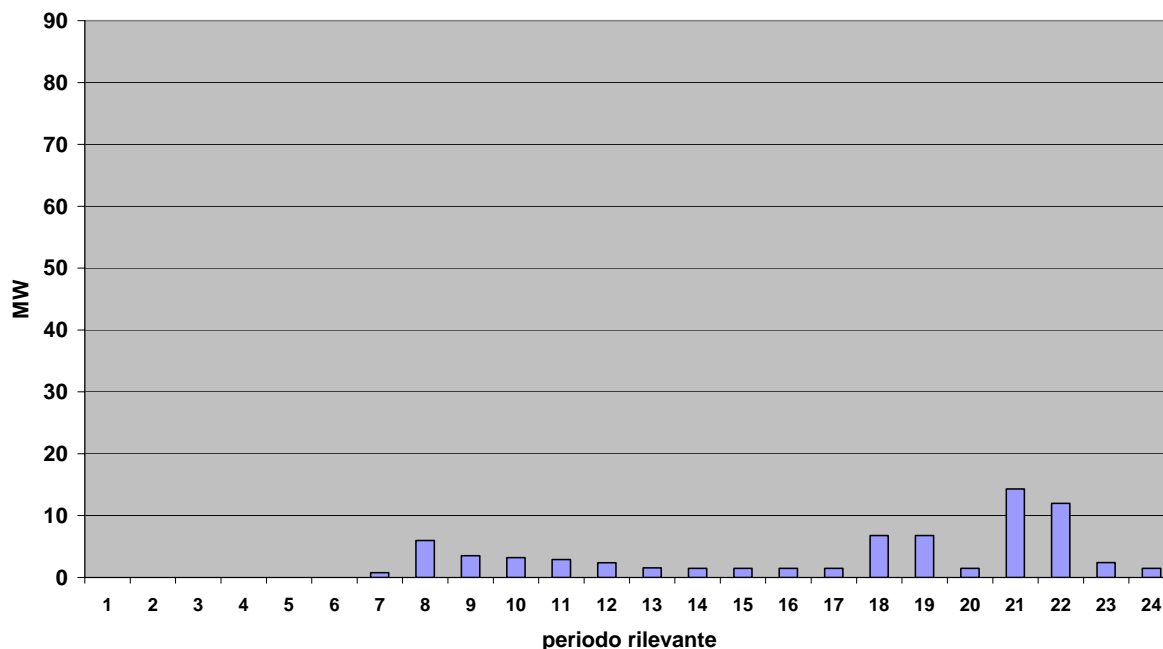




Figura 76: withholding medio di EDISON per periodo rilevante di MGP (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di gennaio nella macrozona Sicilia.

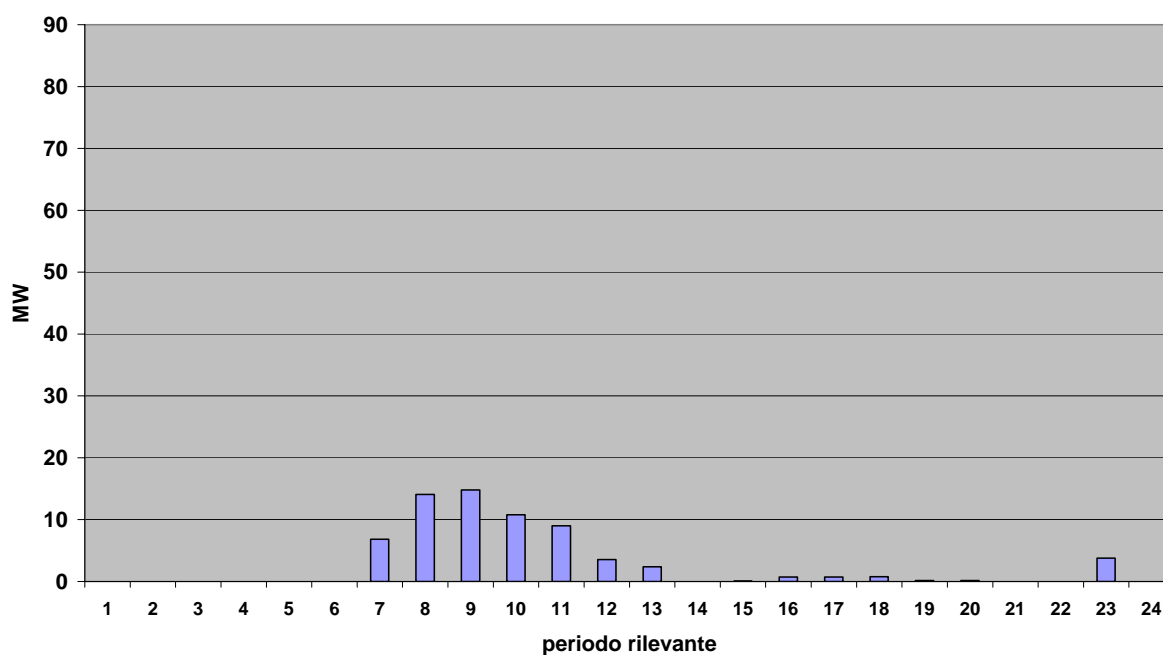


Figura 77: withholding medio di A2A per periodo rilevante di MGP (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di gennaio nella macrozona Sicilia.

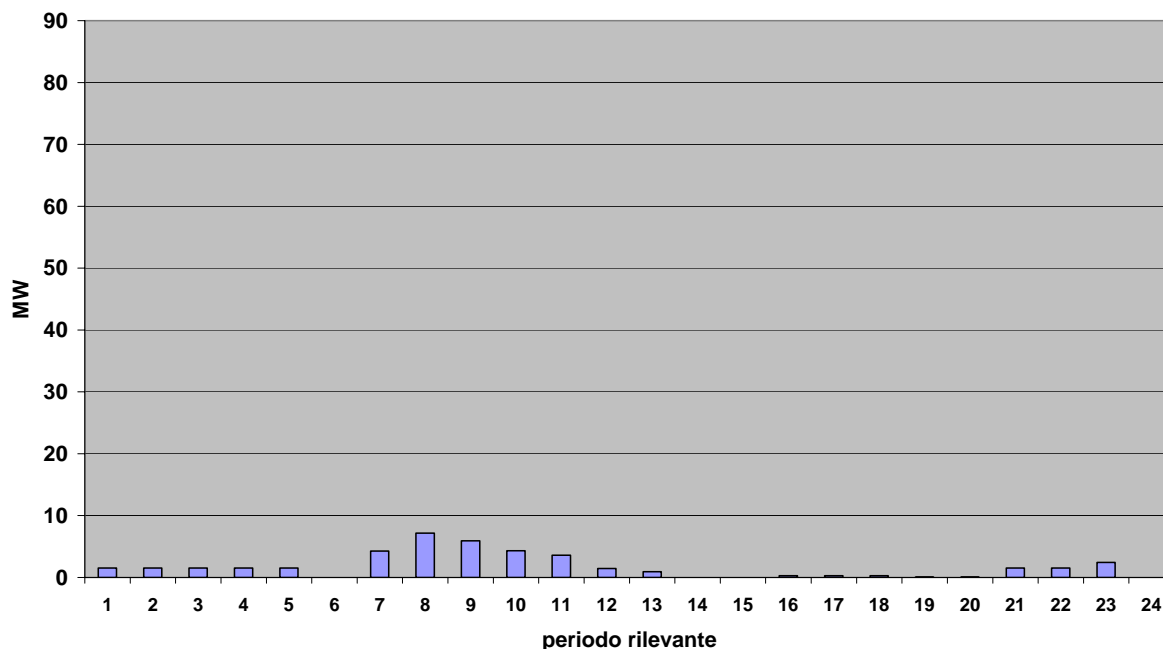


Figura 78: withholding medio di ATEL per periodo rilevante di MGP (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di gennaio nella macrozona Sicilia.

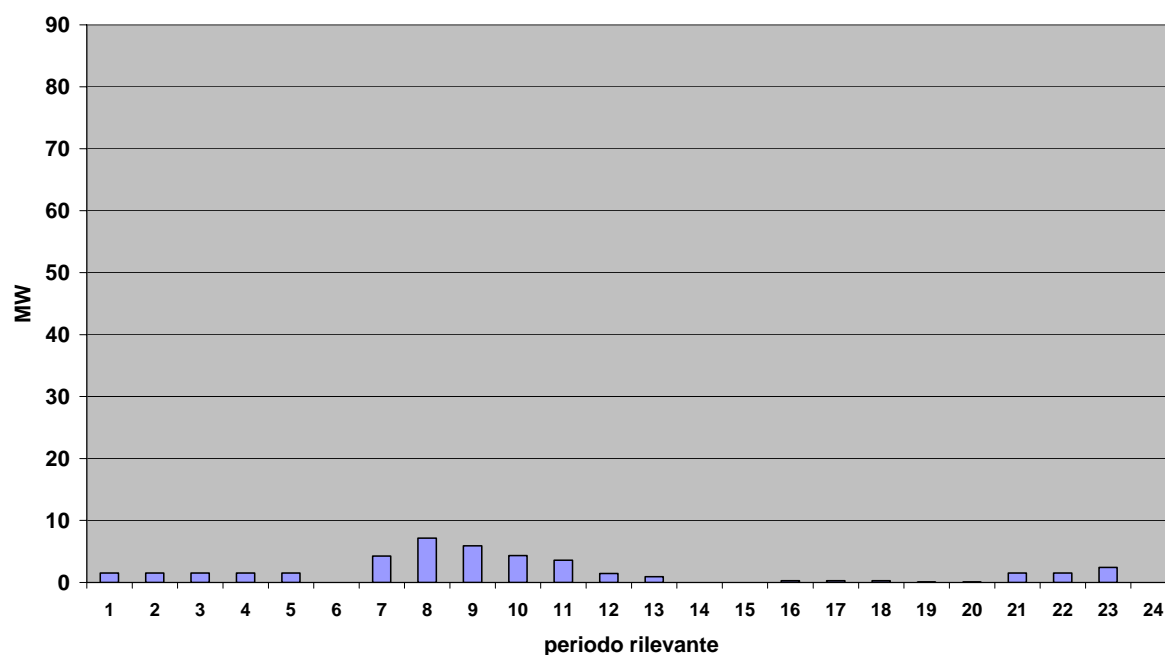
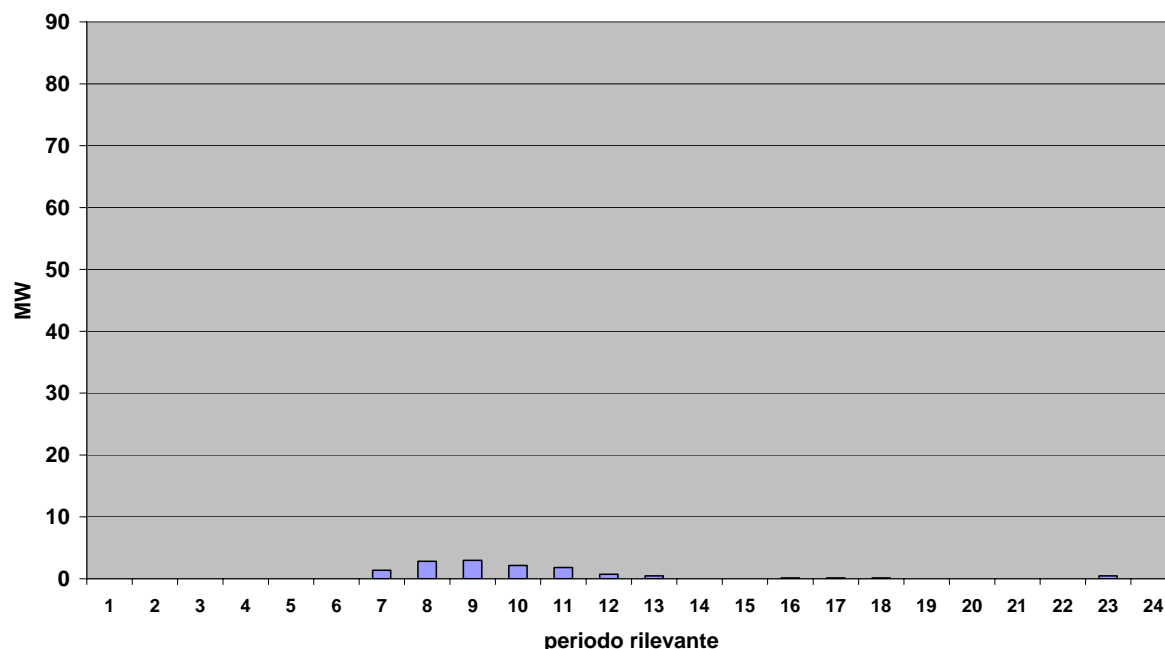


Figura 79: withholding medio di IRIDE per periodo rilevante di MGP (MW/periodo rilevante), nei giorni lavorativi del mese di gennaio nella macrozona Sicilia.



Osservando i grafici dalla Figura 68 alla Figura 79, si rileva che i profili di *withholding* medio per periodo rilevante omologo dei giorni lavorativi appaiono alquanto simili, soprattutto se si osserva la concentrazione del *withholding* medio nei periodi rilevanti di MGP 7, 8, 21 e 22 del

mese di novembre. Tale somiglianza non viene meno negli altri mesi. I quantitativi medi trattenuti in novembre e dicembre appaiono comunque relativamente modesti e nel mese di gennaio assolutamente trascurabili.

### 2. ANALISI DI WHAT-IF

L'analisi di what-if è stata condotta sulla base dei dati di capacità produttiva oraria disponibile relativi alle unità di produzione abilitate a MSD di tipo termoelettrico localizzate nella macrozona Sicilia, dei dati di offerta su MGP relativi alle medesime unità e dei dati di costo variabile standard mensile per unità calcolati da GME secondo i criteri prefissati da DMEG.

L'analisi di what-if è stata effettuata su ENEL, sul raggruppamento EDIPOWER e sui toller di EDIPOWER: EDISON, A2A, ATEL e IRIDE.

Come già anticipato, l'analisi si basa sul computo, con riferimento a ciascun periodo rilevante e al portafoglio di unità abilitate di tipo termoelettrico di ciascuno dei summenzionati soggetti, de:

1. il primo margine<sup>32</sup> e delle quantità di offerte accettate sulla base degli esiti (in termini di prezzi e quantità) di uno scenario concorrenziale in cui il soggetto offre al relativo costo variabile standard l'intero portafoglio di capacità produttiva disponibile di tipo termoelettrico nella macrozona;
2. il primo margine e le quantità di offerte accettate sulla base degli esiti (in termini di prezzi e quantità) effettivi di MGP.

Tale analisi permette di identificare tutti i casi in cui il primo margine e le quantità vendute di cui al punto 1) sono maggiori di quelli di cui al punto 2). In tali casi, vi è il ragionevole sospetto che il soggetto in esame possa avere posto in essere una strategia collusiva con altri operatori, in quanto vi era almeno una strategia più profittevole e ragionevolmente praticabile che il soggetto ha scelto deliberatamente di non perseguire.

Tale analisi di "profittabilità" è stata effettuata calcolando il primo margine sulla base dei ricavi teoricamente conseguibili qualora le quantità programmate in immissione su MGP in ambo gli scenari non fossero "coperte" da contratti a termine fisici o finanziari (di seguito: coperture). Tali coperture, in effetti, assumono sovente un peso rilevante nel predeterminare i ricavi conseguibili su un prefissato ammontare di quantità "accettate" su MGP e potrebbero

---

<sup>32</sup> Il margine primo è la differenza fra i ricavi di vendita e i costi variabili di produzione.

incidere significativamente sui risultati dell'analisi di what-if. Tuttavia, si deve segnalare che la presenza di contratti tende ad aumentare la profittabilità della strategia concorrenziale rispetto a quella della strategia effettiva. Infatti, poiché quest'ultima è caratterizzata (salvo nei casi in cui per problemi di *unit commitment* l'unità deve produrre sottocosto) da una profittabilità unitaria superiore, maggiori sono le quantità coperte da contratti a termine minori sono le quantità valorizzate al prezzo MGP e, quindi, minori gli effetti negativi in termine di riduzione del prezzo di mercato derivanti dall'aver adottato una strategia concorrenziale.

Come per l'analisi di withholding si è proceduto dapprima confrontare i risultati dell'analisi per ENEL ed EDIPOWER, per poi esaminare i risultati relativi ai toller di EDIPOWER.

In primo luogo, si è misurata la frequenza relativa con cui si sono realizzate le seguenti fattispecie nelle fasce orarie di GME di ciascuno dei tre mesi oggetto di indagine:

1) Sospetto esercizio del potere di mercato unilaterale (acronimo: EPMU) che si può suddividere in due sottoclassi:

a) EPMU1:

i) le quantità accettate in vendita sono tali per cui:  $Q\_SIM1 \leq Q\_MGP$

ii) i profitti sono tali per cui:  $PROF\_SIM1 < PROF\_MGP$  ;

E' indice di potenziale esercizio di potere di mercato unilaterale. La relazione fra le quantità è quella che ci si attenderebbe normalmente in presenza di problemi di *unit commitment*<sup>33</sup> delle unità di produzione. La relazione tra i profitti contraddice invece tale assunzione. L'operatore consegue infatti profitti maggiori nella realtà rispetto allo scenario di offerta a costi variabili.

b) EPMU2:

i) le quantità accettate in vendita sono tali per cui:  $Q\_SIM1 > Q\_MGP$ ;

ii) i profitti sono tali per cui:  $PROF\_SIM1 < PROF\_MGP$ ;

E' indice di potenziale esercizio di potere di mercato unilaterale. La relazione fra le quantità è quella che ci si attenderebbe normalmente in assenza di problemi unit

---

<sup>33</sup> Problemi di *unit commitment* si presentano quando, a causa di vincoli di gradiente nella variazione del livello di produzione nel tempo e/o a causa di costi rilevanti nello spegnimento e nella successiva accensione dell'impianto, per poter produrre ad un livello ottimale nelle ore a prezzi elevati si è costretti a mantenere l'impianto in produzione (anche se a carico parziale) anche nelle ore in cui i prezzi sono inferiori ai costi variabili di produzione.

commitment delle unità di produzione. La relazione fra i profitti non offre indizi di comportamento collusivo ma induce il ragionevole sospetto che l'operatore possa avere effettivamente esercitato unilateralmente il proprio potere di mercato per incrementare i profitti rispetto allo scenario concorrenziale.

### 2) Sospetto di collusione (acronimo: COLL):

- i) le quantità accettate in vendita sono tali per cui:  $Q_{SIM1} > Q_{MGP}$ ;
- ii) i profitti sono tali per cui:  $PROF_{SIM1} > PROF_{MGP}$ ;

E' indice di potenziale collusione. La relazione fra le quantità è quella che ci si attenderebbe normalmente in assenza di problemi unit commitment delle unità di produzione. La relazione tra i profitti indica che l'operatore avrebbe ottenuto in ogni caso profitti maggiori assumendo un comportamento concorrenziale. Ciò denuncia il ragionevole sospetto che l'operatore abbia posto in essere una strategia collusiva.

### 3) Nulla di rilievo da segnalare (acronimo: NULLA):

#### a) NULLA1

- i) le quantità accettate in vendita sono tali per cui:  $Q_{SIM1} < Q_{MGP}$ ;
- ii) i profitti sono tali per cui:  $PROF_{SIM1} > PROF_{MGP}$ ;

E' indice in prevalenza di problemi di unit commitment. La relazione fra le quantità è infatti quella che ci si attenderebbe normalmente in presenza di problemi unit commitment delle unità di produzione. La relazione tra i profitti indica che l'operatore avrebbe ottenuto profitti maggiori assumendo un comportamento concorrenziale ma ciò era verosimilmente impraticabile proprio per problemi di unit commitment.

#### b) NULLA2

- i) le quantità accettate in vendita sono tali per cui:  $Q_{SIM1} = Q_{MGP}$ ;
- ii) i profitti sono tali per cui:  $PROF_{SIM1} = PROF_{MGP}$ .

E' un caso raro che può verificarsi se il soggetto pone già in essere su MGP una strategia concorrenziale pressoché identica a quella ipotizzata nella nostra analisi.

Per evitare di classificare secondo la griglia concettuale appena esposta situazioni che risultano estremamente sensibili alle ipotesi circa l'entità dei costi variabili unitari delle unità di produzione del soggetto in esame, si è ritenuto opportuno introdurre una

soglia al di sotto della quale collocare tali situazioni sotto la voce “ALTRO”. Tale soglia esclude quindi dall’analisi tutti i casi in cui il rapporto  $(\text{PROF\_SIM1} - \text{PROF\_MGP}) / \text{PROF\_MGP}$  è in valore assoluto inferiore al 10%.

La Tabella 5 e la Tabella 6 illustrano gli esiti dell’analisi di what-if per ENEL ed EDIPOWER classificati secondo la griglia concettuale appena esposta.

Dalla Tabella 5 si evince che per ENEL poco meno di 4/5 delle ore di fuori picco GME (72%) e la maggioranza assoluta delle ore dei giorni non lavorativi (53%) rientra nella fattispecie NULLA. Ciò è segno che, probabilmente, ENEL non avrebbe potuto offrire ai costi variabili pena una perdita di quantità programmate in immissione tale potenzialmente da inficiare la fattibilità tecnica dei profili di produzione sull’arco delle 24 ore.

Le ore di picco GME, invece, rientrano per circa un terzo (33%) nella fattispecie EPMU2. La maggioranza assoluta delle ore di picco GME (53%) sono però etichettate sotto la voce ALTRO stante l’estrema sensibilità delle medesime alle ipotesi di costo variabile assunte. Nelle ore di picco GME, quindi, vi è un ragionevole sospetto che ENEL abbia esercitato il proprio potere di mercato unilaterale.

Dalla Tabella 6 si evince che per EDIPOWER, a differenza di quanto riscontrato per ENEL, una quota ragguardevole delle ore di fuori picco GME (44%) e, quasi la metà delle ore dei giorni non lavorativi (49%) rientra nella fattispecie EPMU2. Tutto ciò induce a sospettare che EDIPOWER possa avere esercitato il proprio potere di mercato unilaterale nelle suddette fasce orarie per sostenere i prezzi a livelli unilateralmente ritenuti profittevoli.

Quasi 2/3 delle ore di picco GME (65%) rientra nella fattispecie EPMU2, indice di un potenziale esercizio di potere di mercato unilaterale da parte di EDIPOWER. Vi è altresì un ulteriore 12% circa di ore di picco GME che rientra nella fattispecie COLL.

Tabella 5: esiti analisi di what-if per ENEL.

Mese	Fasce	EPMU2	NULLA	COLL	EPMU1	ALTRO	TOT
11	11P	27%	9%	1%	0%	63%	100%
	11FP	5%	73%	1%	1%	20%	100%
	11F	18%	53%	3%	1%	25%	100%
	T	17%	45%	2%	1%	36%	100%
12	12P	27%	10%	12%	0%	51%	100%
	12FP	8%	79%	1%	0%	12%	100%
	12F	20%	46%	5%	0%	28%	100%
	T	18%	45%	6%	0%	31%	100%
1	1P	44%	8%	5%	0%	44%	100%
	1FP	23%	65%	1%	2%	10%	100%
	1F	17%	60%	6%	0%	17%	100%
	T	28%	45%	4%	1%	23%	100%
TOT	P	33%	9%	6%	0%	53%	100%
	FP	12%	72%	1%	1%	14%	100%
	F	19%	53%	5%	0%	23%	100%
	T	21%	45%	4%	0%	30%	100%

Tabella 6: esiti analisi di what-if per EDIPOWER.

Mese	Fasce	EPMU2	NULLA	COLL	EPMU1	ALTRO	TOT
11	11P	80%	0%	8%	0%	12%	100%
	11FP	42%	52%	0%	3%	3%	100%
	11F	40%	30%	16%	3%	12%	100%
	T	54%	27%	8%	2%	9%	100%
12	12P	57%	0%	19%	0%	24%	100%
	12FP	40%	45%	9%	0%	5%	100%
	12F	56%	16%	13%	1%	14%	100%
	T	51%	20%	14%	1%	14%	100%
1	1P	59%	0%	9%	0%	33%	100%
	1FP	49%	30%	5%	5%	10%	100%
	1F	50%	18%	18%	1%	13%	100%
	T	52%	16%	11%	2%	18%	100%
TOT	P	65%	0%	12%	0%	23%	100%
	FP	44%	43%	5%	3%	6%	100%
	F	49%	21%	16%	1%	13%	100%
	T	52%	21%	11%	1%	14%	100%

Se ci si focalizza sulle ore di picco di GME gli indizi sinora emersi dipingono un quadro caratterizzato da un prevalente e ragguardevole numero di ore compatibili con l'esercizio unilaterale del rispettivo potere di mercato da parte dei due contendenti sebbene ciò non escluda l'assunzione di comportamenti collusivi anche taciti. Ciò in quanto l'analisi di what-if, così come svolta in questa sede, trascura giocoforza una gamma di strategie differenti da quella "concorrenziale" tali che:

- le quantità accettate in vendita sono tali per cui:  $Q_{SIM1} > Q_{SIMX} > Q_{MGP}$ ;
- i profitti sono tali per cui:  $PROF_{SIM1} < PROF_{MGP} < PROF_{SIMX}$ ;

Ove SIMX è l'acronimo dell'ipotetica strategia "intermedia" trascurata nella nostra analisi. Il limite della nostra analisi è quindi quello di non essere in grado di "discriminare" quei casi che rientrando in EPMU2 potrebbero a prima vista essere ritenuti il frutto di un puro esercizio unilaterale del potere di mercato dei singoli soggetti ma che ulteriori approfondimenti porterebbero a ricondurre sotto la fattispecie dei comportamenti collusivi. Una siffatta analisi sarebbe tuttavia estremamente onerosa sotto il profilo computazionale sebbene fattibile in tempi congrui.

D'altra parte, i comportamenti di offerta che, sulla base dei risultati dell'analisi di what-if, danno luogo al sospetto di collusione possono essere spiegati (anche solo parzialmente) da:

- 1) costi variabili effettivi sensibilmente superiori rispetto a quelli standard definiti dall'Autorità; in tal caso, l'analisi di what-if condotta utilizzando i costi variabili definiti dall'Autorità, tenderebbe a sopravvalutare la profittabilità di una strategia concorrenziale; effetti analoghi potrebbero nascere in presenza di limiti massimi di emissione imposti a livello locale, che darebbero luogo, di fatto, ad un costo effettivo elevatissimo (pari alla penalità connessa alla violazione dei limiti) in caso di produzione in eccesso a quella coerente con detti limiti;
- 2) vincoli di funzionamento degli impianti tali da escludere la fattibilità tecnica della strategia concorrenziale ipotizzata dall'Autorità;
- 3) opportunità di profitto su MSD tali da giustificare il trattenimento di capacità produttiva su MGP per ragioni differenti da una condotta collusiva.

Tali spiegazioni alternative richiedono uno specifico approfondimento.

A tal fine, le analisi di what-if sono state ripetute, con particolare riferimento ai toller di EDIPOWER, sulla base dei costi variabili come comunicati dagli operatori stessi. Inoltre, nell'ambito delle audizioni condotte dall'Autorità, i medesimi operatori hanno escluso, con riferimento al periodo oggetto di analisi, sia la presenza di limiti di natura ambientale alla produzione che l'adozione, nell'ambito della definizione delle strategie di offerta di considerazioni di maggiori opportunità di profitto su MSD tali da giustificare il trattenimento di capacità produttiva su MGP. Ciò che appare coerente con il fatto che, in un contesto



caratterizzato dal medesimo sostanziale oligopolio sia su MGP che su MSD, le opportunità di profitto sui due mercati tendono ad allinearsi<sup>34</sup>.

### ***2.1. Analisi di what-if sui toller di EDIPOWER effettuata sulla base di costi variabili standard***

Se si osservano i risultati dei toller di EDIPOWER, emerge una chiara differenza con gli esiti del raggruppamento EDIPOWER. I dati riportati dalla Tabella 7 alla Tabella 10 illustrano gli esiti dell'analisi di what-if per i toller di EDIPOWER.

Le summenzionate tabelle evidenziano, rispetto a quanto riscontrato per EDIPOWER, il maggior peso della fattispecie COLL, indice di un potenziale comportamento collusivo fra i toller, per tutte e tre le fasce orarie di GME. La quota di ore di picco di GME incluse nella fattispecie COLL è rispettivamente: il 34% per EDISON, il 60% per A2A, il 62% per ATEL e il 72% per IRIDE. Le quote delle ore di fuori picco e dei giorni festivi ammontano invece rispettivamente a: il 16% (FP) e il 30% (F) per EDISON, il 37% (FP) e il 57% (F) per A2A, il 31% (FP) e il 55% (F) per ATEL e il 41% (FP) e il 61% (F) per IRIDE.

I risultati appena esposti tenderebbero ad avvalorare l'ipotesi di un comportamento coordinato fra i toller stante che nella stragrande maggioranza delle ore sembra che ciascun toller avrebbe avuto quale strategia più profittevole quella di offrire a costo variabile ma l'ha scartata.

---

<sup>34</sup> Ovviamente se si escludono servizi o prestazioni necessarie ai fini del soddisfacimento della domanda in sicurezza erogabili solo dagli impianti di un operatore.

Tabella 7: esiti analisi di what-if per EDISON.

Mese	Fasce	EPMU2	NULLA	COLL	EPMU1	ALTRO	TOT
11	11P	33%	0%	35%	0%	32%	100%
	11FP	35%	52%	7%	0%	7%	100%
	11F	26%	30%	31%	0%	13%	100%
	T	31%	27%	24%	0%	17%	100%
12	12P	23%	0%	43%	0%	35%	100%
	12FP	20%	45%	24%	0%	10%	100%
	12F	33%	16%	20%	0%	31%	100%
	T	26%	20%	28%	0%	25%	100%
1	1P	34%	0%	25%	0%	42%	100%
	1FP	30%	30%	18%	2%	20%	100%
	1F	25%	18%	40%	0%	17%	100%
	T	29%	16%	28%	1%	26%	100%
TOT	P	30%	0%	34%	0%	36%	100%
	FP	28%	43%	16%	1%	12%	100%
	F	28%	21%	30%	0%	20%	100%
	T	29%	21%	27%	0%	23%	100%

Tabella 8: esiti analisi di what-if per A2A.

Mese	Fasce	EPMU2	NULLA	COLL	EPMU1	ALTRO	TOT
11	11P	11%	0%	63%	0%	26%	100%
	11FP	11%	52%	30%	0%	7%	100%
	11F	5%	30%	55%	0%	11%	100%
	T	9%	27%	49%	0%	15%	100%
12	12P	6%	0%	69%	0%	25%	100%
	12FP	9%	45%	38%	0%	8%	100%
	12F	10%	16%	56%	0%	18%	100%
	T	8%	20%	54%	0%	17%	100%
1	1P	6%	0%	50%	0%	44%	100%
	1FP	12%	30%	43%	0%	15%	100%
	1F	10%	18%	61%	0%	11%	100%
	T	9%	16%	51%	0%	23%	100%
TOT	P	8%	0%	60%	0%	32%	100%
	FP	11%	43%	37%	0%	10%	100%
	F	8%	21%	57%	0%	13%	100%
	T	9%	21%	52%	0%	18%	100%

Tabella 9: esiti analisi di what-if per ATEL.

Mese	Fasce	EPMU2	NULLA	COLL	EPMU1	ALTRO	TOT
11	11P	8%	0%	67%	0%	25%	100%
	11FP	5%	53%	26%	1%	14%	100%
	11F	5%	32%	55%	0%	9%	100%
	T	6%	28%	49%	1%	16%	100%
12	12P	7%	0%	69%	0%	24%	100%
	12FP	5%	45%	31%	0%	18%	100%
	12F	11%	16%	55%	0%	18%	100%
	T	8%	20%	52%	0%	20%	100%
1	1P	5%	0%	51%	0%	44%	100%
	1FP	10%	30%	35%	1%	24%	100%
	1F	7%	18%	55%	0%	20%	100%
	T	7%	16%	47%	0%	29%	100%
TOT	P	7%	0%	62%	0%	31%	100%
	FP	7%	43%	31%	1%	19%	100%
	F	8%	22%	55%	0%	16%	100%
	T	7%	22%	49%	0%	22%	100%

Tabella 10: esiti analisi di what-if per IRIDE.

Mese	Fasce	EPMU2	NULLA	COLL	EPMU1	ALTRO	TOT
11	11P	3%	0%	84%	0%	14%	100%
	11FP	4%	53%	36%	0%	7%	100%
	11F	2%	32%	58%	0%	9%	100%
	T	3%	28%	59%	0%	10%	100%
12	12P	3%	0%	80%	0%	17%	100%
	12FP	3%	45%	44%	0%	8%	100%
	12F	7%	16%	62%	0%	15%	100%
	T	4%	20%	62%	0%	13%	100%
1	1P	2%	0%	53%	0%	46%	100%
	1FP	6%	30%	43%	1%	20%	100%
	1F	4%	18%	64%	0%	14%	100%
	T	4%	16%	53%	0%	26%	100%
TOT	P	2%	0%	72%	0%	26%	100%
	FP	4%	43%	41%	0%	11%	100%
	F	4%	22%	61%	0%	13%	100%
	T	4%	22%	58%	0%	17%	100%

### ***2.2. Analisi di what-if sui toller di EDIPOWER effettuata sulla base di costi variabili dichiarati dai medesimi toller***

Come già evidenziato al paragrafo 1.2, in esito alle audizioni di EDIPOWER e dei toller di EDIPOWER nell'ambito dell'istruttoria VIS 3/09, l'Autorità ha acquisito i valori medi mensili di costo variabile per ciascuna unità di EDIPOWER in Sicilia così come dichiarati da Edison e da A2A in base ai criteri definiti dall'Autorità.

Per assicurare la robustezza delle ipotesi di costo variabile assunte per l'analisi di what-if di cui al paragrafo 2.1, è stata riprodotta la medesima analisi utilizzando i dati di costo variabile dichiarati dai summenzionati toller di EDIPOWER.

Di seguito sono quindi brevemente descritti i risultati di questa seconda analisi.

Le tabelle da 11 a 14 evidenziano, rispetto a quanto riscontrato nelle omologhe tabelle di cui al paragrafo 2.1, una netta riduzione della frequenza relativa della fattispecie COLL e un corrispondente incremento della frequenza relativa della fattispecie NULLA.

In esito alla seconda analisi di what-if, infatti, la quota di ore incluse nella fattispecie COLL si riduce:

- per EDISON:
  - dal 34% al 14% (-20%) nelle ore di picco;
  - dal 16% al 9% (-7%) nelle ore di fuori picco;
  - dal 30% al 17% (-13%) nelle ore dei giorni festivi;
- per A2A:
  - dal 60% al 44% (-16%) nelle ore di picco;
  - dal 37% al 23% (-14%) nelle ore di fuori picco;
  - dal 57% al 35% (-22%) nelle ore dei giorni festivi;
- per ATEL:
  - dal 62% al 33% (-29%) nelle ore di picco;
  - dal 31% al 7% (-24%) nelle ore di fuori picco;

- dal 55% al 23% (-32%) nelle ore dei giorni festivi;
- per IRIDE:
  - dal 72% al 47% (-25%) nelle ore di picco;
  - dal 41% al 12% (-29%) nelle ore di fuori picco;
  - dal 61% al 27% (-34%) nelle ore dei giorni festivi.

Comunque, questa seconda analisi di what-if conferma il maggior peso della fattispecie COLL per i toller di EDIPOWER (Tabella 11, Tabella 12, Tabella 13 e Tabella 14) rispetto al raggruppamento EDIPOWER (Tabella 15), indice di un potenziale comportamento collusivo fra i toller, per tutte e tre le fasce orarie di GME

Gli esiti appena esposti tenderebbero quindi, al pari di quelli illustrati al paragrafo 2.1, ad avvalorare l'ipotesi di un possibile comportamento coordinato fra i toller stante che in una quota significativa di ore del trimestre sembra che ciascun toller avrebbe avuto quale strategia più profittevole quella di offrire a costo variabile ma l'ha scartata.

Ciò, del resto, potrebbe essere indotto dalle specificità dell'accordo di tolling tra EDIPOWER ed i quattro toller. Questo accordo di tolling cerca, attraverso meccanismi molto complessi, di far coesistere esigenze di indipendenza nella scelta di gestione dei toller delle rispettive quote delle singole unità di produzione di EDIPOWER con esigenze di gestione efficiente delle stesse, ciò che richiederebbe un elevato coordinamento. L'esito, quasi inevitabilmente, è un compromesso tra inefficienza e coordinamento; ovvero, un certo grado di coordinamento parrebbe necessario ma è inferiore a quanto sarebbe ottimo per ragioni di efficienza. Ciò potrebbe spiegare, almeno parzialmente, il risultato di una maggiore frequenza di fattispecie COLL per i toller di EDIPOWER rispetto al raggruppamento EDIPOWER.

Tabella 11: esiti analisi di what-if per EDISON

Mese	Fasce	EPMU2	NULLA	COLL	EPMU1	AL	TOT
11	11P	50%	3%	18%	0%	30%	100%
	11FP	21%	60%	13%	1%	6%	100%
	11F	24%	40%	19%	3%	14%	100%
	T	32%	34%	16%	1%	17%	100%
12	12P	39%	5%	16%	1%	39%	100%
	12FP	15%	65%	11%	1%	8%	100%
	12F	26%	31%	16%	1%	26%	100%
	T	27%	33%	14%	1%	24%	100%
1	1P	42%	7%	9%	2%	41%	100%
	1FP	11%	62%	4%	6%	18%	100%
	1F	18%	52%	16%	0%	14%	100%
	T	23%	41%	10%	2%	24%	100%
TOT	P	44%	5%	14%	1%	37%	100%
	FP	16%	62%	9%	3%	10%	100%
	F	23%	41%	17%	1%	18%	100%
	T	27%	36%	13%	1%	22%	100%

Tabella 12: esiti analisi di what-if per A2A.

Mese	Fasce	EPMU2	NULLA	COLL	EPMU1	AL	TOT
11	11P	20%	2%	45%	1%	33%	100%
	11FP	6%	57%	29%	0%	7%	100%
	11F	8%	37%	38%	0%	17%	100%
	T	11%	32%	37%	0%	19%	100%
12	12P	12%	2%	56%	1%	30%	100%
	12FP	9%	61%	25%	0%	5%	100%
	12F	8%	34%	39%	0%	19%	100%
	T	10%	32%	40%	0%	18%	100%
1	1P	12%	8%	31%	2%	48%	100%
	1FP	8%	63%	14%	0%	15%	100%
	1F	8%	51%	27%	1%	13%	100%
	T	9%	41%	24%	1%	25%	100%
TOT	P	14%	4%	44%	1%	37%	100%
	FP	8%	60%	23%	0%	9%	100%
	F	8%	41%	35%	1%	16%	100%
	T	10%	35%	34%	1%	21%	100%

Tabella 13: esiti analisi di what-if per ATEL.

Mese	Fasce	EPMU2	NULLA	COLL	EPMU1	AL	TOT
11	11P	16%	4%	29%	0%	51%	100%
	11FP	6%	72%	5%	1%	17%	100%
	11F	5%	43%	24%	1%	26%	100%
	T	9%	40%	19%	1%	31%	100%
12	12P	12%	7%	39%	0%	42%	100%
	12FP	5%	74%	7%	0%	14%	100%
	12F	8%	42%	27%	0%	23%	100%
	T	8%	41%	24%	0%	26%	100%
1	1P	10%	8%	31%	0%	51%	100%
	1FP	5%	65%	10%	0%	20%	100%
	1F	7%	64%	17%	0%	11%	100%
	T	7%	46%	19%	0%	27%	100%
TOT	P	13%	6%	33%	0%	48%	100%
	FP	5%	70%	7%	0%	17%	100%
	F	7%	50%	23%	0%	20%	100%
	T	8%	42%	21%	0%	28%	100%

Tabella 14: esiti analisi di what-if per IRIDE.

Mese	Fasce	EPMU2	NULLA	COLL	EPMU1	AL	TOT
11	11P	8%	4%	53%	0%	36%	100%
	11FP	5%	70%	13%	0%	12%	100%
	11F	4%	43%	28%	0%	25%	100%
	T	5%	39%	31%	0%	24%	100%
12	12P	5%	6%	51%	0%	39%	100%
	12FP	3%	73%	10%	0%	15%	100%
	12F	4%	40%	34%	0%	22%	100%
	T	4%	39%	32%	0%	25%	100%
1	1P	4%	8%	36%	0%	52%	100%
	1FP	3%	65%	13%	0%	20%	100%
	1F	5%	64%	20%	1%	11%	100%
	T	4%	46%	23%	0%	27%	100%
TOT	P	5%	6%	47%	0%	42%	100%
	FP	3%	69%	12%	0%	16%	100%
	F	4%	49%	27%	0%	19%	100%
	T	4%	42%	28%	0%	26%	100%

Osservando infine gli esiti di questa seconda analisi di what-if con riferimento al raggruppamento EDIPOWER (Tabella 15) e paragonandoli con gli esiti della prima analisi di what-if afferenti al medesimo raggruppamento (Tabella 6) si nota infine la drastica riduzione della frequenza relativa della fattispecie EPMU2 (dal 52% al 31% sul totale del trimestre) e una leggera riduzione della frequenza relativa fattispecie COLL (dall'11% al 7% sul totale del trimestre) a fronte di un forte incremento della frequenza relativa di casi nulli (dal 21% al

39% sul totale del trimestre) e della frequenza relativa della fattispecie EPMU2 (dall'1% al 12% sul totale del trimestre).

**Tabella 15: esiti analisi di what-if per EDIPOWER.**

Mese	Fasce	EPMU2	NULLA	COLL	EPMU1	AL	TOT
11	11P	71%	3%	6%	7%	13%	100%
	11FP	16%	61%	10%	10%	3%	100%
	11F	33%	41%	11%	6%	9%	100%
	T	40%	35%	9%	8%	8%	100%
12	12P	46%	6%	8%	20%	20%	100%
	12FP	19%	66%	10%	3%	2%	100%
	12F	32%	35%	11%	9%	12%	100%
	T	33%	36%	10%	10%	11%	100%
1	1P	34%	8%	3%	27%	28%	100%
	1FP	17%	65%	0%	9%	8%	100%
	1F	14%	65%	1%	13%	7%	100%
	T	22%	47%	1%	16%	14%	100%
TOT	P	50%	6%	6%	18%	21%	100%
	FP	17%	64%	7%	7%	4%	100%
	F	26%	47%	8%	10%	9%	100%
	T	31%	39%	7%	12%	11%	100%

#### IV. CONCLUSIONI

L'analisi dei mark-up al margine nel periodo oggetto di indagine esclude che le elevate differenze accertate tra i prezzi nella zona Sicilia e quelli medi nazionali siano riconducibili a differenze nella struttura di costo del rispettivo parco produttivo nel medesimo periodo.

Ciò premesso, le analisi strutturali di cui al capitolo II evidenziano comunque una situazione preoccupante sia in termini di adeguatezza del sistema nel suo insieme, in quanto non è trascurabile la frequenza relativa dei casi in cui la macrozona Sicilia è in condizioni prossime a quelle che costringerebbero Terna all'attivazione del PESSE, sia in termini di dimensione e frequenza della pivotalità dei principali macropertatori, ossia ENEL e il raggruppamento EDIPOWER e, quindi, dell'estremo potere di mercato detenuto dai principali produttori nell'isola.

In un periodo, come quello oggetto di analisi, caratterizzato da problemi di adeguatezza e, conseguentemente, di estremo potere di mercato detenuto dai principali produttori nell'isola, non sorprende che il trattenimento della capacità produttiva sia, in genere, contenuto.

Ciò nonostante, le analisi comportamentali di cui al capitolo III evidenziano la presenza, per i toller di EDIPOWER, di numerose situazioni in cui avere presentato offerte con prezzi allineati ai costi variabili sarebbe verosimilmente risultato più profittevole rispetto alla



strategia effettivamente adottata. Tali situazioni hanno una frequenza sensibilmente superiore alla frequenza di situazioni analoghe calcolate per il raggruppamento EDIPOWER nel suo insieme. Ciò induce un ragionevole dubbio circa un possibile coordinamento fra le strategie di offerta dei singoli toller che potrebbe anche essere indotto dalle peculiarità del contratto di tolling stipulato fra EDIPOWER e i medesimi toller, sebbene non si possano escludere a priori eventuali spiegazioni alternative.