

INDICE

INTRODUZIONE.....	1
--------------------------	----------

CAPITOLO PRIMO

IL SISTEMA ELETTRICO.....	5
----------------------------------	----------

1.1 CARATTERISTICHE.....	5
1.2 FORNITURA DEL SERVIZIO.....	7
1.3 REGIMI ORGANIZZATIVI DELLA GENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA.....	10
1.3.1 <i>Borsa dell'energia elettrica all'ingrosso</i>	10
1.3.2 <i>Contratti bilaterali diretti</i>	13
1.3.3 <i>Acquirente unico</i>	15
1.3.4 <i>Modelli ibridi</i>	16

CAPITOLO SECONDO

IL CONTESTO NAZIONALE.....	19
-----------------------------------	-----------

2.1 CARATTERISTICHE.....	19
2.2 LA NUOVA ORGANIZZAZIONE.....	22
2.3 IL MERCATO ELETTRICO.....	26
2.4 CARATTERISTICHE DEI PREZZI ELETTRICI.....	31

CAPITOLO TERZO

ANALISI DEI DATI.....	35
------------------------------	-----------

3.1 I DATI.....	35
3.2 ANALISI DESCRITTIVE.....	37
3.3 MODELLI UTILIZZATI.....	42
3.4 PREVISIONI.....	49

CONCLUSIONI.....	51
-------------------------	-----------

APPENDICE.....	53
-----------------------	-----------

BIBLIOGRAFIA.....69

INTRODUZIONE

Durante gli anni '90 il nostro Paese, come tutta l'Europa occidentale, ha conosciuto un periodo di profonde trasformazioni che si collocano nel contesto del processo di integrazione e sviluppo economico e sociale dei Paesi membri dell'Unione Europea. Tali trasformazioni relative, principalmente, alla disciplina giuridica delle attività economiche, hanno perseguito come obiettivo centrale il cosiddetto "Liberalismo economico", inteso come libera concorrenza tra gli operatori economici e pari opportunità di accesso al mercato, che dovrebbe garantire un'ottimizzazione della offerta dei beni prodotti e, dunque, il conseguimento di un maggiore benessere generale. Nel perseguimento di tale obiettivo, le innovazioni sopravvenute hanno investito anche un complesso di attività che tradizionalmente sono state caratterizzate da un esteso intervento pubblico (le comunicazioni, la posta, l'energia, il trasporto). La natura di interesse economico generale ed il carattere di monopolio naturale

di tali attività hanno, infatti, tradizionalmente, giustificato un loro affidamento ad operatori pubblici o solo formalmente privati. Nell'ultimo decennio le trasformazioni annunciate portano ad una progressiva riduzione del ruolo pubblicistico dello Stato ed un conseguente ampliamento della presenza di operatori e imprenditori privati. I processi che hanno determinato queste importanti trasformazioni vengono comunemente chiamati privatizzazione e liberalizzazione. A partire dagli anni '90, tali processi intervengono, per accelerare il passaggio, nel regime giuridico delle attività economiche, dal monopolio pubblico alla libertà di impresa, attraverso la rimozione di ostacoli, barriere e protezioni che nel corso degli anni erano stati introdotti a tutela di interessi e situazioni varie e la definizione di assetti organizzativi più contendibili.

I processi di liberalizzazione e privatizzazione in atto nei settori dell'energia elettrica, settore qui trattato, sono accompagnati nella maggior parte dei paesi europei dall'affermarsi di una nuova "cultura della regolazione", caratterizzata da diversi gradi di indipendenza e autonomia dall'esecutivo. Al ritiro dello "Stato imprenditore", garante diretto del servizio universale e della sicurezza energetica, corrisponde l'affermarsi di uno "Stato regolatore", garante di regole chiare, trasparenti e non discriminatorie per tutti gli operatori, in grado di accompagnare l'apertura concorrenziale dei mercati.

Questo lavoro ha appunto ad oggetto l'evoluzione del settore

elettrico con particolare rilevanza al mercato italiano e alla recente nascita, 1 Aprile 2004, della sua borsa elettrica.

Il lavoro è organizzato come segue:

- i. descrizione del sistema elettrico dalla fornitura del servizio ai sistemi organizzativi della generazione;
- ii. rassegna delle diverse fasi della liberalizzazione del nostro mercato, sottolineando i punti chiave del Decreto Bersani per evidenziare la nascita della borsa elettrica italiana(IPEX);
- iii. sviluppo di un modello statistico in grado di descrivere la struttura di dipendenza dei dati relativi ai prezzi dell'energia elettrica in Italia con lo scopo sia di comprenderne le dinamiche sia di ottenere delle previsioni.

CAPITOLO PRIMO

IL SISTEMA ELETTRICO

1.1 Caratteristiche

Il modello tradizionale di fornitura dell'elettricità era basato su un monopolio legale orizzontalmente e verticalmente integrato in tutte le fasi della filiera produttiva, in altre parole un'impresa controllava e possedeva più fasi successive della catena del valore. Tale modello è stato adottato in tutta Europa dal dopoguerra agli anni ottanta e il processo finalizzato al suo abbandono in favore di un modello concorrenziale è il riflesso dell'integrazione europea avviata a livello di Unione dalla direttiva 96/92/CE sul mercato unico dell'energia.

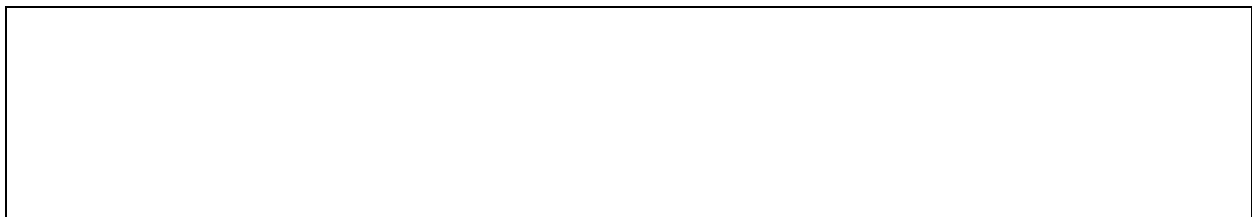
La revisione del modello di fornitura del servizio elettrico, e più in generale di tutti i servizi di pubblica utilità, ha coinciso con uno spostamento di enfasi negli obiettivi perseguiti attraverso l'intervento pubblico nel settore. Tradizionalmente sono stati prioritari il sostegno dell'accumulazione di capitale in un settore

Errore. L'argomento parametro è sconosciuto.

considerato “strategico” per lo sviluppo del paese e una serie di obiettivi “sociali” tra cui la disponibilità del servizio su tutto il territorio nazionale, il sostegno del consumo di particolari categorie di utenti, il sostegno delle industrie nazionali produttrici di fonti primarie e di impianti. Negli anni più recenti l’attenzione dell’intervento pubblico nel settore elettrico è stato posto sulla minimizzazione dei costi di fornitura, e l’introduzione della concorrenza nelle fasi della filiera produttiva non caratterizzate da condizioni di monopolio naturale è stata considerata come lo strumento più efficace per promuovere l’utilizzo efficiente delle risorse nel settore. Lo scopo principale, quindi, dell’apertura del mercato è la riduzione finale del costo dell’energia ed il miglioramento del servizio di fornitura attraverso il meccanismo della libera concorrenza, a vantaggio del consumatore finale. Questa apertura completa del mercato, se combinata con adeguate misure strutturali in materia di separazione e regolamentazione, è necessaria affinché tutte le categorie di consumatori possano usufruire dei medesimi benefici. I piccoli consumatori che si trovano in mercati senza una completa ed effettiva apertura del mercato, tuttavia, non possono beneficiare dei vantaggi che derivano dalle condizioni concorrenziali, anzi rischiano di vedere peggiorare la loro situazione.

1.2 Fornitura del servizio

Nella filiera elettrica possono essere individuate le fasi di generazione, dispacciamento, trasmissione, distribuzione e vendita.



La generazione consiste nella produzione di energia elettrica mediante la trasformazione di fonti primarie. Gli impianti termoelettrici impiegano combustibili fossili o nucleari, quelli idroelettrici trasformano l'energia cinetica incorporata nell'acqua che attraversa dislivelli. Si sta inoltre espandendo, anche per effetto di politiche di incentivazione finalizzate alla protezione dell'ambiente, la produzione da impianti che utilizzano fonti rinnovabili, come l'energia eolica, quella solare e quella ottenibile dalla combustione dei rifiuti.

Il dispacciamento consiste nella determinazione istante per istante dell'insieme di impianti di generazione che devono immettere energia elettrica nella rete. La funzione di

Errore. L'argomento parametro è sconosciuto.

dispacciamento è resa necessaria dalla non accumulabilità dell'energia elettrica e dalla variabilità della domanda nel tempo, che rendono necessario il coordinamento continuo tra i generatori per assicurare l'equilibrio di domanda ed offerta in ogni momento, in mancanza del quale la fornitura sarebbe impossibile e l'integrità fisica del sistema potrebbe essere compromessa.

La trasmissione consiste nel trasporto dell'energia elettrica su lunghe distanze, dell'ordine delle centinaia di chilometri, su una rete ad alta tensione.

La distribuzione consiste nel trasporto dell'energia fino alla sede degli utenti lungo reti a più bassa tensione.

Nella distinzione tra trasmissione e distribuzione è sottesa una rilevante componente convenzionale in quanto la struttura e le determinanti dei costi nei due casi sono in ampia misura analoghe. Differenze nella logica di gestione, dal punto di vista tecnico, del sistema di trasmissione e di quello di distribuzione sono invece comunemente addotte per l'individuazione delle due fasi. La gestione della rete di trasmissione avviene su scala di sistema elettrico complessivo, le interazioni tra le grandezze rilevanti per la distribuzione hanno portata locale; in altri termini, il profilo temporale di utilizzo delle infrastrutture di distribuzione rispecchia quello della domanda di energia da parte degli utenti da esse sottesi, mentre il profilo di utilizzo delle infrastrutture di trasmissione può essere non correlato con la domanda.

La vendita è un'attività sostanzialmente commerciale, consistente nell'offerta agli utenti finali del servizio elettrico. Ciò comporta la definizione di opzioni tariffarie rivolte alle diverse tipologie di utenti, l'assunzione di responsabilità nei confronti dell'utente circa la disponibilità di energia elettrica nei tempi e alle condizioni prestabilite, la misurazione delle grandezze oggetto del contratto, la fatturazione e le attività commerciali connesse.

In pratica la "visibilità" delle diverse fasi varia nei diversi assetti organizzativi che l'industria elettrica può assumere. Ad un estremo, nei tradizionali assetti monopolistici verticalmente e orizzontalmente integrati tutte le fasi sono gestite dall'unico fornitore presente nel mercato. All'estremo opposto, negli assetti maggiormente de-integrati (es. California), in ciascuna delle quattro fasi sono presenti uno o più soggetti separati dal punto di vista proprietario.

Le fasi di generazione e vendita si prestano ad essere organizzate competitivamente, mentre l'utilizzo di reti fisse, la cui duplicazione sarebbe diseconomica, conferisce a trasmissione e distribuzione caratteristiche di monopolio naturale, seppure su scala locale nel caso della distribuzione.

1.3 Regimi organizzativi della generazione di energia elettrica

La tecnologia di fornitura del servizio elettrico rende necessario un coordinamento continuo tra i generatori. Tale esigenza di coordinamento condiziona notevolmente l'insieme dei modelli organizzativi della concorrenza nella generazione di energia elettrica. In questa sezione, dapprima analizzeremo l'assetto basato su una borsa dell'elettricità all'ingrosso o *pool*, quindi accenneremo agli assetti basati su scambi bilaterali diretti tra generatori e consumatori e su un acquirente centralizzato.

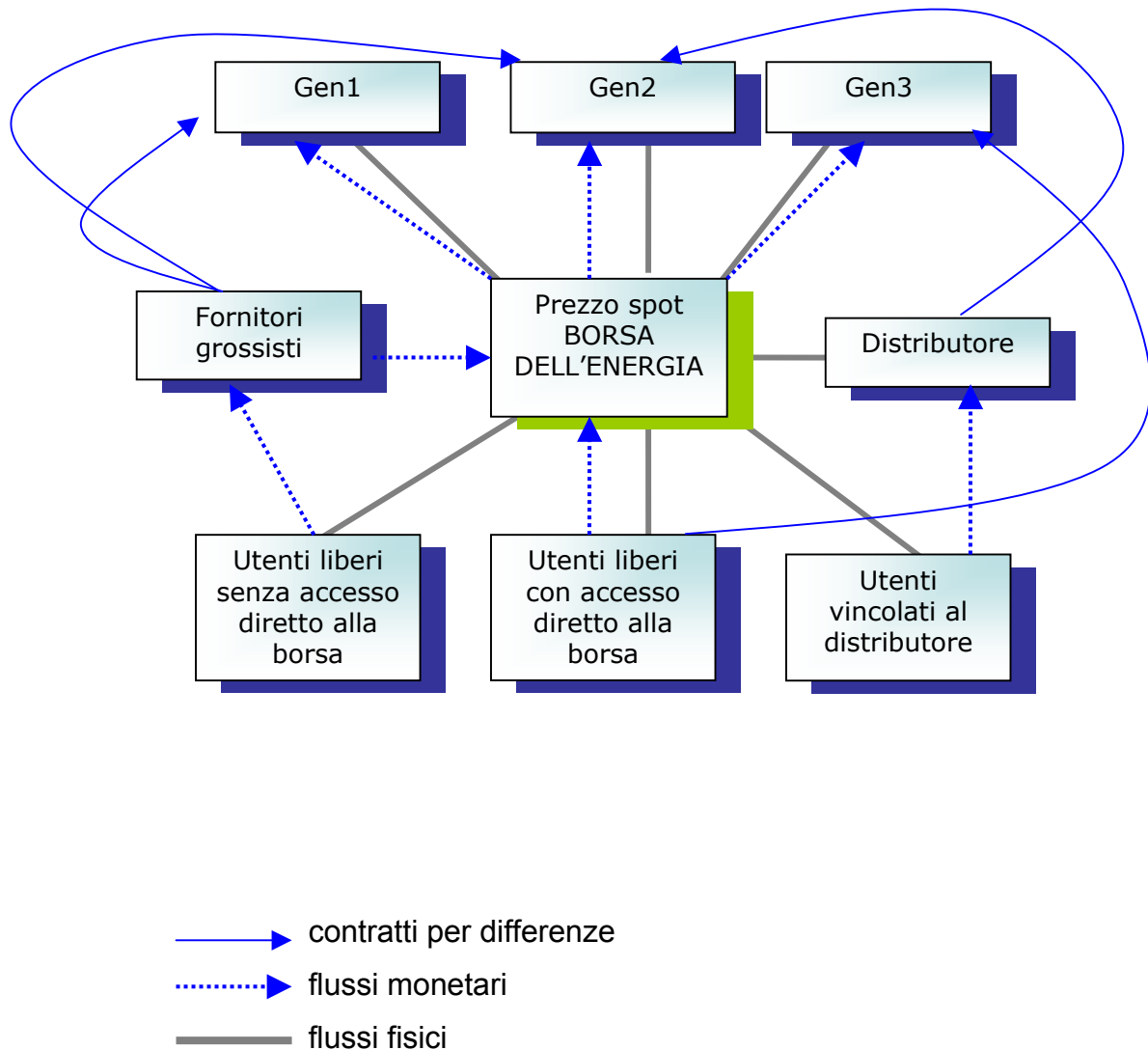
1.3.1 Borsa dell'energia elettrica all'ingrosso

Il modello basato su una borsa dell'energia elettrica è quello in cui le transazioni economiche riflettono più fedelmente il fenomeno fisico a cui si riferiscono. L'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica in una rete è un fenomeno globale: tutti i generatori che immettono energia nella rete in un dato istante rendono congiuntamente possibile il prelievo della stessa energia, a meno delle perdite di trasporto, da parte di tutti gli utenti.

In tale modello il gestore della borsa determina, con un anticipo dell'ordine da un giorno a mezz'ora, le curve di offerta e di domanda per ciascun intervallo di tempo considerato (da quindici minuti a un'ora). Per ciascun intervallo di tempo, ciascun

generatore dichiara una serie di combinazioni di potenza e prezzo che è disposto ad immettere nel sistema di trasmissione; ciascun acquirente dichiara una serie di combinazioni di potenza che intende prelevare e prezzo che è disposto a pagare (La forma e l'oggetto dell'offerta dei generatori varia significativamente nei diversi sistemi reali. Varia in particolare la lunghezza dell'intervallo di tempo considerato, la chiusura del mercato e il periodo cui le offerte si riferiscono). Gli acquirenti abilitati ad operare sul mercato all'ingrosso sono i rivenditori di energia elettrica e gli utenti con prelievi elevati. Dall'intersezione della curva di domanda ed offerta il gestore del sistema determina prezzo e livello di produzione di equilibrio. Sono chiamati a produrre tutti i generatori la cui offerta è inferiore al prezzo di equilibrio, e sono autorizzati al prelievo tutti gli acquirenti la cui disponibilità a pagare è risultata superiore al prezzo di equilibrio.

Va sottolineato che il gestore della borsa svolge solo un ruolo di coordinamento tra generatori e acquirenti: il gestore, infatti, non compra né vende l'energia elettrica dai generatori e quindi non si accolla i rischi di mercato.



In assenza di imperfezioni, la concorrenza induce ciascun impianto ad offrire un prezzo pari al suo costo marginale, sostanzialmente determinato dal costo del combustibile impiegato e dal rendimento dell'impianto.

Se la capacità di generazione disponibile diventa scarsa rispetto alla domanda, il prezzo di equilibrio determinato sulla borsa aumenta, in quanto per un numero crescente di intervalli di tempo il soddisfacimento della domanda richiede l'attivazione di

Errore. L'argomento parametro è sconosciuto.

impianti ad alto costo variabile. Questo rende profittevoli la costruzione di nuovi impianti. Lo stesso meccanismo guida la sostituzione del parco di generazione, qualora si rendano disponibili tecnologie a costi inferiori. La modalità tipica di entrata è attraverso la stipulazione di contratti di lungo periodo, illustrati di seguito in maggior dettaglio, che in combinazione con l'offerta sulla borsa della produzione dell'impianto rendono il ricavo per il generatore indipendente dal prezzo che si determina ora per ora sulla borsa (prezzo *spot*).

Nel modello in esame, quindi, la concorrenza tra gli impianti di generazione si realizza su due piani: da un lato, le offerte presentate istante per istante alla borsa ai fini del dispacciamento, attraverso le quali si determina il prezzo di equilibrio, dall'altro, i prezzi dei contratti di lungo periodo, che rendono contendibile da parte di potenziali entranti il mercato dell'energia elettrica all'ingrosso.

1.3.2 Contratti bilaterali diretti

Il modello basato su contratti bilaterali costituisce una versione decentralizzata di quello basato sulla borsa. Rispetto a quel modello, nel regime dei contratti bilaterali diretti viene ristretto l'ambito delle transazioni che riflette le peculiarità tecniche della produzione e della trasmissione dell'energia elettrica e ampliato quello presieduto da una logica e da modalità di realizzazione degli scambi analoghe a quelle utilizzate nei normali mercati

Errore. L'argomento parametro è sconosciuto.

delle *commodities*.

In una organizzazione decentralizzata la fornitura di energia elettrica è contratta direttamente tra il generatore e l'acquirente. L'accordo prevede che il generatore immetta nel sistema di trasmissione una certa quantità di energia in un certo periodo di tempo e che l'utente prelevi dal sistema di trasmissione la stessa quantità di energia nello stesso periodo di tempo. Viene, inoltre, fissato il prezzo che l'acquirente paga al generatore. A differenza che nella borsa, in un sistema di contratti diretti, generatori diversi possono ricevere nella stessa ora prezzi diversi per l'energia elettrica immessa nella rete. Il riferimento per la determinazione del prezzo di offerta da parte di ciascun generatore in un modello decentralizzato non è, come nella borsa, il costo marginale, ma il costo medio.

Nel modello decentralizzato il dispacciamento degli impianti avviene quindi su basi volontarie (*self-scheduling*), e la copertura in tempo reale degli sbilanciamenti tra i flussi di energia corrispondenti ai contratti e quelli che effettivamente si realizzano nella rete è assicurata dal gestore del sistema di trasmissione, in alcuni casi attraverso una borsa dell'energia elettrica di natura analoga a quella sopra descritta, ma di spessore assai ridotto.

Il contratto tra il generatore e l'acquirente ha natura "reale", in quanto ha per oggetto l'immissione di energia elettrica da parte dell'uno e il contestuale prelievo da parte dell'altro.

In assenza di imperfezioni di qualsiasi tipo, tutti i contratti bilaterali avrebbero lo stesso prezzo pari al costo medio di generazione uguale per tutti, che l'aggiustamento della capacità produttiva porterebbe a coincidere con il costo marginale di lungo periodo. Tale esito è il risultato della negoziazione bilaterale tra ogni potenziale coppia acquirente-generatore.

1.3.3 Acquirente unico

Nel modello organizzativo della generazione di energia elettrica basato sull'acquirente unico, un'agenzia acquista dai generatori in regime di monopsonio (situazione di mercato in cui a molti venditori corrisponde un unico acquirente) e vende l'energia elettrica in regime di monopolio. Sull'agenzia gravano la responsabilità dell'adeguatezza dell'offerta di energia elettrica alla domanda, e l'obbligo di minimizzare i costi di generazione. L'agenzia mette all'asta contratti di lungo periodo per la fornitura di energia elettrica. Una possibile formulazione del contratto è quella che specifica:

- 1) un prezzo per l'energia generata mirante a coprire i costi variabili di generazione,
- 2) una quota fissa finalizzata alla copertura dei costi fissi di generazione,
- 3) un premio per la disponibilità .

I generatori che si aggiudicano i contratti con l'acquirente unico possiedono e gestiscono gli impianti di generazione.

Errore. L'argomento parametro è sconosciuto.

L'acquirente unico chiama a produrre gli impianti sotto contratto in modo da minimizzare il costo totale di generazione. L'efficienza di breve periodo in tale modello con acquirente unico risulta dalla concorrenza che opera nell'asta per l'aggiudicazione dei contratti e dall'obbligo per l'acquirente unico di utilizzare gli impianti sotto contratto in modo da minimizzare il costo totale di generazione. I generatori competono tra loro solo al momento dell'asta; la competizione è quindi per il mercato e non sul mercato. Al momento della produzione ciascun generatore riceve il prezzo specificato nel suo contratto che in ipotesi di perfezione dell'asta coinciderebbe con il suo costo variabile. Nel caso dell'acquirente unico, e a differenza che in un sistema di mercato, in generale impianti diversi ricevono nello stesso momento prezzi diversi sia per l'energia generata sia per la potenza resa disponibile. Il regime della fornitura agli utenti finali più coerente con l'istituto dell'acquirente unico è quello monopolistico.

1.3.4 Modelli ibridi

I modelli analizzati in precedenza raramente si trovano realizzati nelle loro forme pure, al contrario, sono comunemente adottate soluzioni nelle quali è riconoscibile un modello puro di base che viene adattato per accogliere istituti tipici di altri modelli. A questo riguardo i diversi modelli puri si differenziano nella possibilità di essere resi compatibili con istituti di altri modelli

Errore. L'argomento parametro è sconosciuto.

senza che le loro caratteristiche desiderabili vengano meno. Anche in questo aspetto le differenze tra modelli non sussisterebbero in un mondo ideale senza frizioni, ma sono determinanti in pratica. Di seguito presenterò brevemente due casi di contaminazione tra modelli.

A. Acquirente unico in un regime di borsa

In un regime di borsa è possibile ottenere, senza alcuna riduzione nello spessore del mercato “reale” dell’energia, la suddivisione del mercato in una porzione servita da un acquirente unico, che opera come fornitore degli utenti che non hanno accesso al mercato, e una servita attraverso contratti liberamente stipulati tra generatori e utenti.

La minimizzazione del costo di produzione di breve periodo è ottenuta nella borsa dell’energia, dove tutti gli impianti devono offrire per essere chiamati a produrre, e dove l’acquirente unico, come tutti gli utenti che hanno accesso alla borsa, paga al prezzo *spot* l’energia che gli utenti da esso serviti prelevano.

Indipendentemente dalla modalità organizzativa con cui essa è attuata, la coesistenza tra un acquirente unico e un mercato libero dell’energia pone il problema della separazione degli utenti che si approvvigionano da ciascuna fonte. In assenza di vincoli alla mobilità degli utenti tra il mercato libero e la fornitura “a tariffa” dell’acquirente unico, la variabilità della domanda per l’acquirente unico può compromettere il funzionamento del sistema si rende quindi necessaria una qualche forma di barriera

Errore. L'argomento parametro è sconosciuto.

tra i due segmenti di mercato. Una soluzione estrema è la preclusione completa per i clienti liberi dell'accesso alle forniture "a tariffa" dell'acquirente unico. Una soluzione meno radicale consiste, invece, nel prevedere un tempo minimo prima che il cliente possa accedere nuovamente ad essa, ovvero un tempo minimo prima che il cliente servito dall'acquirente unico possa recedere da tale fornitura.

B. Borsa in un regime di contratti diretti

Un'architettura basata su contratti fisici diretti tra generatori e acquirente può essere compatibile con la presenza di una borsa dell'energia. La borsa verrebbe vista dal gestore del sistema di trasmissione come uno dei contratti diretti. Come ogni coppia generatore-acquirente che voglia realizzare l'immissione e il prelievo di energia elettrica dalla rete secondo un contratto bilaterale il coordinatore della borsa presenta al gestore della rete una richiesta di accogliere nella rete immissioni e prelievi di energia che si bilanciano (*balanced schedule*). Tale richiesta è relativa a tutta l'energia scambiata nella borsa. In principio quindi più borse potrebbero gestire simultaneamente transazioni relative ad una medesima area geografica.

E' comunque opportuno sottolineare come un'organizzazione basata sulla borsa renda quanto meno inutili, e realisticamente fonte di inefficienza, i contratti bilaterali diretti reali tra generatori e acquirenti.

CAPITOLO SECONDO

IL CONTESTO NAZIONALE

2.1 Caratteristiche

La fornitura del servizio elettrico in Italia ha dato luogo nel 1997 a ricavi pari a 20.658.275.964 Euro e investimenti per 3.615.198.294 e occupato circa 98.000 unità. Gli utenti del servizio elettrico, escludendo gli autoproduttori, sono stati poco meno di 32 milioni. La potenza massima richiesta sulla rete nazionale è stata di circa 46.000 MW, a fronte di una potenza disponibile di 70.414 MW, e l'energia consumata di 253.673 GWh. In quell'anno nel settore elettrico italiano operavano 1.360 imprese, di cui 595 autoproduttori di energia elettrica, 165 aziende municipalizzate e 599 altri soggetti. L'Enel era l'operatore principale nel settore.

Nella produzione l'Enel disponeva, nel 1997, del 78 per cento della capacità di generazione e generava l'87 per cento dell'energia richiesta sulla rete. Gli autoproduttori contavano per il 14,4 per cento

Errore. L'argomento parametro è sconosciuto.

della produzione nazionale, le imprese degli enti locali per il circa il 4 per cento e le altre imprese per circa lo 0.8 per cento.

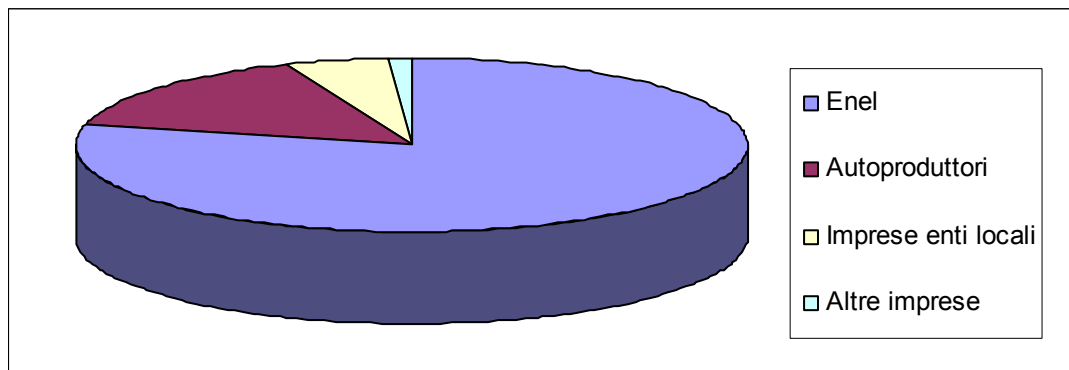


Figura 2.1 Produzione energia elettrica 1997

Nella trasmissione l'Enel controllava l'intera rete ad altissima tensione a 380 kV (circa 9000 Km di linee nel 1997) e il 95 per cento di quella ad alta tensione a 220 kV (circa 11000 Km). Nel 1997 ha fornito l'83,7 per cento dell'energia consumata, le imprese municipalizzate, gli altri produttori il 6,6% e gli autoproduttori la quota restante.

Ora la situazione è totalmente cambiata. Il fabbisogno di energia elettrica nel 2003 è stato di 319 TWh. Enel produzione ha contribuito al 46,4 per cento della produzione nazionale netta, a cui si deve aggiungere il 2,9 per cento di Enel Green Power S.p.a. Secondo produttore è Edison S.p.a che, con le sue controllate, produce il 9 per cento dell'energia netta; seguono Edipower, 7,6 per cento, Endesa Italia, 6,4 per cento, Tirreno Power S.p.a, 2,3 per cento ed EniPower, 2 per cento. La figura 2.2 fornisce i contributi percentuali alla generazione netta delle maggiori società nazionali.

Errore. L'argomento parametro è sconosciuto.

Il grafico 2.3 relativo alla fornitura dell'energia destinata al consumo cambia in maniera rilevante: secondo fornitore nazionale, dopo Enel produzione con il 43,9 per cento, risulta essere il GRTN con il 20,1 per cento. Seguono Edipower, 8 per cento, Endesa Italia, 6,6 per cento, Edison e controllate, 3 per cento e Tirreno Power, 2,3 per cento. Il grafico si differenzia dal precedente dal momento che illustra il GRTN quale fornitore di energia destinata al consumo in relazione al volume di energia ritirata dai diversi produttori ai sensi dell'art.3 del decreto legislativo n. 79/99.

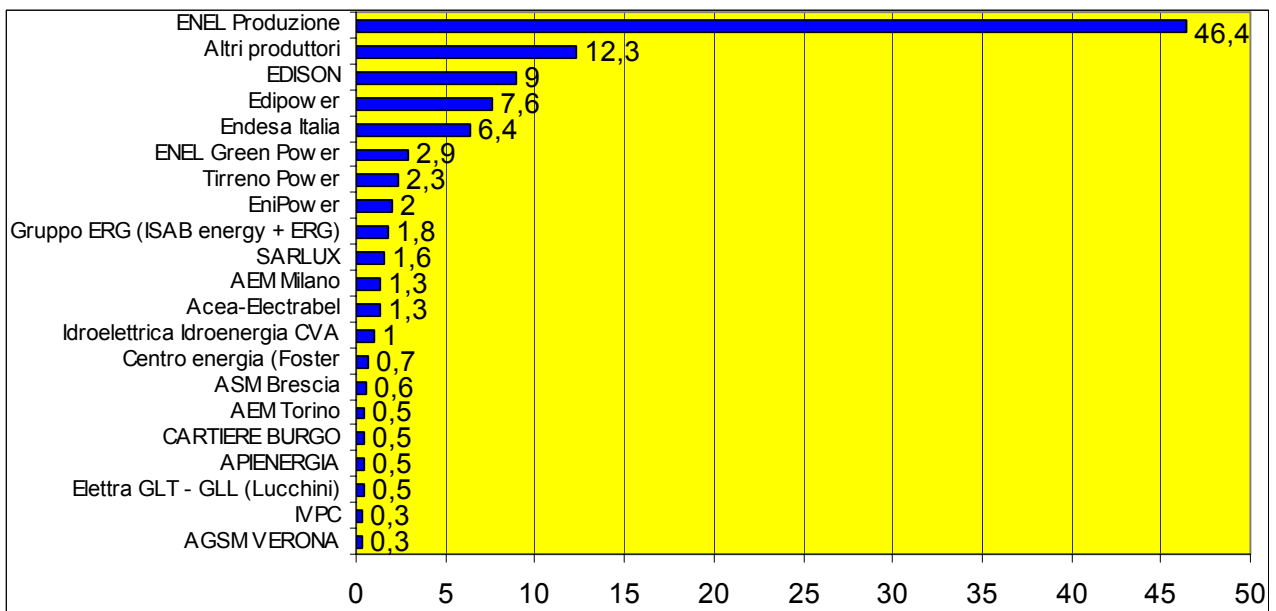


Figura 2.2 Produzione energia elettrica 2003

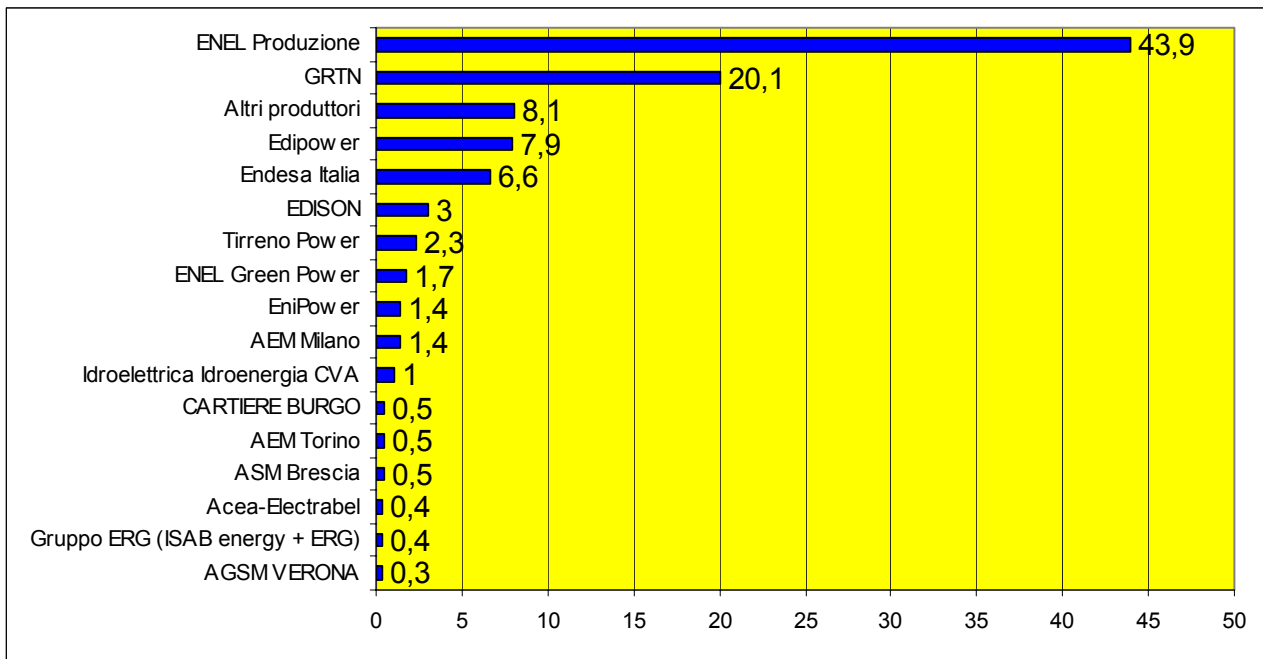


Figura 2.3 Fornitura energia elettrica 2003

2.2 La nuova Organizzazione

Con la liberalizzazione del mercato dell'elettricità si conclude quel percorso che dal 1962, dopo la legge di nazionalizzazione che istituisce l'Ente Nazionale per l'Energia elettrica, attraverso continue deroghe al monopolio dell'Enel, ha consentito di aprire sempre più settori della produzione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica alle aziende municipalizzate, alle imprese minori e ad alcuni autoproduttori.

Già nel 1975 si profila una prima parziale apertura che consente a comuni e province di produrre elettricità mediante fonti rinnovabili e cogenerazione, ossia produzione combinata di elettricità e calore. Con la Legge n.308/82 si avvia il processo di liberalizzazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili o fonti assimilate, a

Errore. L'argomento parametro è sconosciuto.

condizione che la potenza di tutti questi impianti non superi i 3MW.

Sul finire degli anni '80 inizia un dibattito che porta, nel 1991 alla Legge 9/5, con la quale si decide la liberalizzazione della produzione di energia elettrica da fonti convenzionali mediante l'abolizione del limite che prevedeva la destinazione dell'autoconsumo del 70% dell'energia prodotta. Nell'ambito dello stesso provvedimento si avvia anche la liberalizzazione della produzione di energia da fonti rinnovabili e assimilate senza limiti di potenza.

Qualche anno dopo nel 1995, la Legge 481 fissa le regole per la crescita della competitività e l'offerta di servizi pubblici grazie alla creazione dell'Autorità per l'energia e il gas.

Infine, il processo d'acquisizione in Italia della Direttiva 96/92/CE ha preso avvio con la legge 24 aprile 1998, n.128, con cui il Parlamento delegava il Governo ad attuare la Direttiva, con l'emanazione di uno o più decreti legislativi entro un anno. La delega parlamentare dettava i principi guida entro cui la ridefinizione del sistema elettrico nazionale avrebbe dovuto inquadarsi. Il 10 novembre 1998 il Consiglio dei ministri approvava uno schema di decreto legislativo che veniva riproposto al dibattito parlamentare nel gennaio 1999 e approvato definitivamente il 19 febbraio 1999. Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 "Attuazione della Direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica" pubblicato in Gazzetta Ufficiale, Serie Generale n. 75 del 31 marzo 1999, ridisegnava il quadro istituzionale e normativo del settore elettrico italiano caratterizzato dal regime di riserva sancito dalla legge di

nazionalizzazione del 1962. Le principali novità introdotte dal dlgs. N. 79/99 possono essere così sintetizzate:

- ❖ all'interno del sistema elettrico coesistono due mercati paralleli: uno "vincolato" e uno "libero". Il primo è costituito dai clienti vincolati, ovvero tutti gli utenti domestici e gli altri utenti che presentano consumi inferiori a determinate soglie prefissate e che, si ritiene, non abbiano la forza contrattuale (proprio a causa dei loro bassi consumi) per stipulare contratti di fornitura direttamente con i produttori nazionali ed esteri a condizioni vantaggiose. Ai clienti vincolati la fornitura è garantita dall'Acquirente Unico, una società per azioni costituita dal GRTN, tramite i distributori locali ed è loro assicurata la tariffa unica nazionale definita dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Sul secondo mercato operano clienti idonei, ovvero quegli utenti che, avendo consumi superiori a determinate soglie, hanno la facoltà di stipulare direttamente contratti di fornitura, non soggetti a tariffa, con produttori, distributori o grossisti per la copertura dei propri consumi;
- ❖ le attività di trasmissione e dispacciamento vengono mantenute in un regime di riserva esclusiva in favore dello Stato e svolte in concessione da una società per azioni denominata gestore della rete di trasmissione nazionale, GRTN, appositamente creata da Enel Spa, al quale sono trasferiti i soli diritti di gestione delle reti e non quelli delle loro proprietà;

- ❖ le attività di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti vincolati sono poste in un regime di concessione trentennale; le concessioni vengono rilasciate dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato;
- ❖ viene definito un nuovo regime di incentivazione per l'uso delle energie rinnovabili che prevede la creazione di un meccanismo di certificati verdi e la revisione del sistema delle concessioni idroelettriche;
- ❖ dall' 1 gennaio 2003 nessun operatore può produrre o importare, direttamente o indirettamente, più del 50 per cento del totale dell'energia elettrica prodotta e importata sul mercato nazionale;
- ❖ entro lo stesso termine, con possibilità di proroga non superiore ad un anno fu previsto che l'Enel Spa cedesse non meno dei 15.000 MW della propria capacità produttiva;
- ❖ venne previsto inoltre, a partire dall'1 gennaio 2001, la creazione di un meccanismo di mercato in forma borsistica, ma non obbligatorio, la cui gestione è affidata a una società per azioni, denominata gestore del mercato, costituita dal gestore della rete di trasmissione nazionale. Il gestore del mercato organizza il mercato elettrico secondo criteri di neutralità, trasparenza, nonché di concorrenza tra i produttori ed assicura un'adeguata disponibilità della riserva di potenza.

2.3 Il mercato elettrico

E' innanzitutto importante precisare che il Mercato Elettrico Italiano non è una "Borsa" nel senso normale del termine. Una borsa merci infatti prevede un acquirente, un venditore ed un prezzo di transizione. Nelle Borse merci inoltre i quantitativi scambiati non esauriscono normalmente il totale negoziato (10-20%). Il mercato elettrico italiano prevede viceversa il totale teorico conferimento dell'energia al *Pool* (salvo i contratti bilaterali approvati da AEEG), ed è valorizzata all'ultimo prezzo che soddisfa la domanda: il più oneroso.

Nel nostro paese soltanto nel corso del 2004 è stato possibile, se pur in forma ancora transitoria, inaugurare un mercato di dispacciamento di merito economico. Le modalità di vendita e remunerazione degli impianti di produzione cambiano radicalmente nella nuova cornice. Fino all'avvio della Borsa Elettrica (1 Aprile 2004), sulla base di un dispacciamento detto "passante", il GRTN predisponeva con anticipo i programmi di produzione delle singole unità in modo tale da soddisfare le previsioni di domanda garantendo, contestualmente, un servizio di riserva e di bilanciamento in tempo reale. Il GRTN agiva con l'intento di assicurare tali servizi al minimo costo e gli operatori venivano remunerati sulla base di parametri definiti dall'Autorità, ciascuno afferente a una singola fase del servizio. Per esempio, il parametro CT, costo medio del combustibile, garantiva la copertura del costo del combustibile. Con l'entrata in funzione della borsa

Errore. L'argomento parametro è sconosciuto.

elettrica a regime, i prezzi e le quantità dell'energia elettrica nonché dei servizi ancillari (approvvigionamento di risorse per la gestione delle congestioni, per la gestione della riserva e del bilanciamento) vengono determinati dall'andamento di domanda e offerta. La programmazione degli impianti, pertanto, non è determinata dal GRTN ma si svolge nella borsa elettrica dove vengono raccolte le offerte di vendita e di acquisto di energia per ogni ora del giorno successivo. Il dispacciamento della borsa elettrica è definito "di merito economico" dal momento che le offerte di vendita e di acquisto sono ordinate rispettivamente in maniera crescente e decrescente in modo tale che il sistema permetta il soddisfacimento al minimo costo chiesto dai produttori della domanda espressa dai consumatori. In Italia il mercato è stato organizzato in:

- un mercato del giorno prima (MGP),
- un mercato di aggiustamento (MA),
- tre mercati per l'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento:
 - un mercato per la risoluzione delle congestioni (MRC);
 - un mercato della riserva (MR);
 - un mercato del bilanciamento (MB).

Al mercato del giorno prima (progettato e gestito dal GME), che si svolge nella mattinata del giorno precedente al quale verranno effettuati gli scambi, partecipano produttori, clienti idonei e Acquirente Unico; vi si presentano le offerte in termini di prezzo e quantità relative a ciascuna ora del giorno successivo.

Errore. L'argomento parametro è sconosciuto.

Il mercato di aggiustamento (progettato e gestito dal GME) è un mercato articolato in due sessioni dove gli operatori possono modificare i programmi definiti in conseguenza dell'MGP presentando nuove offerte di acquisto e di vendita. La prima sessione (MA1) è successiva al mercato del giorno prima ed è relativa a tutte le ore del giorno successivo; la seconda sessione (MA2) ha luogo all'inizio della giornata cui si riferiscono le negoziazioni ed è relativa a tutte le ore della giornata successive alla sessione stessa. L'MA è reso necessario dal fatto che gli esiti dell'MGP possono non essere in linea con il funzionamento ottimale delle unità di produzione, la sua esistenza, quindi, permette, una volta noti gli esiti dell'MPG, una loro successiva correzione.

Il mercato per la risoluzione delle congestioni è un mercato che si svolge in un'unica sessione il giorno precedente quello cui si riferiscono le negoziazioni, nel quale vengono raccolte dal GME le offerte degli operatori per incrementi o diminuzioni della produzione o dei consumi rispetto ai programmi risultanti dalla prima sessione del mercato di aggiustamento (MA1). Tali offerte sono utilizzate dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) per azioni di ridispacciamento finalizzate alla risoluzione di eventuali congestioni di rete e all'uso efficiente della rete stessa.

Il mercato della riserva è un mercato concepito in un'unica sessione successiva alla prima sessione del mercato di aggiustamento (MA1). In tale mercato, sulla base di offerte presentate al GME dagli operatori, il GRTN si approvvigiona di potenza di riserva, al fine di

garantire la sicurezza del servizio elettrico. A tale mercato partecipa dunque la sola offerta, mentre la domanda è definita dal GRTN.

Il mercato del bilanciamento è un mercato articolato in diverse sessioni nell'ambito della stessa giornata a cui si riferiscono le negoziazioni. In ogni sessione, sulla base di offerte di riduzioni e aumenti sia delle immissioni che dei prelievi presentate dagli operatori al GME, si definiscono gli ordini di merito per il bilanciamento in tempo reale della domanda con l'offerta di energia.

In generale, nei diversi mercati in cui è articolata la borsa dell'energia, si applica il principio per cui, in presenza di eventuali congestioni di rete, il GME procede ad una separazione del mercato in zone, al fine di riportare i transiti di energia entro i limiti tecnici ammissibili e in modo da garantire l'equilibrio tra domanda e offerta all'interno di ciascuna zona. In questo caso i prezzi dell'energia elettrica saranno diversi da zona a zona, riflettendo le caratteristiche della domanda e dell'offerta in ciascuna di esse. Eventuali congestioni di rete interne alle zone saranno risolte utilizzando le offerte presentate dagli operatori sull'apposito mercato.

Inoltre, come previsto dal decreto legislativo n. 79/99, lo scambio di energia elettrica può avvenire anche tramite contratti bilaterali dove prezzi e quantità sono definiti dalle parti. Per garantire che le quantità oggetto di scambio bilaterale siano armonizzate con le esigenze della rete, i programmi di immissione e prelievo sono resi noti dagli operatori al GRTN il quale li comunica al GME che li inserisce sull'MGP a prezzo nullo.

Ai cinque mercati a regime potranno prendere parte sia i produttori sia i consumatori, mentre per il regime a oggi in vigore il Sistema Italia 2004 è ancora una forma transitoria di mercato in cui la partecipazione è limitata ai soli produttori e la domanda è ancora definita, in base a previsione, dal GRTN.

Dal 31 Dicembre 2004 anche la domanda è stata ammessa al mercato permettendo così a tutti gli operatori interessati di approvvigionarsi direttamente in borsa. Per i clienti domestici l'Acquirente Unico continuerà ad assicurare la copertura del loro fabbisogno, minimizzando i costi ed i rischi di approvvigionamento anche tramite acquisti diretti sulla borsa dell'energia. La novità più importante dovuta alla partecipazione attiva della domanda in borsa riguarda, dunque, la possibilità per i grossisti ed i grandi consumatori di acquistare direttamente in borsa l'energia loro necessaria e l'obbligo di programmare, su base oraria il proprio profilo di prelievo. Come in altre esperienze internazionali, la creazione di un mercato corrisponde a due esigenze ben precise:

- promuovere secondo criteri di neutralità, trasparenza ed obiettività, la competizione nelle attività di produzione e di compravendita di energia elettrica attraverso la creazione di una "piazza del mercato";
- assicurare la gestione economica di un'adeguata disponibilità dei servizi di dispacciamento.

Una delle conseguenze principali della nascita della borsa è che i prezzi essendo determinati dall'interazione e, più concretamente,

dall'incrocio tra le curve di domanda e di offerta hanno la caratteristica di possedere una consistente volatilità, superiore e più complessa che negli altri mercati finanziari. Questa ed altre caratteristiche vengono discusse nella prossima sezione.

2.4 Caratteristiche dei prezzi elettrici

Fino ad oggi sono state sviluppate numerose teorie che tentano di spiegare il processo che genera e governa la serie dei prezzi elettrici. A dispetto di alcune similarità distributive, per esempio un elevato indice di curtosi e la persistenza nella serie dei prezzi al quadrato, le caratteristiche della serie dei prezzi elettrici differiscono notevolmente da quelle delle serie dei prezzi di altre azioni. Specificatamente, le serie dei prezzi elettrici sono caratterizzate da:

- ✓ stagionalità
- ✓ volatilità
- ✓ *mean reversion*
- ✓ *jumps*

Per quanto riguarda la natura stagionale della serie sappiamo che la domanda di elettricità è notevolmente influenzata dalle attività economiche e di *business* e dal tempo atmosferico. Ad esempio, in alcuni paesi dove l'estate è più calda, la richiesta di energia è maggiore e quindi il prezzo risentirà dell'aumento della domanda. Anche per questo motivo la stagionalità è presente in queste serie a

Errore. L'argomento parametro è sconosciuto.

diverse frequenze, che possono essere intragiornaliere, settimanali e mensili. In letteratura, spesso, per tener conto di tali stagionalità si ricorre all'utilizzo di procedure ad *hoc*.

Con riferimento all'elevata volatilità dei prezzi elettrici, ci sono diverse ragioni per spiegarla. Probabilmente, la più importante è l'impossibilità di immagazzinare l'energia elettrica: l'elettricità non può, infatti, essere fisicamente immagazzinata in modo diretto¹ pertanto la produzione e il consumo devono essere continuamente bilanciati. Perciò, gli *shocks* di domanda e offerta non sono compensabili e così i prezzi ne vengono direttamente influenzati. Anche particolari caratteristiche della domanda e dell'offerta giocano un ruolo importante nelle dinamiche della volatilità. La domanda di elettricità, infatti, è altamente inelastica in quanto è un bene necessario ed altamente dipendente dal tempo atmosferico. Dalla parte dell'offerta, invece, i generatori riescono ad offrire solo determinate quantità di energia, a seconda della loro capacità, e con costi marginali diversi. La relativa insensibilità della domanda rispetto al prezzo e l'impossibilità dell'offerta a soddisfare qualsiasi quantità domandata portano, in certi momenti di elevata richiesta, a incrementare il prezzo di equilibrio di molto in poco tempo, quindi, in mercati dove le curve di domanda e offerta sono ripide, si potrebbero osservare rapidi aumenti di prezzo dovuti all'aumento della quantità domandata. L'approccio più utilizzato per modellare la volatilità è quello che si basa sul modello GARCH e le sue estensioni.

¹ potrebbe indirettamente essere immagazzinata tramite sistemi idroelettrici o tramite immagazzinamento di generatori di benzina

Per quanto riguarda la caratteristica di *mean-reversion*, in letteratura (Escribano A., Pena J.I., Villaplana P., 2002) troviamo due possibili spiegazioni. Da un lato poiché l'aumento della domanda farà aumentare i prezzi, aumentando gli incentivi economici dei generatori più costosi, sembra naturale aspettarsi qualche grado di *mean reversion* nell'evoluzione dei prezzi. Dall'altro, invece, si considera il tempo atmosferico come un fattore che influenza i prezzi di equilibrio attraverso variazioni nella domanda. Poiché la variabile "tempo" è ciclica e caratterizzata dal ritorno alla media, questa tendenza a tornare al livello medio influenzerà la domanda e quindi anche i prezzi di equilibrio.

I *jumps*, infine, sono dei movimenti repentini dei prezzi verso l'alto o verso il basso e si possono vedere ad occhio nudo nel grafico della serie. Una delle caratteristiche di evoluzione di questi *jumps* è che sono istantanei ossia il prezzo ritorna rapidamente al livello precedente. La spiegazione anche in questo caso è intuitiva. Sembra normale pensare che, appena si verifichi per qualche motivo uno *shock*, i meccanismi di intersezione tra le curve di domanda e offerta forzino il prezzo a ritornare al livello iniziale. Questo comportamento può essere catturato introducendo un processo di *Poisson* in un modello *jump-diffusion*.

CAPITOLO TERZO

ANALISI DEI DATI

3.1 I dati

I dati utilizzati in questo studio provengono dal mercato elettrico italiano, IPEX. Si tratta di una serie storica dei prezzi orari giornalieri in euro per megawatt (Euro/MWh) che inizia il 01 Aprile 2004, apertura del mercato, e finisce il 10 Dicembre 2004 per un totale di 6096 osservazioni rappresentate nel grafico riportato nella pagina seguente.

Da un'analisi preliminare del grafico è possibile osservare che la maggior parte dei dati oscilla freneticamente tra i 26 e i 78 Euro/MWh² con numerosi picchi che temporaneamente escono da questa fascia sia verso l'alto che verso il basso (*jumps*). Appare abbastanza chiaro che a prezzi che salgono eccessivamente

² I valori corrispondono rispettivamente al decimo e al novantesimo percentile, per cui nell'intervallo cade l'80% dei dati.

seguono dei movimenti nei prezzi che tendono a riportare il valore in media (*mean-reverting*). Per quanto riguarda la stagionalità può essere evidenziata solamente quella intragiornaliera, giornaliera e settimanale ma non quella mensile in quanto il nostro campione di osservazioni non arriva a coprire un intero anno. Sono, inoltre, evidenti periodi di alta volatilità che si succedono a periodi di bassa volatilità (fenomeno cosiddetto di *volatilità clustering*).

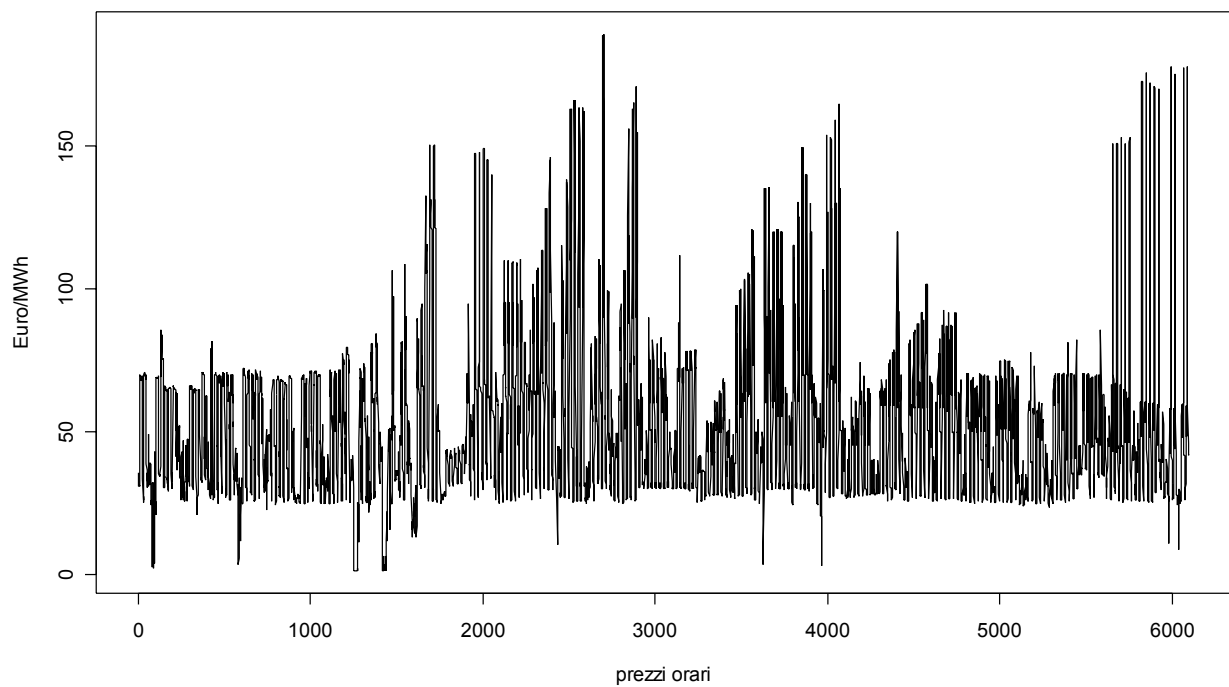


Figura 3.1 IPEX prezzi elettrici nel periodo 1 aprile 2004 – 10 dicembre 2004

3.2 Analisi descrittive

Come prima cosa è sembrato utile e informativo dividere i dati rilevati durante i giorni lavorativi da quelli del *week-end* ulteriormente separati tra sabato e domenica, per evidenziarne eventuali differenze o analogie. Nel grafico sotto riportato sono state rappresentate le medie dei prezzi per ogni ora dei giorni lavorativi (linea verde), dei sabati (linea rossa), e delle domeniche (linea blu).

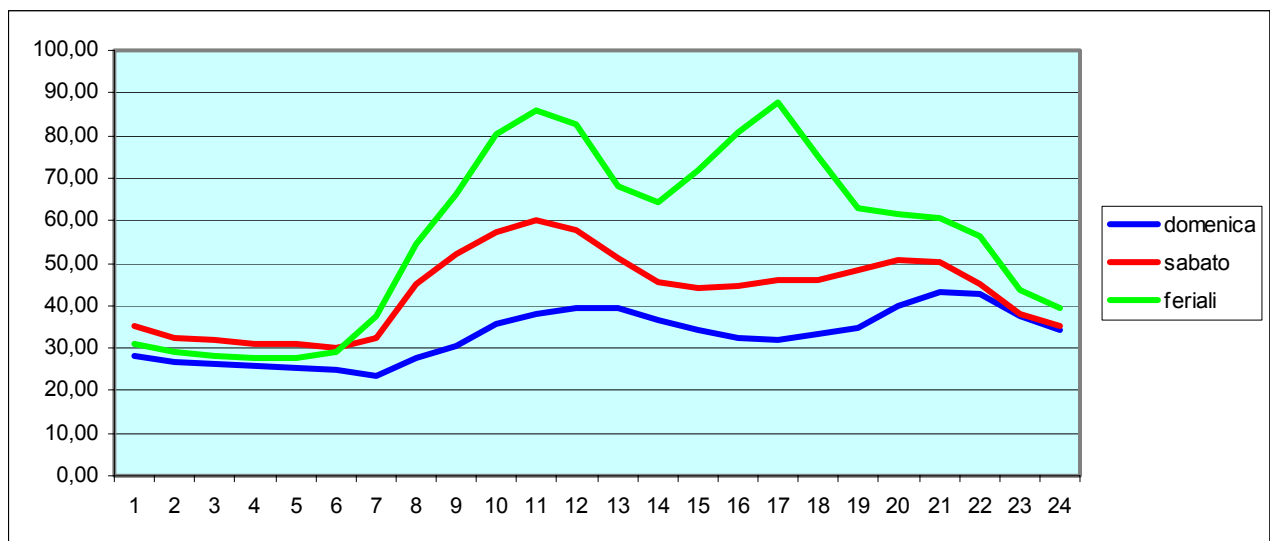


Figura 3.2 Medie orarie dei prezzi elettrici del mercato italiano

Come si può notare, i prezzi sono significativamente più alti nei giorni lavorativi mentre subiscono una lieve diminuzione il sabato ed una ancora più marcata la domenica eccetto nelle prime ore del giorno dove le tre serie sono pressoché uguali. Per quanto riguarda il sabato e la domenica le due serie presentano lo stesso andamento, mentre nei giorni feriali la cose cambiano. Fino alle

ore 14 emerge un comportamento simile tra i tre gruppi di dati infatti il prezzo comincia a crescere intorno alle 6 durante i giorni lavorativi (7 per il *week-end*) e continua a crescere fino alle 11 quando si riscontra il primo picco della giornata. Poi il prezzo comincia a diminuire fino alle ore 14 e da questo momento gli andamenti delle serie cominciano a discostarsi l'uno dall'altro. Nei giorni feriali il prezzo comincia a crescere nuovamente fino alle ore 17 dove si verifica il picco più alto della giornata, poi diminuisce fino alle ore 19 per stabilizzarsi fino alle 21 e di nuovo diminuire fino alle 24. Nel fine settimana il prezzo continua leggermente a diminuire per poi assumere un andamento pressoché costante fino alle ore 19 quando comincia a crescere fino alle ore 22 per infine diminuire fino alle ore 24.

Probabilmente queste differenze sono da imputare a diversi fattori:

- nel week-end le fabbriche sono chiuse e quindi avendo un consumo minore di energia anche il prezzo sarà minore;
- le 17 sono le ore in cui mediamente le famiglie rientrano dal lavoro e probabilmente i consumi aumentano, infatti si ha il picco più alto della giornata;
- nel week-end le ore pomeridiane presentano prezzi quasi costanti forse perché le persone escono con la famiglia visto che non devono andare a lavorare.

La tabella 3.1 riassume, inoltre, le statistiche descrittive ed il valore del p-value di alcuni test statistici applicati all'intero campione dei prezzi elettrici orari e ad ognuna delle 24 serie relative alle 24

Errore. L'argomento parametro è sconosciuto.

diverse ore del giorno. Misure sintetiche calcolate sulla distribuzione empirica possono fornire preziose indicazioni sulle caratteristiche del processo generatore dei dati. Consideriamo, innanzitutto, il calcolo di indici di posizione e variabilità come media e deviazione standard che consentono di descrivere completamente la distribuzione di probabilità qualora questa sia di tipo gaussiano. La natura della distribuzione può essere ulteriormente indagata mediante il calcolo di indici sintetici che ne descrivono la forma, misurando le caratteristiche di simmetria e curtosi. Tra gli indici che misurano l'allontanamento da una condizione di simmetria ricordiamo l'indice di *skewness*. Se la distribuzione è simmetrica l'indice risulta pari a zero, se riscontriamo un valore maggiore di zero si parla di asimmetria positiva (la distribuzione appare con una coda più lunga verso destra), mentre per valori minori di zero di asimmetria negativa (la distribuzione appare con una coda più lunga a sinistra). Un altro indicatore importante è quello che misura la curtosi che nel caso della distribuzione normale risulta pari a 3. Se l'indice di curtosi è maggiore di 3, la distribuzione viene detta leptocurtica, in tal caso risulta essere più appuntita della normale e con code più pesanti. Si parla invece di distribuzione platicurtica se risulta essere più appiattita della normale, in tal caso l'indice di curtosi risulta inferiore a 3. Abbiamo quindi considerato:

- il test di JARQUE-BERA per verificare l'ipotesi di normalità/gaussianità del processo generatore dei dati. Tale

Errore. L'argomento parametro è sconosciuto.

test utilizza congiuntamente i valori campionari di asimmetria e curtosi della serie osservata. Sotto l'ipotesi nulla di normalità la statistica test si dimostra essere distribuita come una variabile casuale χ^2 con due gradi di libertà;

- il test di TERASVIRTA per verificare l'ipotesi nulla di linearità in media del processo generatore dei dati. Tale test si distribuisce, sotto l'ipotesi nulla, come un χ^2 con due o più gradi di libertà.

ORA	MEDIA	SD	SIMMETRIA	CURTOSI	JARQUE-BERA	TERASVIRTA
1.00	31.11	5.74	- 0.24	10.74	< 2.2e-16	0.04247
2.00	29.13	5.56	- 0.06	12.77	< 2.2e-16	0.2816
3.00	28.30	5.37	- 0.01	14.41	< 2.2e-16	0.6739
4.00	27.86	5.05	- 1.14	12.69	< 2.2e-16	0.4552
5.00	27.84	5.22	- 0.60	13.24	< 2.2e-16	0.2945
6.00	28.70	6.04	0.41	10.68	< 2.2e-16	0.0006547
7.00	34.91	11.97	0.70	3.79	1.041e-06	8.409e-05
8.00	49.41	17.27	0.13	2.98	0.6984	5.954e-0.5
9.00	59.19	22.01	1.01	6.45	< 2.2e-16	6.293e-0.6
10.00	70.60	29.50	1.01	4.47	3.886e-15	9.335e-07
11.00	75.60	33.54	0.96	3.54	8.175e-10	1.980e-05
12.00	73.12	32.57	1.04	3.70	8.467e-12	0.001562
13.00	61.55	22.47	1.20	6.09	< 2.2e-16	0.0001847
14.00	57.69	19.34	0.46	4.33	9.687e-07	4.865e-06
15.00	62.55	25.10	0.84	5.54	< 2.2e-16	1.327e-06
16.00	68.85	32.55	0.89	3.84	1.044e-09	0.0001039
17.00	73.87	37.92	0.90	3.39	1.54e-08	0.001822
18.00	64.89	31.83	1.71	6.87	< 2.2e-16	0.001301
19.00	56.86	16.58	- 0.16	4.91	2.674e-09	0.02103
20.00	56.89	16.45	0.15	4.95	1.164e-09	0.2960
21.00	56.53	18.31	0.60	4.23	1.827e-07	0.2606
22.00	52.79	17.55	0.90	4.83	7.772e-16	0.01009
23.00	42.01	11.40	0.23	3.40	0.1338	0.006439
24.00	38.30	10.94	0.58	3.65	8.448e-05	0.06459
Campione intero	51.19	26.63	1.56	6.59	< 2.2e-16	< 2.2e-16

Tabella 3.1 : Indicatori di sintesi e p-value dei test

Errore. L'argomento parametro è sconosciuto.

Dall'analisi dei risultati contenuti nella tabella 3.1, si può notare che la distribuzione dell'intero campione è caratterizzata da asimmetria positiva ed è leptocurtica ($K > 3$). Anche nell'analisi delle 24 serie suddivise per ora, si riscontra asimmetria per la maggior parte positiva ed un indice di curtosi sempre superiore al 3 (eccetto per la serie relativa all'ora 8:00). Da evidenziare il fatto che durante il primo picco della giornata, ore 11:00, i prezzi elettrici presentano la media più alta e durante il secondo picco, ore 17:00, la più alta deviazione standard. L'ipotesi nulla di una distribuzione normale, testata attraverso il test statistico di Jarque-Bera, viene accettata al livello di significatività del 5% per le ore 8:00 e 23:00. Intuitivamente, questo suggerisce che modelli basati sull'assunzione di normalità applicati ai prezzi elettrici delle ore 8:00 e 23:00 hanno più possibilità di rappresentare accuratamente il processo generatore dei dati piuttosto che per le altre ore del giorno. Il test di Terasvirta ci porta comunque al rifiuto dell'ipotesi nulla per quasi tutte le serie, eccetto quelle delle ore 1:00-5:00, 20:00, 21:00, 24:00. Si è provato allora ad effettuare il test per queste serie utilizzando dei ritardi superiori ad uno, valore di *default*, che ci ha condotto a rifiutare l'ipotesi nulla. Questo significa che probabilmente, i modelli lineari non saranno adeguati per descrivere il comportamento delle serie dei prezzi in esame.

Errore. L'argomento parametro è sconosciuto.

3.3 Modelli utilizzati

Questa sezione presenta i risultati relativi all'applicazione dei modelli utilizzati per stimare la serie dei prezzi completa e le 24 serie relative alle diverse ore del giorno.

Sottolineiamo che lo scopo di questo lavoro è quello di verificare le *performance* previsive di modelli del tipo SARIMA-GARCH sulle serie dei prezzi dell'elettricità provenienti dal nuovo mercato IPEX.

In un lavoro del 2004, Cuaresma *et al.* hanno considerato dei semplici modelli lineari, tipo AR(1) e ARMA(p,q), per prevedere i prezzi orari dell'elettricità relativi al mercato *Leipzig Power Exchange*. Tali modelli vengono applicati all'intera serie oraria e alle 24 serie relative alle singole ore. Dai risultati di tali autori, si evince che si possono ottenere migliori *performance* previsive qualora si considerino separatamente le serie relative alle 24 ore del giorno.

Vogliamo verificare se ciò rimane vero anche per il nuovo mercato elettrico italiano. Considerando, tuttavia, che per la maggior parte di tali serie la volatilità non è costante nel tempo, ci è sembrato opportuno modellare, oltre la media, anche la varianza condizionale, aggiungendo quindi una componente di tipo ARCH nei nostri modelli.

La modellistica ARCH è stata uno dei primi approcci nello studio del fenomeno della "varianza che varia nel tempo", e si è sviluppata partendo dal concetto di eteroschedasticità condizionata

Errore. L'argomento parametro è sconosciuto.

e quindi di varianza condizionata all'informazione disponibile. Il primo a presentare un modello parametrico per la varianza del processo fu Engle nel 1982 introducendo il modello ARCH (*Autoregressive Conditional Heteroschedasticity*); nel 1986 fu invece Bollerslev ad estendere il modello precedente e a sviluppare il modello GARCH (*Generalized Autoregressive Conditional Heteroschedasticity*).

Modello ARCH

L'idea di base di un modello ARCH è che, con riferimento a serie finanziarie, il prezzo (o rendimento) corretto per la media, a_t , sia incorrelato ma dipendente, e la dipendenza di a_t possa essere descritta da una semplice funzione quadratica dei suoi valori ritardati. Nello specifico un modello ARCH(m) è costituito dalle seguenti equazioni:

$$a_t = \sigma_t \cdot \varepsilon_t$$
$$\sigma_t^2 = \alpha_0 + \alpha_1 a_{t-1}^2 + \dots + \alpha_m a_{t-m}^2$$

dove ε_t è una variabile casuale iid(0,1), normale o t di student;

$\alpha_0 > 0$ e $\alpha_i \geq 0$ per assicurare la positività di σ^2 .

I coefficienti α_i devono soddisfare alcuni vincoli per garantire che la varianza non condizionata di a_t sia finita.

Errore. L'argomento parametro è sconosciuto.

Modello GARCH

Bollerslev ebbe l'idea di definire un processo stocastico che potesse essere interpretato in maniera simile ad un modello ARMA, con una forma caratterizzata da un numero di parametri più limitato rispetto al modello ARCH. Se a_t è, come detto in precedenza, il prezzo corretto per la media, allora un modello GARCH(m,s) è dato da:

$$a_t = \sigma_t \cdot \varepsilon_t$$

$$\sigma_t^2 = \alpha_0 + \sum_{i=1}^m \alpha_i a_{t-i}^2 + \sum_{j=1}^s \beta_j \sigma_{t-j}^2$$

dove $\{\varepsilon_t\}$ è una sequenza di variabili casuali iid(0,1), eventualmente con distribuzione normale,

$$\alpha_0 > 0, \alpha_i \geq 0, \beta_i \geq 0, \sum_{i=1}^{\max(m,s)} (\alpha_i + \beta_i) < 1.$$

Le prime tre condizioni garantiscono la non negatività della varianza condizionata, l'ultima implica che la varianza non condizionata di a_t sia finita (stazionarietà di a_t). Chiaramente se $s=0$ il modello si riduce ad un ARCH(m).

La tabella 3.2 riporta i modelli che abbiamo identificato per le varie serie (in appendice vengono riportati i relativi correlogrammi e i risultati delle stime).

	MODELLO
SERIE 01	SARIMA (1,0,4)(1,0,0) ₇ + ARCH(1)
SERIE 02	SARIMA (1,0,0)(1,0,0) ₇ + ARCH(1)
SERIE 03	SARIMA (1,0,0)(1,0,0) ₇
SERIE 04	SARIMA (1,0,0)(1,0,0) ₇
SERIE 05	SARIMA (1,0,0)(1,0,0) ₇
SERIE 06	SARIMA (1,0,0)(1,0,0) ₇ + GARCH(1,1)
SERIE 07	SARIMA (1,0,0)(1,0,0) ₇ + ARCH(1)
SERIE 08	SARIMA (1,0,0)(1,0,1) ₇ + ARCH(1)
SERIE 09	SARIMA (1,0,0)(1,0,1) ₇ + ARCH(1)
SERIE 10	SARIMA (1,0,0)(2,0,0) ₇ + GARCH(1,1)
SERIE 11	SARIMA (1,0,0)(2,0,0) ₇ + GARCH(1,1)
SERIE 12	SARIMA (1,0,0)(2,0,0) ₇ + GARCH(1,1)
SERIE 13	SARIMA (1,0,0)(1,0,1) ₇ + GARCH(1,1)

Tabella 3.2 Modelli utilizzati

Errore. L'argomento parametro è sconosciuto.

	MODELLO
SERIE 14	SARIMA (1,0,0)(2,0,0) ₇ + GARCH(1,1)
SERIE 15	SARIMA (1,0,0)(2,0,0) ₇ + ARCH(1)
SERIE 16	SARIMA (1,0,0)(1,0,0) ₇ + GARCH(1,1)
SERIE 17	SARIMA (1,0,0)(2,0,0) ₇
SERIE 18	SARIMA (1,0,0)(1,0,0) ₇
SERIE 19	SARIMA (1,0,0)(2,0,0) ₇ + GARCH(1,1)
SERIE 20	SARIMA (1,0,0)(1,0,0) ₇ + GARCH(1,1)
SERIE 21	SARIMA (1,0,0)(1,0,0) ₇ + ARCH(1)
SERIE 22	SARIMA (1,0,0)(1,0,0) ₇ + GARCH(1,1)
SERIE 23	SARIMA (1,0,0)(1,0,0) ₇ + GARCH(1,1)
SERIE 24	SARIMA (1,0,0)(1,0,0) ₇ + ARCH(1)
SERIE INTERA	$(1-B^{168})(1-\phi_1B-\phi_2B^5)(1-\Phi B^{24})Y_t = (1-\theta B^{168})\varepsilon_t + \text{GARCH}(1,1)$

Tabella 3.2 Modelli utilizzati

Nell'analizzare le serie ora per ora ci siamo accorti che tutte presentavano due strani (anomali) picchi (*outlier*) verso il basso nel

Errore. L'argomento parametro è sconosciuto.

mese di maggio e abbiamo controllato i prezzi di quel periodo riscontrando che in due domeniche consecutive esattamente il 23 e il 30 Maggio i prezzi relativi erano particolarmente bassi. Abbiamo provato allora a sostituire tali valori con la media dei prezzi per singola ora delle altre domeniche, ma i risultati finali non cambiavano di molto e quindi si è preferito lavorare con il dataset originale.

Come si può notare dalla tabella 3.2, alcune serie non presentano la parte per modellare la varianza in quanto attraverso il test LM di Engle abbiamo accettato l'ipotesi nulla³. Le funzioni di autocorrelazione dei residui al quadrato di tali serie, tuttavia, risultano significativamente diverse da zero al ritardo 7, tale comportamento non riesce però ad essere spiegato attraverso l'uso dei modelli della famiglia ARCH.

Per quanto riguarda la serie intera, abbiamo provato ad adattare diversi modelli tuttavia non arrivando però a buone conclusioni in quanto le autocorrelazioni dei residui come si può notare dalla figura 3.3 non sono indipendenti, infatti, il test di Ljung-Box rifiuta sempre l'ipotesi nulla. Abbiamo allora preferito scegliere quel modello più parsimonioso in termini di parametri e che riuscisse meglio a rappresentare i nostri dati. Sempre nella figura 3.3 si può osservare che la persistenza dei residui al quadrato è stata catturata solo in parte dall'inserimento della parte GARCH nel

³ Questo test fu proposto da Engle per rilevare la presenza di effetti arch, ovvero per verificare se la varianza è costante. Tale test è basato sull' R^2 di una regressione ausiliaria, sotto l'ipotesi nulla di un processo generatore lineare, la statistica test è data da $N \cdot R^2$ e si distribuisce asintoticamente come un χ^2

modello infatti a partire dall'autocorrelazione significativa al ritardo 24 il test di Ljung-Box rifiuta l'ipotesi di indipendenza dei residui. Probabilmente la parte non spiegata sia per la media che per la varianza condizionata è dovuta a qualche componente non lineare che dovrebbe essere inserita nel modello.

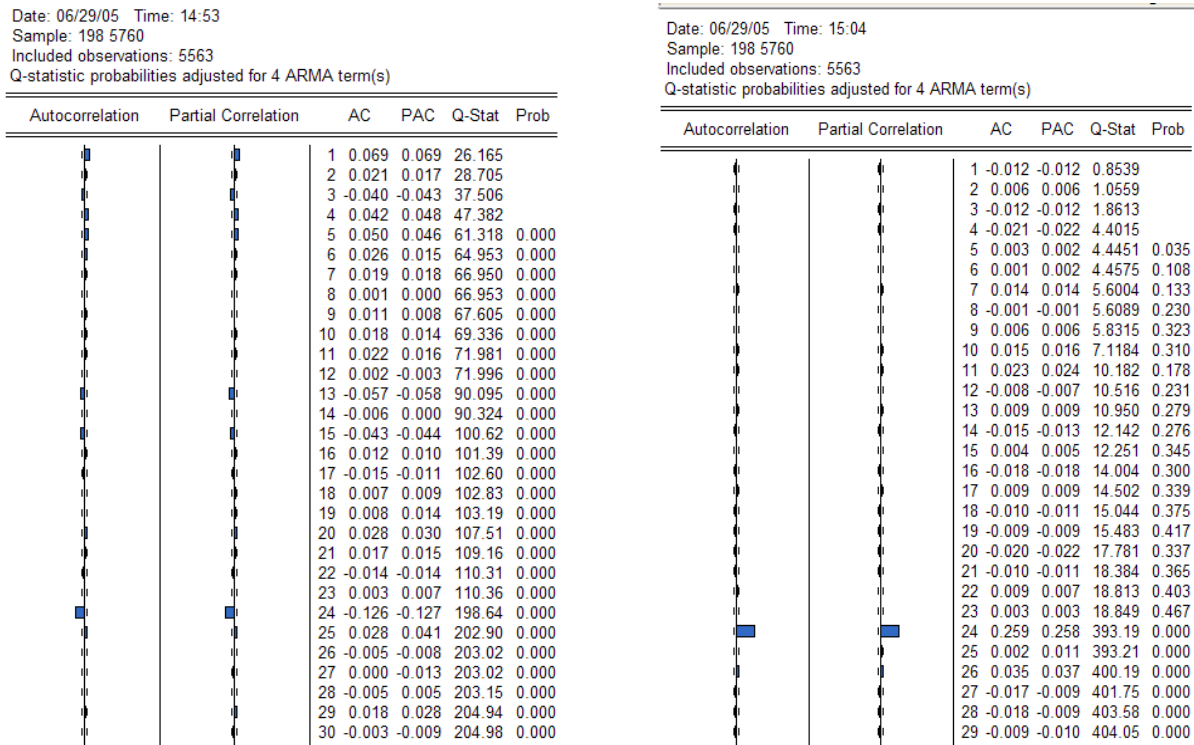


Figura 3.3 Correlogrammi dei residui e dei residui²

Ricordiamo inoltre che le stime dei parametri sono state ottenute attraverso la procedura di massima verosimiglianza la cui ipotesi fondamentale è che gli errori siano normalmente distribuiti, questo però non è sempre aderente alla realtà. A causa di questa peculiarità riscontrata in tutte le nostre serie siamo ricorsi all'utilizzo della correzione di Bollerslev-Wooldrige fornita dal pacchetto statistico *Eviews* la quale ristima il modello attraverso

Errore. L'argomento parametro è sconosciuto.

una procedura di quasi massima verosimiglianza ottenuta attraverso degli standard error più robusti.

3.4 Previsioni

In questa sezione vengono riportati i risultati ottenuti dalla previsione effettuata sulle singole serie. Si tratta di una previsione ex-post cioè si tengono a disposizione un certo numero di osservazioni per il periodo di previsione così che i valori previsti dal modello possono essere direttamente confrontati con i valori osservati. Abbiamo quindi diviso l'insieme informativo in due sottoinsiemi: il primo da 1 a T viene utilizzato per la costruzione del modello; il secondo da T+1 a T* viene utilizzato per il confronto tra valori previsti e valori osservati. Per ogni serie si è allora stimato il modello fino al 27/11/04 per poi prevederne le restanti due settimane per un totale di 336 previsioni.

L'analisi dell'accuratezza delle previsioni è di fondamentale importanza. Si opera un confronto tra valori previsti e quelli realmente osservati e si valuta l'entità degli scostamenti di previsione in base ad alcuni indici di accuratezza. Gli scostamenti dalle previsioni o errori di previsione, sono così definiti:

$e_t = \text{valore vero} - \text{valore previsto}$

Gli indici utilizzati sono:

- a) EM errore medio

Errore. L'argomento parametro è sconosciuto.

- b) EMA errore medio assoluto
- c) MSE errore quadratico medio

	Serie orarie	Serie intera
EM	-4,05	-1.04
EMA	11,02	11,68
RMSE	19,62	22,23

Tabella 3.3 Indici di previsione

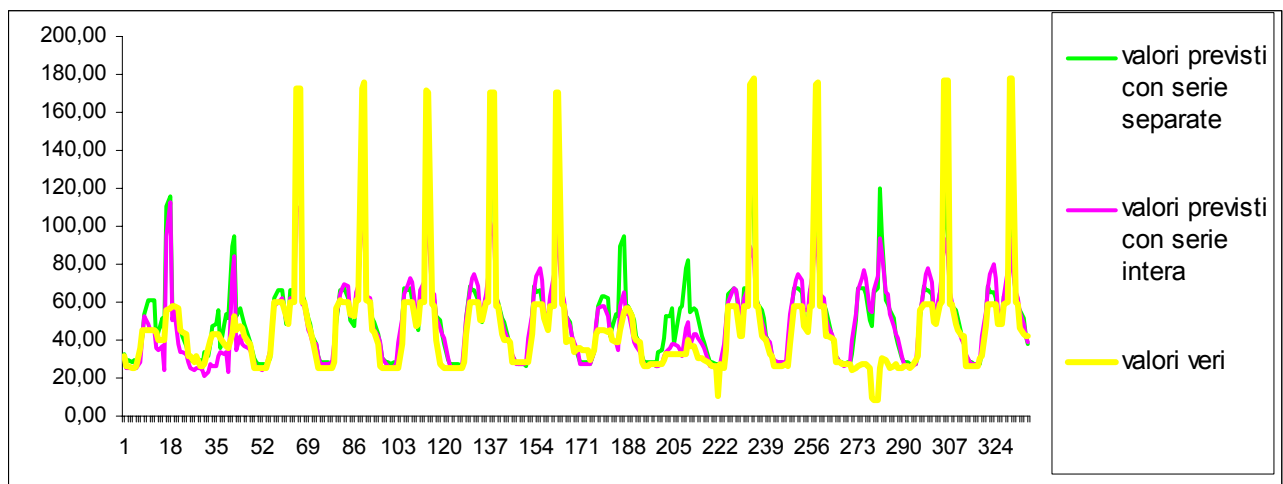


Figura 3.4 Grafico delle previsioni

Come si può osservare analizzando gli indici di bontà delle previsioni, sembra che la tecnica di modellare separatamente le diverse ore del giorno porti a migliori risultati previsionali.

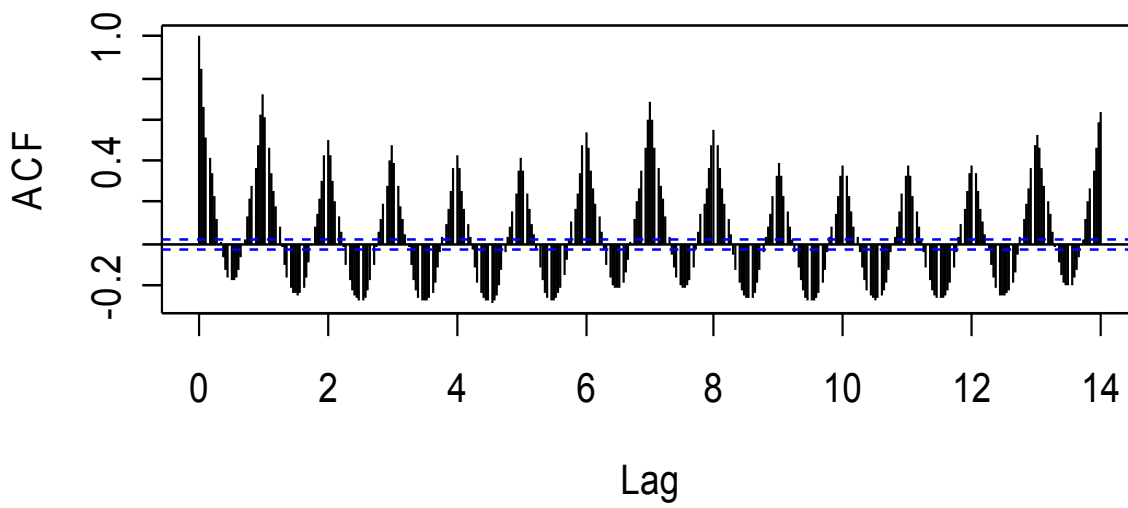
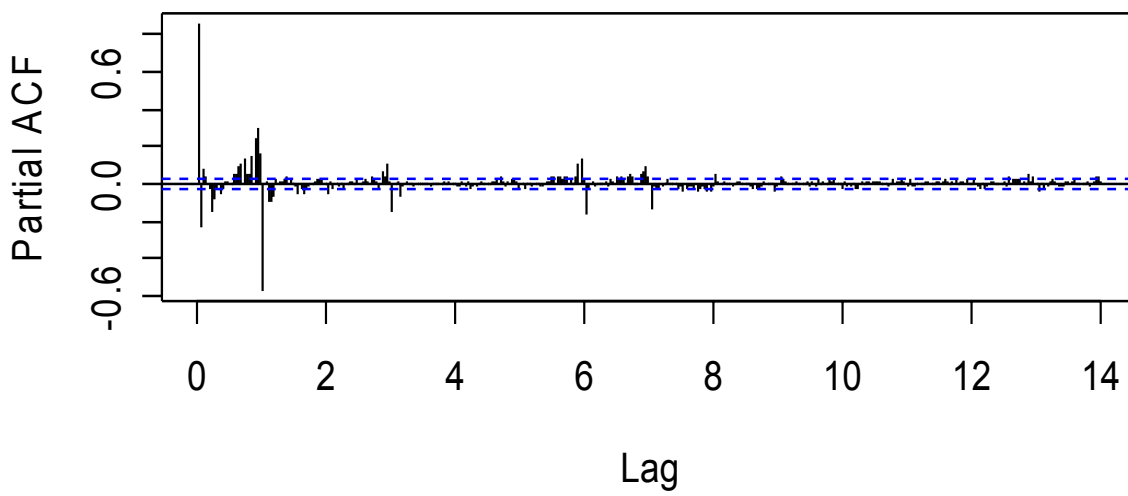
Errore. L'argomento parametro è sconosciuto.

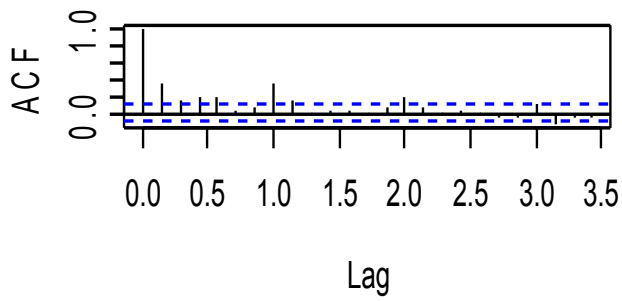
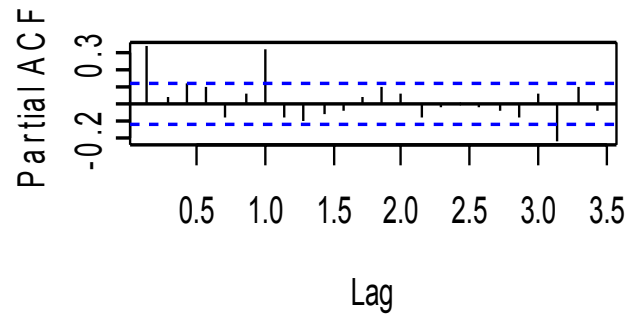
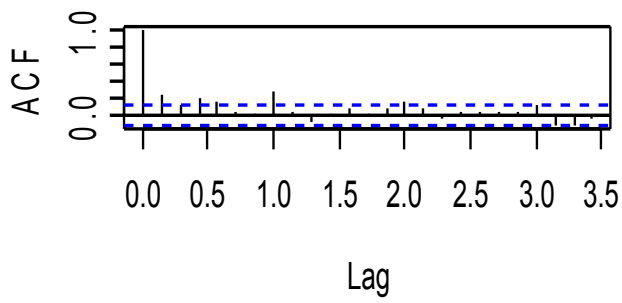
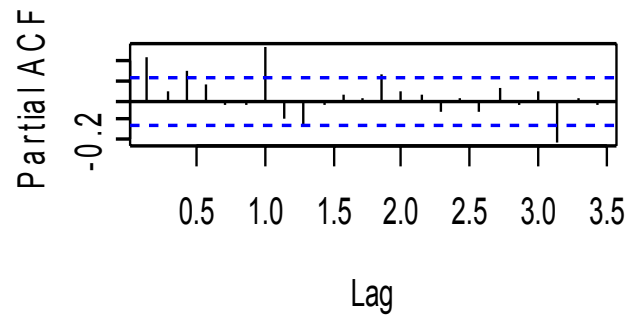
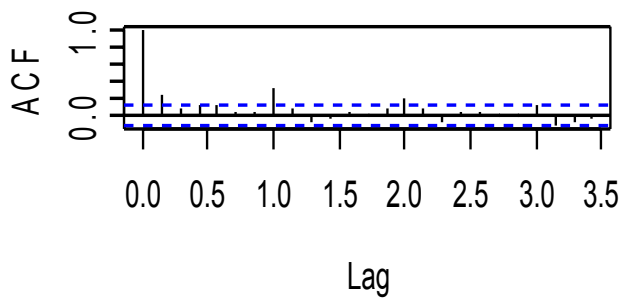
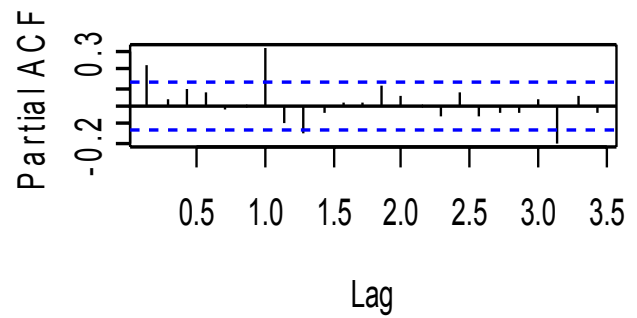
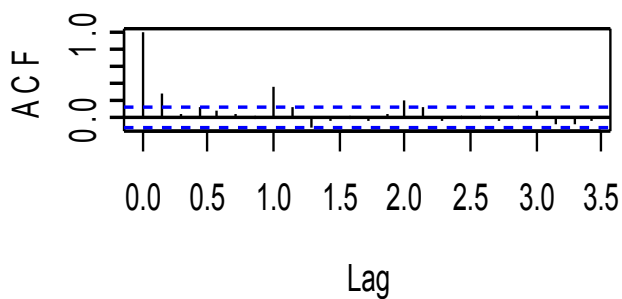
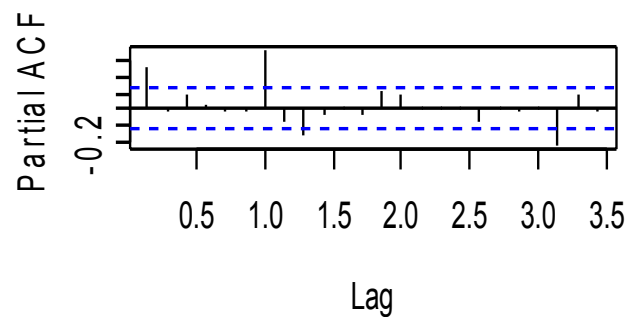
CONCLUSIONI

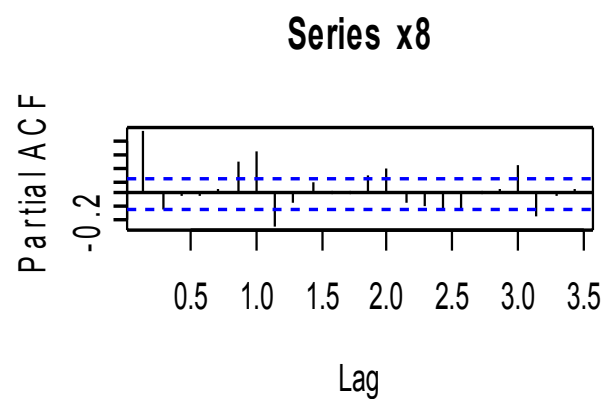
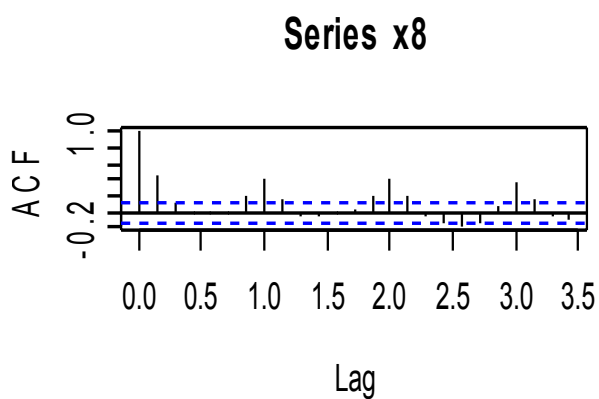
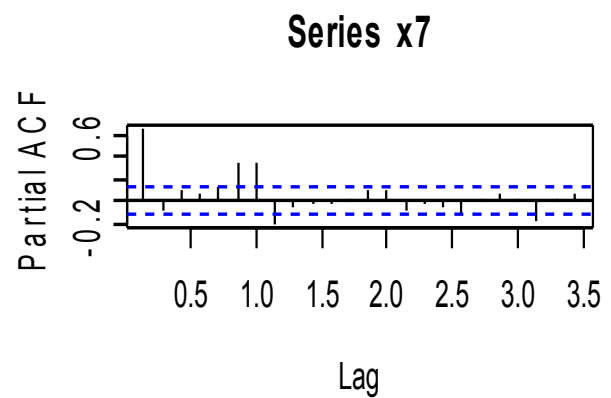
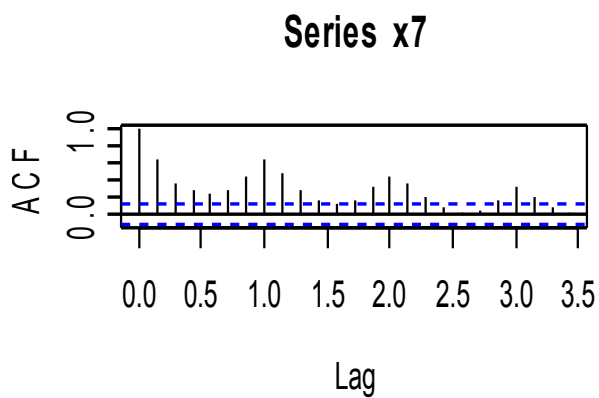
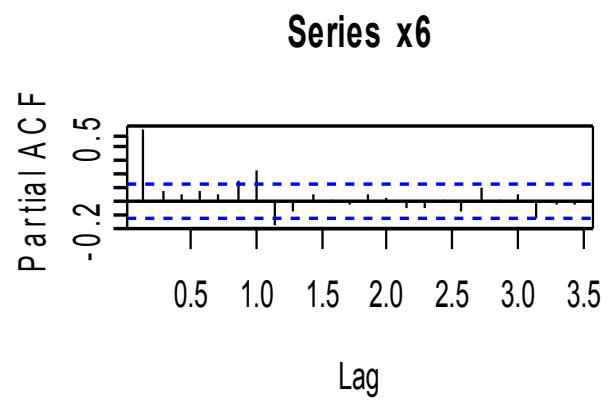
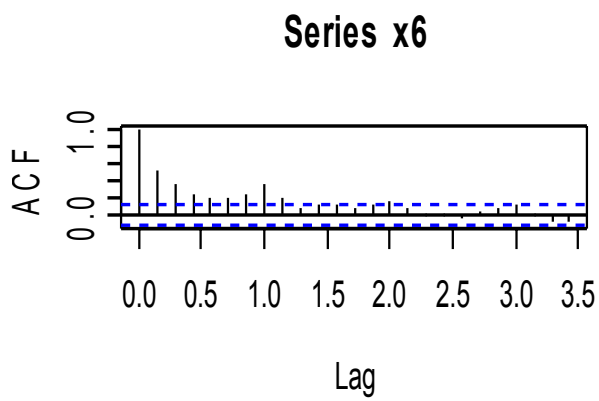
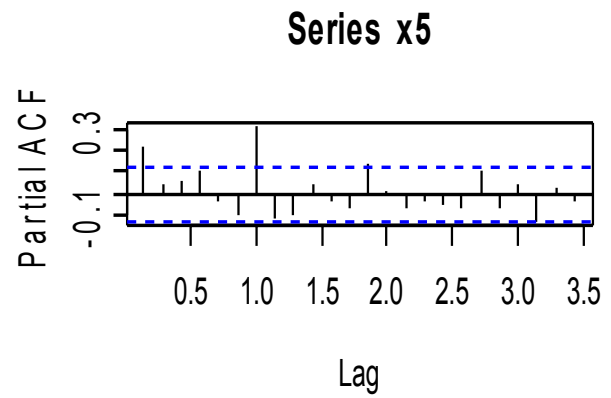
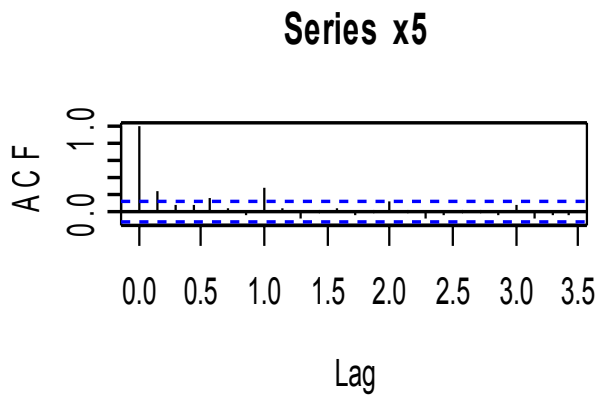
Nella prima parte di questa tesi abbiamo passato in rassegna i diversi cambiamenti avvenuti nell'ultimo decennio nel settore elettrico, con particolare riferimento al processo di liberalizzazione verificatosi in Italia. Una delle conseguenze di tale processo consiste nell'accresciuto interesse verso modelli statistico/econometrici dei prezzi dell'elettricità al fine di prevederne l'andamento futuro. Ed è proprio questo che ci siamo prefissati nell'analizzare il mercato IPEX: trovare un modello, possibilmente semplice, capace di descrivere bene i nostri dati, ma che, soprattutto, abbia buone capacità previsive. Basandoci su un lavoro di Cuaresma *et al.* (2004), abbiamo diviso la serie oraria dei prezzi, in 24 serie, ognuna relativa ad ogni ora del giorno, abbiamo, quindi, identificato un modello del tipo SARIMA-GARCH per ogni singola serie e per la serie completa ed abbiamo, infine, confrontato le previsioni ottenute dal singolo modello con quelle ottenute dai 24 modelli relativi alle diverse ore del giorno. I risultati ottenuti indicano che la strategia di modellare

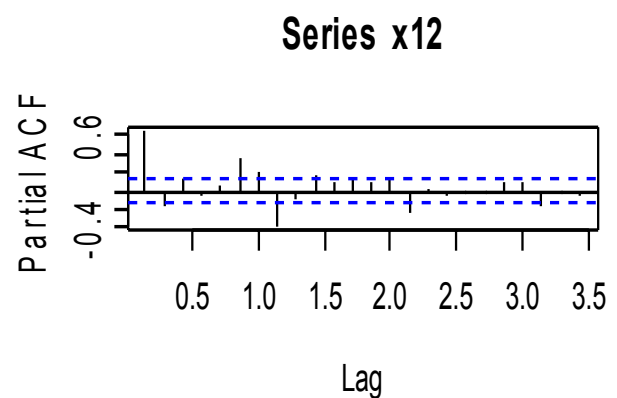
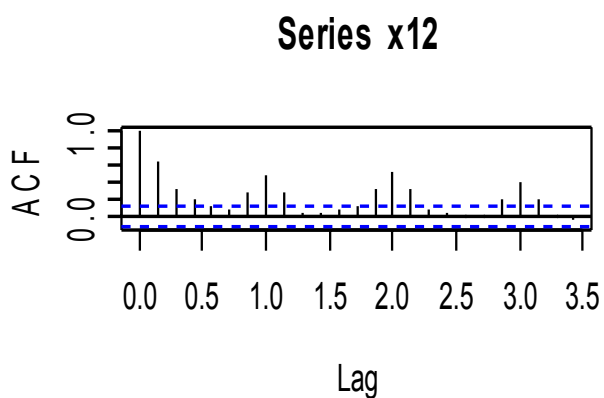
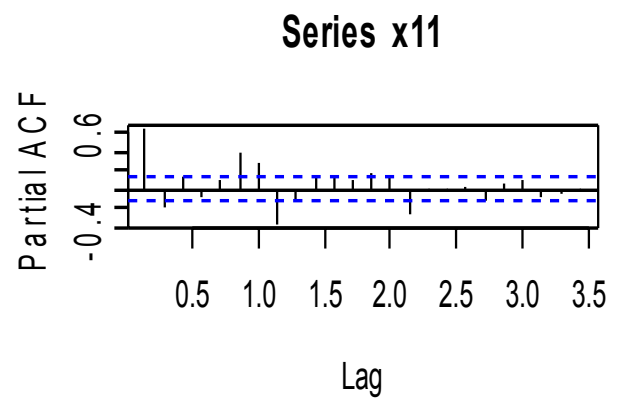
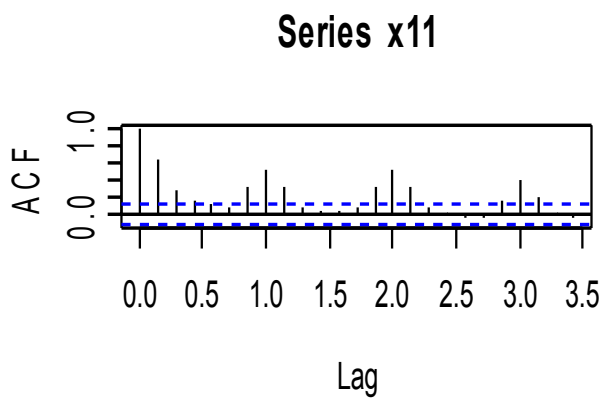
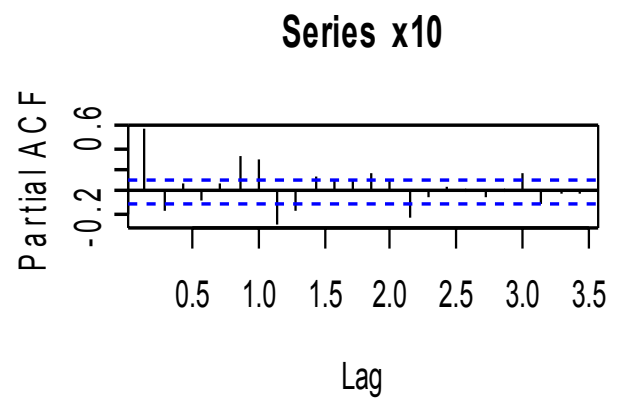
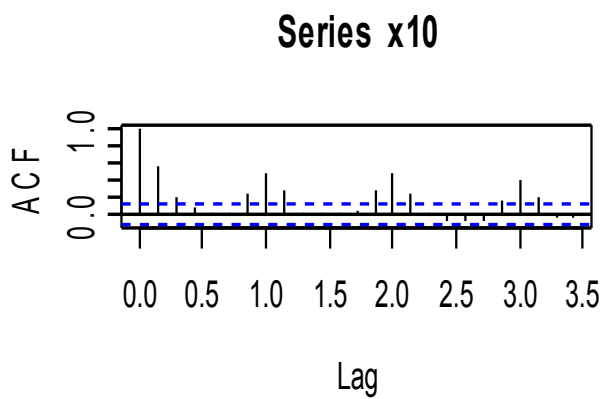
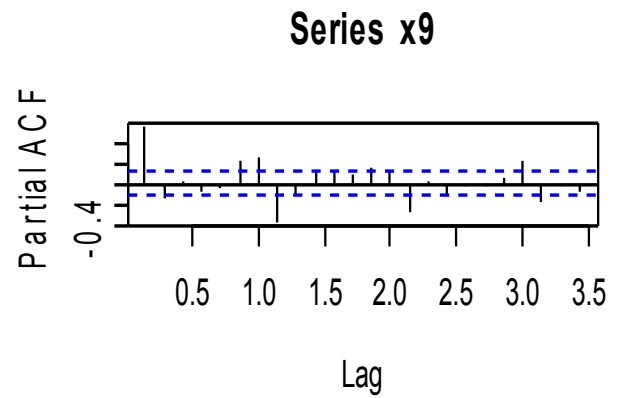
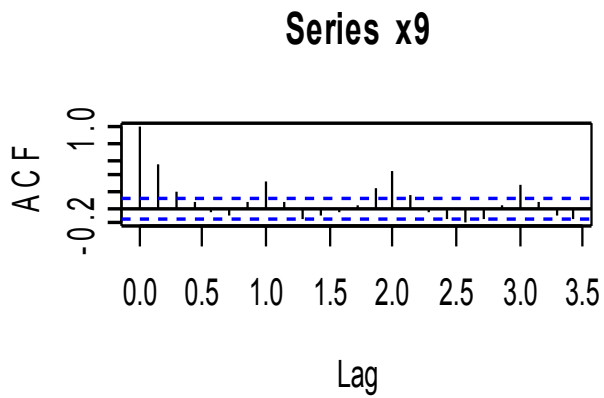
separatamente le diverse ore del giorno aumenta significativamente la bontà delle previsioni rispetto a quelle ottenute con un modello sulla singola serie. I nostri risultati confermano, pertanto, quanto ottenuto da Cuaresma *et al.* che con semplici modelli lineari, senza tener conto della caratteristica di volatilità non costante nel tempo, hanno modellato i prezzi dell'elettricità del mercato tedesco.

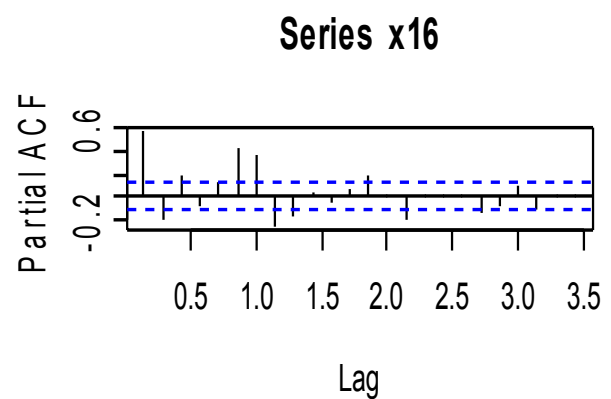
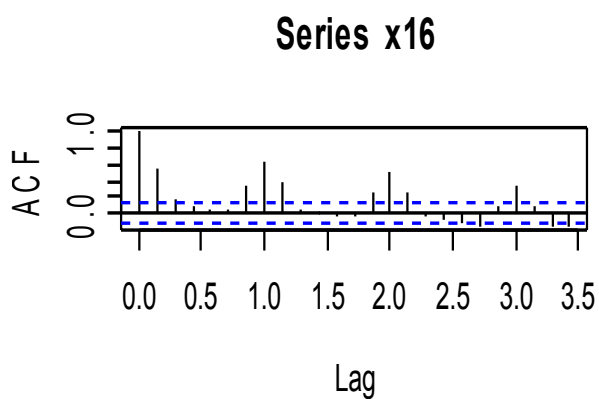
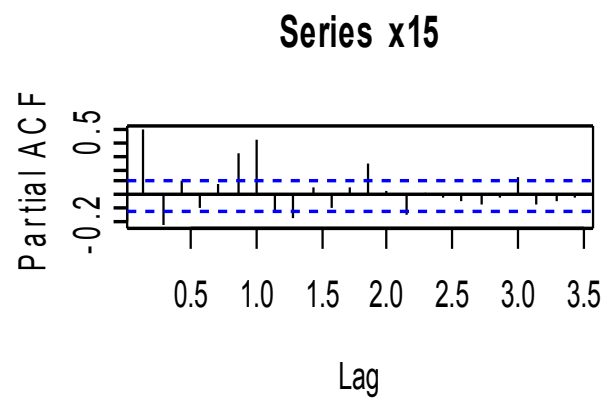
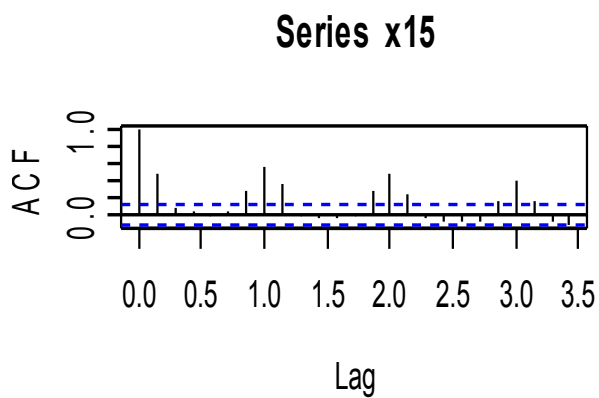
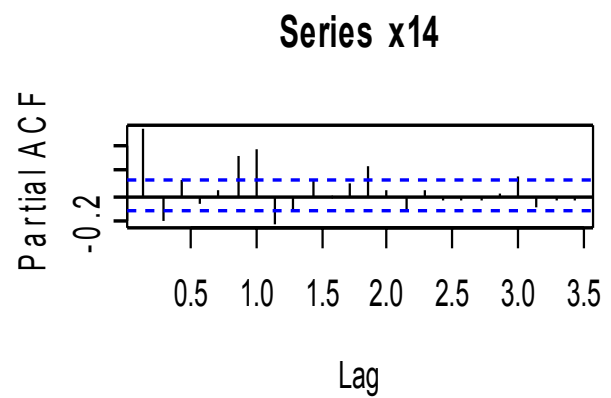
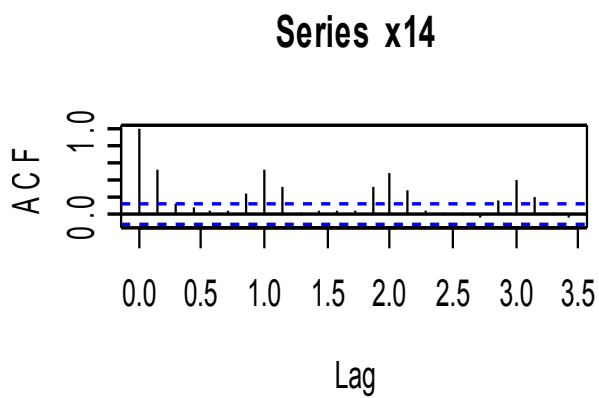
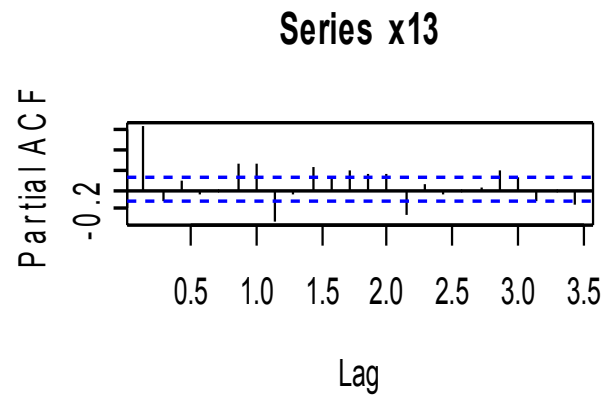
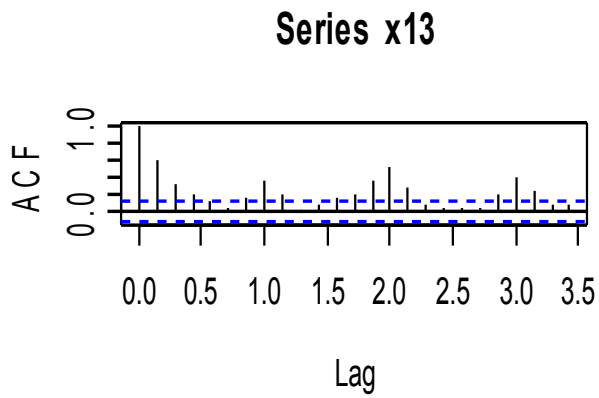
Siamo, comunque, consapevoli che i modelli da noi utilizzati non tengono in considerazione molte caratteristiche delle serie dei prezzi elettrici, in particolare quelle di non linearità nel processo per la media condizionale, ma, concludendo, possiamo dire che il lavoro svolto può essere considerato come un primo passo verso la direzione di ricercare modelli più sofisticati che tengano in considerazione anche tali eventuali non linearità.

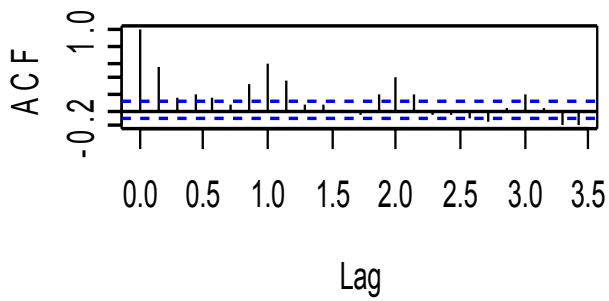
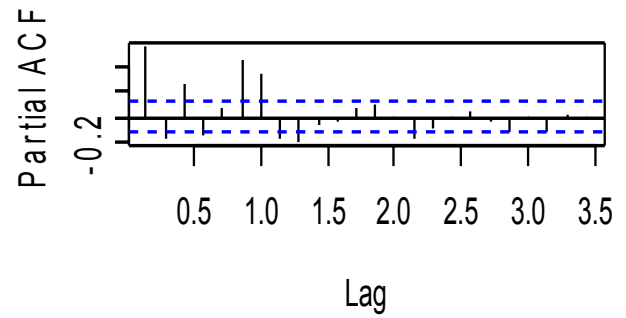
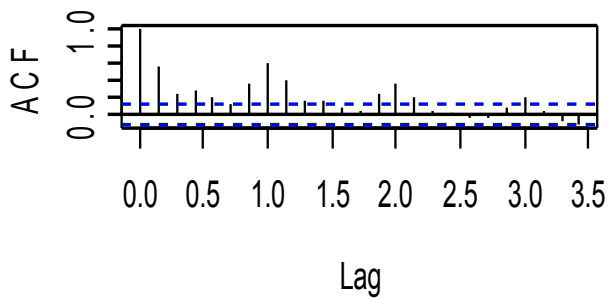
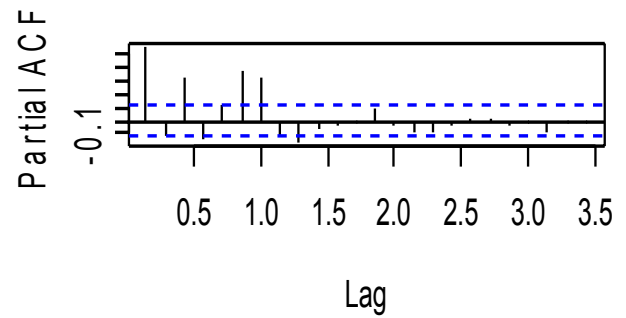
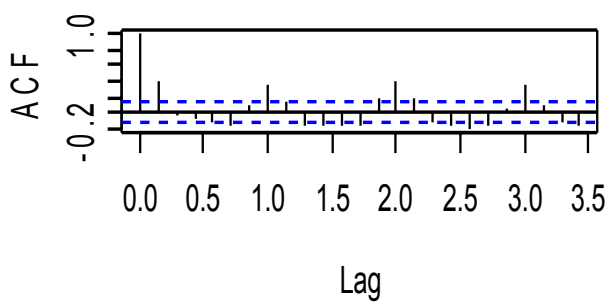
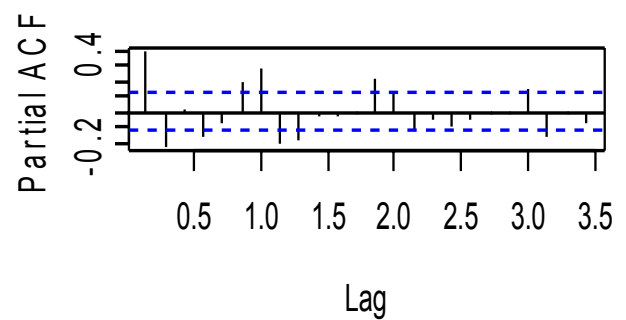
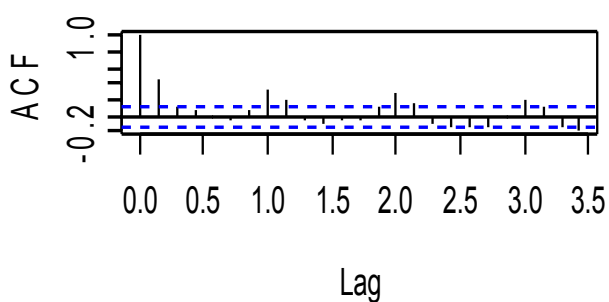
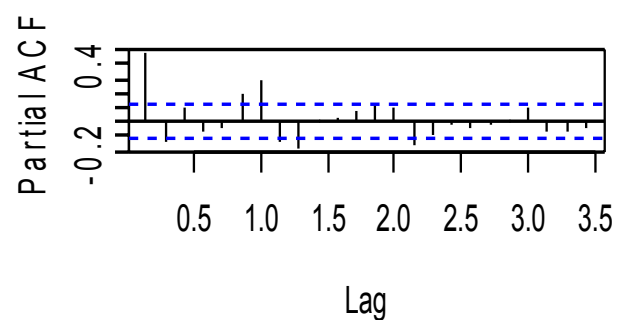
APPENDICE**Series prezzi****Series prezzi**

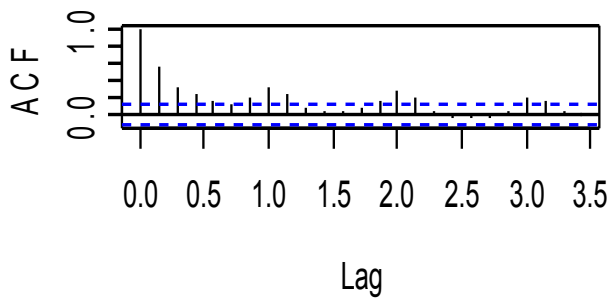
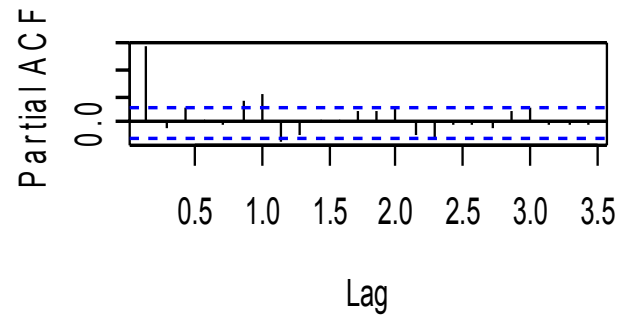
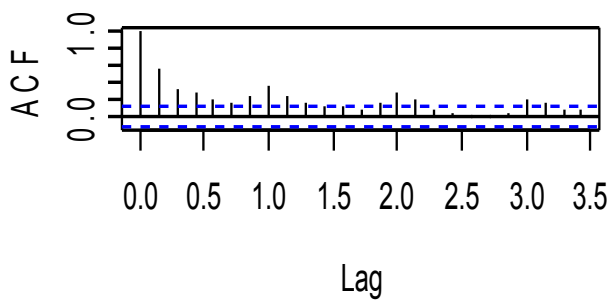
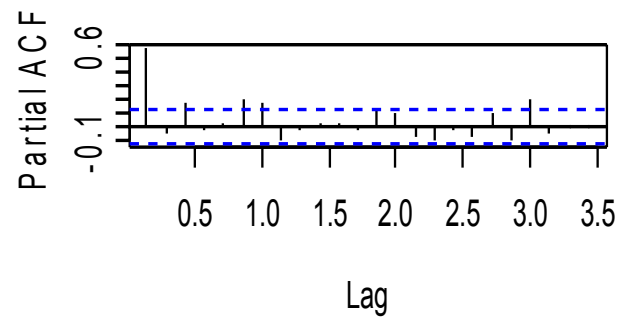
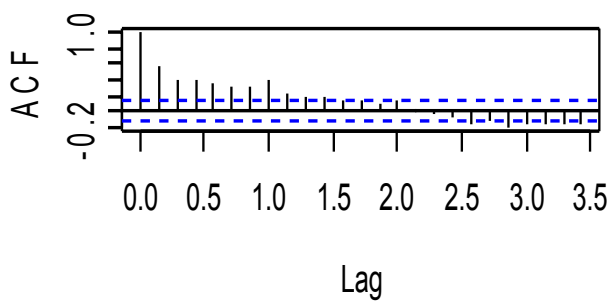
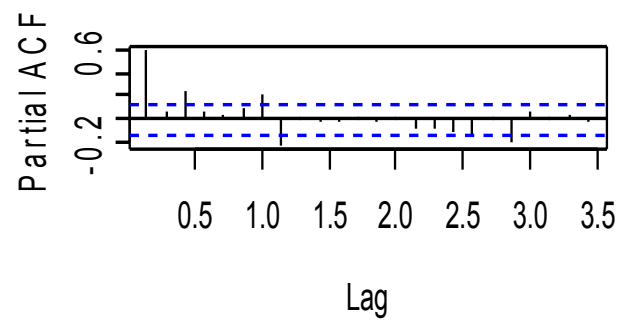
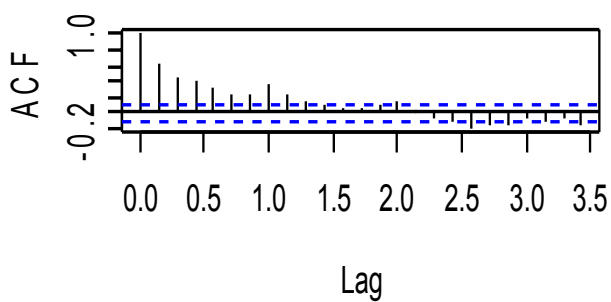
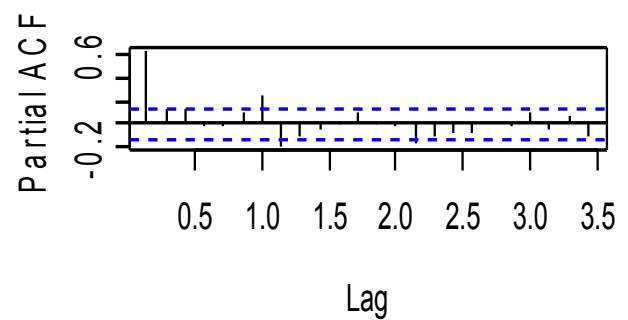
Series x1**Series x1****Series x2****Series x2****Series x3****Series x3****Series x4****Series x4**







Series x17**Series x17****Series x18****Series x18****Series x19****Series x19****Series x20****Series x20**

Series x21**Series x21****Series x22****Series x22****Series x23****Series x23****Series x24****Series x24**

Dependent Variable: S1

Method: ML - ARCH (Marquardt)

Date: 06/09/05 Time: 16:00

Sample(adjusted): 9/04/2004 26/11/2004

Included observations: 232 after adjusting endpoints

Convergence achieved after 60 iterations

Bollerslev-Wooldrige robust standard errors & covariance

MA backcast: 5/04/2004 8/04/2004, Variance backcast: ON

	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	31.13840	0.967692	32.17802	0.0000
AR(1)	0.579782	0.088295	6.566404	0.0000
SAR(7)	0.205085	0.059780	3.430653	0.0006
MA(4)	0.147727	0.047893	3.084548	0.0020
Variance Equation				
C	14.58434	4.541740	3.211180	0.0013
ARCH(1)	0.638855	0.234893	2.719771	0.0065

Dependent Variable: S2

Method: ML - ARCH (Marquardt)

Date: 06/09/05 Time: 15:57

Sample(adjusted): 9/04/2004 26/11/2004

Included observations: 232 after adjusting endpoints

Convergence achieved after 44 iterations

Bollerslev-Wooldrige robust standard errors & covariance

Variance backcast: ON

	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	28.66929	0.799846	35.84350	0.0000
AR(1)	0.461813	0.074424	6.205130	0.0000
SAR(7)	0.229087	0.069630	3.290067	0.0010
Variance Equation				
C	13.22289	5.657823	2.337098	0.0194
ARCH(1)	0.933194	0.448775	2.079425	0.0376

Dependent Variable: S3

Method: Least Squares

Date: 06/16/05 Time: 20:17

Sample(adjusted): 9/04/2004 26/11/2004

Included observations: 232 after adjusting endpoints

Convergence achieved after 4 iterations

White Heteroskedasticity-Consistent Standard Errors & Covariance

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	28.27482	0.672145	42.06652	0.0000
AR(1)	0.256288	0.078178	3.278281	0.0012
SAR(7)	0.332251	0.105970	3.135337	0.0019

Dependent Variable: S4

Method: Least Squares

Date: 06/16/05 Time: 20:30

Sample(adjusted): 9/04/2004 26/11/2004

Included observations: 232 after adjusting endpoints

Convergence achieved after 5 iterations

White Heteroskedasticity-Consistent Standard Errors & Covariance

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	27.80326	0.695478	39.97718	0.0000
AR(1)	0.305055	0.082640	3.691358	0.0003
SAR(7)	0.368041	0.105094	3.502033	0.0006

Dependent Variable: S5

Method: Least Squares

Date: 06/16/05 Time: 20:28

Sample(adjusted): 9/04/2004 26/11/2004

Included observations: 232 after adjusting endpoints

Convergence achieved after 5 iterations

White Heteroskedasticity-Consistent Standard Errors & Covariance

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	27.88299	0.678320	41.10599	0.0000
AR(1)	0.294149	0.074773	3.933916	0.0001
SAR(7)	0.334901	0.106370	3.148450	0.0019

Dependent Variable: S6

Method: ML - ARCH (Marquardt)

Date: 06/09/05 Time: 15:59

Sample(adjusted): 9/04/2004 26/11/2004

Included observations: 232 after adjusting endpoints

Convergence achieved after 68 iterations

Bollerslev-Wooldrige robust standard errors & covariance

Variance backcast: ON

	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	26.92460	0.602027	44.72327	0.0000
AR(1)	0.642787	0.082376	7.803078	0.0000
SAR(7)	0.246938	0.122996	2.007697	0.0447

Variance Equation

	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	0.087288	0.130174	0.670551	0.5025
ARCH(1)	0.195866	0.085463	2.291831	0.0219
GARCH(1)	0.856782	0.054786	15.63875	0.0000

Dependent Variable: S7

Method: ML - ARCH (Marquardt)

Date: 06/09/05 Time: 20:31

Sample(adjusted): 9/04/2004 26/11/2004

Included observations: 232 after adjusting endpoints

Convergence achieved after 13 iterations

Bollerslev-Wooldrige robust standard errors & covariance

Variance backcast: ON

	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	33.53187	1.859723	18.03058	0.0000
AR(1)	0.564510	0.068162	8.281906	0.0000
SAR(7)	0.445126	0.051902	8.576318	0.0000
Variance Equation				
C	25.67482	4.714364	5.446084	0.0000
ARCH(1)	0.883995	0.205949	4.292303	0.0000

Dependent Variable: S8

Method: ML - ARCH (Marquardt)

Date: 06/14/05 Time: 23:10

Sample(adjusted): 9/04/2004 26/11/2004

Included observations: 232 after adjusting endpoints

Failure to improve Likelihood after 9 iterations

Bollerslev-Wooldrige robust standard errors & covariance

MA backcast: 2/04/2004 8/04/2004, Variance backcast: ON

	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	46.35569	7.922184	5.851377	0.0000
AR(1)	0.564497	0.058895	9.584799	0.0000
SAR(7)	0.975924	0.007733	126.2044	0.0000
MA(7)	-0.974932	0.006729	-144.8819	0.0000
Variance Equation				
C	90.25181	18.56717	4.860827	0.0000
ARCH(1)	0.339640	0.122521	2.772100	0.0056

Dependent Variable: S9

Method: ML - ARCH (Marquardt)

Date: 06/09/05 Time: 16:00

Sample(adjusted): 9/04/2004 26/11/2004

Included observations: 232 after adjusting endpoints

Convergence achieved after 33 iterations

Bollerslev-Wooldrige robust standard errors & covariance

MA backcast: 2/04/2004 8/04/2004, Variance backcast: ON

	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	71.44777	10.20975	6.997997	0.0000
AR(1)	0.597837	0.057302	10.43305	0.0000
SAR(7)	0.984217	0.006915	142.3347	0.0000
MA(7)	-0.982163	0.006176	-159.0229	0.0000
Variance Equation				
C	78.73201	14.84733	5.302772	0.0000
ARCH(1)	0.759299	0.260213	2.917991	0.0035

Dependent Variable: S10

Method: ML - ARCH (Marquardt)

Date: 06/09/05 Time: 15:55

Sample(adjusted): 16/04/2004 26/11/2004

Included observations: 225 after adjusting endpoints

Convergence achieved after 20 iterations

Bollerslev-Wooldrige robust standard errors & covariance

Variance backcast: ON

	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	67.80283	8.817481	7.689591	0.0000
AR(1)	0.619632	0.071157	8.707968	0.0000
SAR(7)	0.464776	0.054709	8.495367	0.0000
SAR(14)	0.258834	0.049970	5.179769	0.0000
Variance Equation				
C	26.11658	19.85628	1.315281	0.1884
ARCH(1)	0.374910	0.123482	3.036153	0.0024
GARCH(1)	0.618187	0.121759	5.077122	0.0000

Dependent Variable: S11

Method: ML - ARCH (Marquardt)

Date: 06/14/05 Time: 16:08

Sample(adjusted): 16/04/2004 26/11/2004

Included observations: 225 after adjusting endpoints

Convergence achieved after 19 iterations

Variance backcast: ON

	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	69.37446	9.775316	7.096902	0.0000
AR(1)	0.620349	0.045495	13.63557	0.0000
SAR(7)	0.436701	0.053866	8.107133	0.0000
SAR(14)	0.323747	0.050664	6.390143	0.0000
Variance Equation				
C	16.66663	7.846196	2.124166	0.0337
ARCH(1)	0.262042	0.070874	3.697299	0.0002
GARCH(1)	0.724837	0.060673	11.94666	0.0000

Dependent Variable: S12

Method: ML - ARCH (Marquardt)

Date: 06/14/05 Time: 16:09

Sample(adjusted): 16/04/2004 26/11/2004

Included observations: 225 after adjusting endpoints

Convergence achieved after 19 iterations

Bollerslev-Wooldrige robust standard errors & covariance

Variance backcast: ON

	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	66.90013	10.86667	6.156453	0.0000
AR(1)	0.627982	0.068460	9.172980	0.0000
SAR(7)	0.408163	0.059754	6.830739	0.0000
SAR(14)	0.317310	0.064438	4.924289	0.0000
Variance Equation				
C	29.23342	16.80437	1.739632	0.0819
ARCH(1)	0.204108	0.068496	2.979852	0.0029
GARCH(1)	0.735104	0.069766	10.53669	0.0000

Dependent Variable: S13

Method: ML - ARCH (Marquardt)

Date: 06/09/05 Time: 15:55

Sample(adjusted): 9/04/2004 26/11/2004

Included observations: 232 after adjusting endpoints

Convergence achieved after 60 iterations

Bollerslev-Wooldrige robust standard errors & covariance

MA backcast: 2/04/2004 8/04/2004, Variance backcast: ON

	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	32.79619	10.01661	3.274180	0.0011
AR(1)	0.614567	0.062934	9.765251	0.0000
SAR(7)	0.962317	0.011263	85.43996	0.0000
MA(7)	-0.857316	0.032175	-26.64574	0.0000
Variance Equation				
C	2.101442	2.483563	0.846140	0.3975
ARCH(1)	0.091423	0.043062	2.123040	0.0338
GARCH(1)	0.896975	0.035215	25.47165	0.0000

Dependent Variable: S14

Method: ML - ARCH (Marquardt)

Date: 06/14/05 Time: 16:11

Sample(adjusted): 16/04/2004 26/11/2004

Included observations: 225 after adjusting endpoints

Convergence achieved after 24 iterations

Bollerslev-Wooldrige robust standard errors & covariance

Variance backcast: ON

	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	53.64504	4.587815	11.69294	0.0000
AR(1)	0.530777	0.071310	7.443263	0.0000
SAR(7)	0.436288	0.068931	6.329314	0.0000
SAR(14)	0.194997	0.063824	3.055231	0.0022
Variance Equation				
C	4.397630	4.588049	0.958497	0.3378
ARCH(1)	0.103577	0.035142	2.947367	0.0032
GARCH(1)	0.867741	0.053576	16.19656	0.0000

Dependent Variable: S15

Method: ML - ARCH (Marquardt)

Date: 06/14/05 Time: 16:12

Sample(adjusted): 16/04/2004 26/11/2004

Included observations: 225 after adjusting endpoints

Convergence achieved after 19 iterations

Bollerslev-Wooldrige robust standard errors & covariance

Variance backcast: ON

	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	68.73691	7.827701	8.781238	0.0000
AR(1)	0.563019	0.076250	7.383841	0.0000
SAR(7)	0.481225	0.073116	6.581637	0.0000
SAR(14)	0.198988	0.058561	3.397972	0.0007
Variance Equation				
C	168.8370	33.14818	5.093401	0.0000
ARCH(1)	0.624828	0.202499	3.085581	0.0020

Dependent Variable: S16

Method: ML - ARCH (Marquardt)

Date: 06/09/05 Time: 15:56

Sample(adjusted): 9/04/2004 26/11/2004

Included observations: 232 after adjusting endpoints

Convergence achieved after 18 iterations

Bollerslev-Wooldrige robust standard errors & covariance

Variance backcast: ON

	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	69.10833	5.784740	11.94666	0.0000
AR(1)	0.490366	0.067509	7.263768	0.0000
SAR(7)	0.643870	0.052266	12.31903	0.0000
Variance Equation				
C	79.73977	39.40700	2.023493	0.0430
ARCH(1)	0.590057	0.148901	3.962745	0.0001
GARCH(1)	0.340740	0.159402	2.137618	0.0325

Dependent Variable: S17

Method: Least Squares

Date: 06/14/05 Time: 16:14

Sample(adjusted): 16/04/2004 26/11/2004

Included observations: 225 after adjusting endpoints

Convergence achieved after 7 iterations

White Heteroskedasticity-Consistent Standard Errors & Covariance

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	81.88290	17.00906	4.814076	0.0000
AR(1)	0.673984	0.077395	8.708359	0.0000
SAR(7)	0.450431	0.090920	4.954157	0.0000
SAR(14)	0.297833	0.071905	4.142014	0.0000

Dependent Variable: S18

Method: Least Squares

Date: 06/14/05 Time: 16:15

Sample(adjusted): 9/04/2004 26/11/2004

Included observations: 232 after adjusting endpoints

Convergence achieved after 5 iterations

White Heteroskedasticity-Consistent Standard Errors & Covariance

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	65.20575	6.900006	9.450100	0.0000
AR(1)	0.636800	0.078336	8.129120	0.0000
SAR(7)	0.540626	0.077536	6.972626	0.0000

Dependent Variable: S19

Method: ML - ARCH (Marquardt)

Date: 06/14/05 Time: 16:17

Sample(adjusted): 16/04/2004 26/11/2004

Included observations: 225 after adjusting endpoints

Convergence achieved after 33 iterations

Bollerslev-Wooldrige robust standard errors & covariance

Variance backcast: ON

	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	57.70350	3.022413	19.09186	0.0000
AR(1)	0.420304	0.077081	5.452785	0.0000
SAR(7)	0.383824	0.059244	6.478667	0.0000
SAR(14)	0.220565	0.074532	2.959334	0.0031
Variance Equation				
C	44.70952	19.60651	2.280341	0.0226
ARCH(1)	0.330846	0.099898	3.311856	0.0009
GARCH(1)	0.436248	0.152819	2.854674	0.0043

Dependent Variable: S20

Method: ML - ARCH (Marquardt)

Date: 06/09/05 Time: 15:57

Sample(adjusted): 9/04/2004 26/11/2004

Included observations: 232 after adjusting endpoints

Convergence achieved after 19 iterations

Bollerslev-Wooldrige robust standard errors & covariance

Variance backcast: ON

	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	57.13091	2.438286	23.43077	0.0000
AR(1)	0.473194	0.085735	5.519245	0.0000
SAR(7)	0.403039	0.057472	7.012852	0.0000
Variance Equation				
C	39.43391	18.50966	2.130450	0.0331
ARCH(1)	0.330701	0.117964	2.803401	0.0051
GARCH(1)	0.468978	0.154064	3.044046	0.0023

Dependent Variable: S21

Method: ML - ARCH (Marquardt)

Date: 06/09/05 Time: 15:57

Sample(adjusted): 9/04/2004 26/11/2004

Included observations: 232 after adjusting endpoints

Convergence achieved after 16 iterations

Bollerslev-Wooldrige robust standard errors & covariance

Variance backcast: ON

	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	57.84461	2.703752	21.39420	0.0000
AR(1)	0.524008	0.090691	5.777923	0.0000
SAR(7)	0.323685	0.065968	4.906669	0.0000
Variance Equation				
C	151.6878	31.97913	4.743339	0.0000
ARCH(1)	0.322212	0.137852	2.337373	0.0194

Dependent Variable: S22

Method: ML - ARCH (Marquardt)

Date: 06/09/05 Time: 15:58

Sample(adjusted): 9/04/2004 26/11/2004

Included observations: 232 after adjusting endpoints

Convergence achieved after 24 iterations

Bollerslev-Wooldrige robust standard errors & covariance

Variance backcast: ON

	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	52.51582	2.628051	19.98280	0.0000
AR(1)	0.531153	0.106840	4.971478	0.0000
SAR(7)	0.273024	0.066051	4.133498	0.0000
Variance Equation				
C	52.42139	22.22101	2.359092	0.0183
ARCH(1)	0.265458	0.109569	2.422753	0.0154
GARCH(1)	0.486338	0.142483	3.413301	0.0006

Dependent Variable: S23

Method: ML - ARCH (Marquardt)

Date: 06/09/05 Time: 15:58

Sample(adjusted): 9/04/2004 26/11/2004

Included observations: 232 after adjusting endpoints

Convergence achieved after 17 iterations

Variance backcast: ON

	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	42.32763	1.716331	24.66169	0.0000
AR(1)	0.567226	0.051948	10.91916	0.0000
SAR(7)	0.337737	0.061490	5.492541	0.0000
Variance Equation				
C	15.39096	6.450607	2.385972	0.0170
ARCH(1)	0.204907	0.073633	2.782832	0.0054
GARCH(1)	0.608781	0.118058	5.156608	0.0000

Dependent Variable: S24

Method: ML - ARCH (Marquardt)

Date: 06/09/05 Time: 15:58

Sample(adjusted): 9/04/2004 26/11/2004

Included observations: 232 after adjusting endpoints

Convergence achieved after 13 iterations

Bollerslev-Wooldrige robust standard errors & covariance

Variance backcast: ON

	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
C	38.32405	2.266003	16.91262	0.0000
AR(1)	0.668636	0.080604	8.295338	0.0000
SAR(7)	0.277909	0.066874	4.155708	0.0000
Variance Equation				
C	46.61380	9.798308	4.757331	0.0000
ARCH(1)	0.328712	0.153201	2.145625	0.0319

Dependent Variable: D(X,0,168)

Method: ML - ARCH (Marquardt)

Date: 06/17/05 Time: 20:18

Sample(adjusted): 198 5760

Included observations: 5563 after adjusting endpoints

Convergence achieved after 26 iterations

Bollerslev-Wooldrige robust standard errors & covariance

MA backcast: OFF (Roots of MA process too large), Variance
backcast: ON

	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
AR(1)	0.697731	0.013274	52.56472	0.0000
AR(5)	0.086443	0.010275	8.413315	0.0000
SAR(24)	0.739545	0.014067	52.57137	0.0000
MA(168)	-0.840429	0.008781	-95.70545	0.0000
Variance Equation				
C	13.36588	2.055717	6.501810	0.0000
ARCH(1)	0.319169	0.034210	9.329764	0.0000
GARCH(1)	0.528282	0.041313	12.78744	0.0000

BIBLIOGRAFIA

[1] Cuaresma J.C., Hlouskova J., Kossmeier S., Obersteiner M.
“Forecasting electricity spot-prices using linear univariate time-series
models “ Applied Energy 77 (2004) 87-106

[2] Escribano A., Pena J.I., Villaplana P. “ Modeling electricity prices:
international evidence ”, Working paper,Universidad carlo III de Madrid
(Giugno 2002)

[3] Bunn D.W., Karakatsani N. “ Forecasting Electricity Prices ” , London
Business school 2003 v1

[4] Ruey S. Tsay “ Analysis of financial time series “

[5] Pena D., Tiao G.C., Tsay R.S. “ A course in time series analysis” 2001

[6] C.Chatfield “ The analysis of time series an introduction “ 1989

[7] Cervini G., D'antoni M. "monoplio naturale, Concorrenza, REgolamentazione" Carocci 2001

[8] Sito Web www.GRTN.it

[9] Sito Web www.autorità.energia.it

[10] Sito Web www.acquirenteunico.it

[11] Sito Web www.mercatoelettrico.org

[12] Sito Web www.confartigianato.it

[13] Sito Web www.energysaving.it