

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA
FACOLTÀ DI SCIENZE STATISTICHE
CORSO DI LAUREA IN STATISTICA E GESTIONE DELLE IMPRESE



TESI DI LAUREA TRIENNALE

**ANALISI DEI VOLUMI DI ENERGIA
ELETTRICA SCAMBIATI NEL MERCATO
IPEX**

Relatore: Prof.ssa Luisa Bisaglia

Laureanda: Anna Marzaro

518729-GEI

ANNO ACCADEMICO 2006/2007

INDICE

INTRODUZIONE	1
---------------------------	---

CAPITOLO 1

EVOLUZIONE DEL SETTORE ELETTRICO	5
1.1 <i>Liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica nel mondo nell'ultimo ventennio</i>	5
1.2 <i>Liberalizzazione del mercato elettrico in Italia</i>	9
1.3 <i>Funzionamento e organizzazione del sistema elettrico italiano</i>	11
1.3.1 <i>Trading e vendita dell'energia elettrica</i>	12
1.3.2 <i>Vantaggi di un mercato elettrico organizzato</i>	13
1.4 <i>Organizzazione del mercato elettrico italiano</i>	14
1.5 <i>Vincoli tecnici del sistema elettrico</i>	16
1.6 <i>Gestione del sistema elettrico</i>	18
1.7 <i>Finalità e funzionamento del sistema elettrico</i>	19
1.8 <i>Aspetti del sistema elettrico rilevanti per il mercato elettrico</i>	22

CAPITOLO 2

DATI E ANALISI PRELIMINARI	25
2.1 <i>I dati</i>	26
2.2 <i>Stagionalità settimanale</i>	28
2.3 <i>Autocorrelazioni</i>	30
2.4 <i>Analisi spettrale e periodogramma</i>	33
2.5 <i>Modellazione delle componenti periodiche</i>	37
2.6 <i>Analisi di memoria lunga</i>	41

CAPITOLO 3

MODELLI UTILIZZATI	49
3.1 <i>Modello stimato per la serie oraria dei volumi dell'elettricità</i>	50
3.2 <i>Modello stimato per la serie giornaliera dei volumi dell'elettricità</i>	55
3.3 <i>Modelli stimati per le 24 serie orarie</i>	59
CONCLUSIONI	63
APPENDICE	65
BIBLIOGRAFIA	75

INTRODUZIONE

Fin dalla scoperta della lampadina, l'elettricità ha avuto un enorme impatto sullo sviluppo della nostra società. Oggi sarebbe difficile immaginare la vita senza di essa.

Le prime compagnie elettriche nacquero per far sì che nella maggior parte del territorio ogni famiglia e industria potesse essere rifornita di una quantità sufficiente di energia. Tradizionalmente, la regolazione centralizzata dell'offerta industriale dell'elettricità era considerata necessaria a garantire la sicurezza della fornitura e una produzione efficiente. Il settore energetico era caratterizzato da una struttura di mercato altamente integrata verticalmente con poca competizione. Tuttavia, durante l'ultimo ventennio vi sono stati drastici cambiamenti alla struttura del mercato elettrico in tutto il mondo.

La situazione originaria di monopolio è stata soppiantata da mercati competitivi liberalizzati, dove i consumatori, da principio, sono liberi di scegliere il loro fornitore. Per facilitare il commercio in questi nuovi mercati sono stati organizzati borse e fondi per l'energia elettrica. Tuttavia, uno scambio di energia non è una necessità per un mercato liberalizzato. Infatti in molti paesi la maggior parte degli accordi, soprattutto a medio e a lungo termine, sono fatti su basi bilaterali sul cosiddetto *over-the-counter market* (mercato non regolamentato).

Ciò nonostante, si è convinti che lo sviluppo di scambi d'energia abbia promosso la competizione e abbia contribuito all'alta attività di commercio vista, per esempio, nel mercato nordico. Inoltre, gli scambi servono da fonte per aggiornare l'informazione di un mercato indipendente e di buona qualità.

In un mercato dell'energia competitivo, l'elettricità può essere comprata e venduta a prezzi di mercato come una qualsiasi altra merce. Di conseguenza l'ammontare del rischio sorto per i servizi pubblici elettrici, i produttori e i commercianti di energia, è aumentato in modo notevole. Per governare con successo una compagnia nei mercati di oggi serve un giusto ammontare di analisi statistiche e corrette supposizioni. Il mercato elettrico offre un'opportunità unica di applicare metodi statistici poiché i prezzi, le quantità, la produzione (etc.) dell'elettricità sono campionati 24 ore su 24, 365 giorni l'anno.

Quando i settori elettrici furono regolamentati, i monopoli pubblici usarono previsioni di breve periodo sulle quantità per garantire l'affidabilità dell'offerta e previsioni di lungo periodo sulla domanda come basi per programmare e investire in una nuova capacità. I costi di contrattare, vendere o comprare energia sul mercato bilanciato sono aumentati così tanto che possono portare a una difficoltà finanziaria dei servizi pubblici. La minimizzazione del rischio non è mai stata di così grande importanza come lo è oggi. Di conseguenza, la previsione sulle quantità è diventata gradualmente il processo centrale e integrale nella programmazione e nel funzionamento dei servizi pubblici elettrici, fornitori di energia, operatori del sistema e altri partecipanti al mercato.

D'altra parte, l'estrema volatilità dei prezzi, che può essere anche doppiamente importante rispetto alle altre merci o strumenti finanziari, ha costretto i produttori e i consumatori all'ingrosso a difendersi non solo dal rischio di volume, ma anche dai movimenti di prezzo. Le previsioni sui prezzi sono divenute un contributo

fondamentale per le decisioni e lo sviluppo strategico di una compagnia elettrica. Come conseguenza della struttura di una fornitura basata sul fatto che i consumatori sono liberi di scegliere il proprio fornitore, le fluttuazioni di quantità si traducono in variazioni dei prezzi dell'elettricità. Tuttavia è stata osservata anche una relazione inversa. In molti casi, la questione relativa al fatto che i prezzi derivino dalle quantità, o viceversa, non è facilmente risolta. Chiaramente, se fossero parzialmente co-determinati, le previsioni di prezzo e quantità potrebbero essere trattate come un unico studio complesso.

In questo lavoro ci soffermeremo in particolare sulle quantità, andando ad analizzare gli acquisti di energia nel mercato elettrico italiano (IPEX) dal 1 Aprile 2004 al 31 Gennaio 2007.

CAPITOLO 1

EVOLUZIONE DEL SETTORE ELETTRICO

1.1 LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEL MONDO NELL'ULTIMO VENTENNIO

Negli ultimi venti anni numerosi paesi hanno deciso di intraprendere la strada di un mercato liberalizzato. Anche se con lievi differenze, il motivo della liberalizzazione del settore dell'energia nel mondo ha comuni ragioni ideologiche e politiche. In particolare è dovuto alla convinzione che il successo della liberalizzazione in altri settori possa verificarsi anche nel settore dell'energia e che vi sia bisogno di rompere le strutture monopolistiche verticalmente integrate che tradizionalmente hanno gestito generazione, trasporto e distribuzione. L'introduzione della competizione è stata giustificata dai benefici percepiti dall'introdurre forze di mercato in un'industria precedentemente considerata come un monopolio naturale con solide economie verticali. La rottura del monopolio naturale è stata possibile grazie a cambiamenti nelle generazioni tecnologiche e miglioramenti nella trasmissione. Pertanto la motivazione che sta dietro la liberalizzazione è, nel lungo periodo, promuovere guadagni efficienti, stimolare l'innovazione tecnica e portare a un investimento efficiente.

Lo stato che aprì la strada alla liberalizzazione del mercato dell'energia fu il Cile nel 1982, con una riforma che prevedeva di separare le compagnie di generazione e distribuzione dell'energia. La privatizzazione su larga scala iniziò nel 1986 e portò alla (parziale) disintegrazione verticale del settore e alla formazione di un meccanismo di scambio all'ingrosso dell'energia.

La riforma cilena fu seguita dalla riorganizzazione del settore elettrico britannico nel 1990. Fino al 2005 erano incluse in questo mercato solamente Inghilterra e Galles, successivamente si aggiunse la Scozia. Il mercato nordico aprì nel 1992, inizialmente in Norvegia, più tardi in Svezia, Finlandia e Danimarca. In Australia iniziarono ad operare mercati in alcune regioni nel 1994, seguiti, nel 1998, dall'apertura del NEM (Australian National Electricity Market). Nello stesso periodo anche la Nuova Zelanda riformò il settore dell'energia, ufficialmente lanciato nel mercato nel 1996. In nord America iniziarono ad operare molti mercati del nord est alla fine degli anni novanta. Seguì la California nel 1998, e tre anni più tardi il Texas e l'Alberta. Il numero di mercati elettrici liberalizzati sta crescendo costantemente in tutto il mondo, ma questo *trend* è più visibile in Europa.

Molte delle riforme del mercato elettrico hanno operato con successo per più di un decennio. Altre hanno subito considerevoli cambiamenti nel progetto per migliorare la *performance*. Tuttavia alcune riforme hanno fallito miseramente. Il crollo del mercato californiano del 2000/2001, la bancarotta di Enron che seguì, e i diffusi blackout del 2003 in America del nord ed Europa sono spesso chiamati in causa per sostenere che la liberalizzazione del mercato elettrico sia un concetto difettoso. Tuttavia questi fallimenti non possono essere attribuiti solamente alla liberalizzazione del mercato. La crisi californiana fu dovuta alla coincidenza di diversi fattori. Analogamente la liberalizzazione del mercato dell'energia aprì la

strada alla bancarotta di Enron e ai *blackout* del 2003, ma non fu la causa primaria di questi eventi.

D'altra parte, la liberalizzazione è lodata da altri per l'impatto positivo che ha avuto sull'economia. I benefici citati includono un chiaro trend decrescente dei prezzi dell'elettricità e un uso più efficiente delle risorse nel settore elettrico. Entrambi i "benefici" sono tuttavia discutibili. I prezzi netti dell'elettricità si sono generalmente ridotti, ma le nuove tasse imposte sui prezzi in molti casi hanno capovolto l'effetto. In particolare, il *trend* di prezzi calanti non è poi così evidente per imprese medio piccole e specialmente per consumatori domestici. Dobbiamo tenere presente, però, che i prezzi pagati da alcuni gruppi di consumatori non necessariamente riflettono i costi di produzione e trasporto dell'elettricità. Nei mercati regolamentati dell'energia spesso i consumatori industriali sovvenzionano i consumatori al dettaglio.

I servizi verticalmente integrati, che tradizionalmente hanno operato nel settore dell'energia, hanno avuto la tendenza a creare una considerevole sovrapproduzione. La liberalizzazione del mercato ha generalmente ridotto questa sovracapacità. Ma, visto che ci si aspetta che la liberalizzazione porti a benefici economici nel lungo periodo, nel breve periodo certi gruppi (come i consumatori al dettaglio sovvenzionati visti poco sopra) probabilmente non avranno benefici immediati, o forse potranno avere esperienze di perdite. Un'altra questione controversa è la capacità dei mercati liberalizzati dell'energia di offrire incentivi sufficienti per l'investimento in una nuova capacità di generazione (o trasmissione). Nel nuovo ambiente le decisioni di investimento non sono più programmate centralmente, ma sono il risultato di forze competitive. L'aspettativa di prezzi più bassi può far sì che investitori privati posticipino le spese sulla nuova capacità di generazione o sull'espansione della rete di trasmissione. Ciò pone i politici sotto pressione e li porta a intervenire. Di conseguenza c'è un acceso dibattito sull'alternativa di stabilire

pagamenti di capacità (come in numerosi paesi latino-americani e in Spagna) o di avere mercati "di sola energia" (come in Australia e Nuova Zelanda).

L'idea di fondo dei pagamenti di capacità (originariamente introdotti in Cile nel 1982) è di assegnare a ogni generatore un pagamento giornaliero che è una misura del contributo del generatore all'affidabilità del sistema dell'energia, per esempio la sua disponibilità. Tuttavia una prova internazionale suggerisce che i pagamenti di capacità creano incentivi poveri ad alleviare il problema della capacità e forse lo peggiorano anche. Per esempio i generatori potrebbero provare ad aumentare i pagamenti di capacità rendendo alcune risorse di capacità adatte, in tal modo aumentando, piuttosto che diminuendo, la probabilità di mancanza.

I sistemi di pagamento basati sulla quantità (in contrapposizione a quelli basati sul prezzo) hanno generalmente assunto la forma di "mercati di capacità installata". I distributori che vendono elettricità ai consumatori finali devono soddisfare i loro obblighi di capacità, che uguagliano i picchi dei carichi attesi mensilmente più un margine di riserva. Essi possono conseguire ciò, o tramite transizioni interne o bilaterali, o tramite il mercato di capacità nel quale i generatori vendono un diritto richiamato che autorizza l'operatore di sistema a richiamarli nel caso di mancanze. Con l'evoluzione dei mercati, i coordinatori del mercato hanno realizzato un bisogno di incoraggiare l'affidabilità del generatore e rimuovere una fonte potenziale di potere di mercato.

Sui mercati "di sola energia" il prezzo all'ingrosso dell'elettricità fornisce una compensazione per i costi fissi e i costi variabili. Il "prezzo" che dobbiamo pagare per questo sono i picchi di prezzo, per esempio grandi cambiamenti improvvisi e generalmente anticipati nel prezzo che in casi estremi possono portare a bancarotte delle compagnie dell'energia non pronte a tale rischio. I picchi di prezzo dovrebbero dare dei segnali agli investitori che c'è bisogno di una

nuova capacità di generazione. Tuttavia, se i picchi sono rari e non troppo estremi, non forniscono una sufficiente motivazione. In un caso del genere potrebbero essere necessari incentivi regolatori (pagamenti di capacità) per promuovere un investimento tempestivo e adeguato. Una questione sociale collegata è se i consumatori accetteranno del tutto i picchi di prezzo. Se non sarà così, saranno necessari dei blocchi di prezzo, che richiedono di nuovo incentivi regolatori per investire in nuova capacità.

Chiaramente la liberalizzazione del mercato elettrico è un processo impegnativo e in corso. Non richiede soltanto forti responsabilità e impegno politico, ma un continuo sviluppo. Solo così si potrà raggiungere il beneficio atteso per l'economia e la società. Ciò che complica la situazione è il fatto che non c'è un unico modello di mercato migliore. In ogni caso specifico le decisioni devono essere prese in modo da tener conto delle caratteristiche economiche e tecniche di un dato sistema dell'energia e tenendo presente che c'è un punto comune a tutti i mercati di successo: un meccanismo formale di quotazione di prezzo.

1.2 LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO ELETTRICO IN ITALIA

Il *trattato di Maastricht* del 1992 è stato il primo documento che ha posto un certo accento sull'importanza della creazione di un mercato unico dell'energia tra i paesi europei. Sulla base di questa linea guida si è arrivati alla *Direttiva Europea 96/92/CE* che obbliga gli stati membri a riorganizzare il sistema elettrico nazionale secondo il principio del libero accesso alle reti, ossia a liberalizzare il mercato dell'energia elettrica. Come in altre esperienze internazionali, la creazione di un mercato corrisponde a due esigenze ben precise:

- promuovere la competizione nelle attività potenzialmente competitive della produzione e vendita all'ingrosso, attraverso la creazione di una "piazza del mercato";
- favorire la massima trasparenza ed efficienza nella gestione delle attività naturalmente monopolistiche del dispacciamento, attraverso la creazione di mercati per l'acquisto dei servizi di dispacciamento.

La liberalizzazione del mercato elettrico in Italia è stata avviata con il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, noto come *decreto Bersani*. Tale decreto, con il quale sono state recepite le indicazioni contenute nella direttiva sopra citata, ha segnato l'inizio del processo di liberalizzazione delle attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica.

In precedenza in Italia vigeva un modello di mercato di tipo monopolistico. Infatti, dal 1962 (anno di nascita dell'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica) tutte le attività legate alla produzione, al trasporto e alla vendita di energia elettrica erano per legge riservate solo a Enel. Vi erano anche alcuni altri soggetti autorizzati a produrre energia elettrica, ma questi potevano solo venderla ad Enel, non immetterla direttamente nel mercato. Nel 1992 Enel è diventata Società per Azioni, primo passo verso la privatizzazione. Alla nuova società vennero attribuite a titolo di concessione le attività che in precedenza erano riservate all'Ente Nazionale per legge. Nel 1999 il decreto Bersani prevedeva, tra l'altro, l'istituzione di un mercato elettrico organizzato (la Borsa elettrica) nel quale si potesse contrattare l'acquisto e la vendita di energia elettrica. La gestione economica, nonché l'organizzazione del mercato elettrico, è stata affidata al Gestore del Mercato Elettrico (GME), con il compito di garantire il rispetto di criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza tra produttori, e di assicurare, la gestione economica di un'adeguata disponibilità della riserva di potenza. Il documento che disciplina il funzionamento del Mercato elettrico è il

Testo integrato della Disciplina del Mercato Elettrico, approvato con decreto ministeriale il 19 dicembre 2003.

1.3 FUNZIONAMENTO E ORGANIZZAZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO

Il sistema elettrico è un sistema a rete, in cui l'energia prelevata dai consumatori finali è complessivamente prodotta e immessa in rete dagli impianti di generazione disseminati sul territorio. La rete funziona quindi come un sistema di vasi comunicanti, nel quale tutta l'energia viene immessa e dal quale tutta l'energia viene prelevata, senza che sia possibile stabilire da quale impianto provenga l'energia consumata.

Attendono al governo del settore elettrico diverse istituzioni, ciascuna con uno specifico ruolo espressamente definito dalla normativa.

In particolare, gli attori del mercato elettrico sono:

- il Ministero delle Attività Produttive, che, tra l'altro, definisce gli indirizzi strategici ed operativi per la sicurezza e l'economicità del sistema elettrico nazionale;
- l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, che garantisce la promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore, con funzioni di regolazione e controllo;
- il Gestore della rete di trasmissione nazionale (**GRTN**), che esercita le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica;

- l'Acquirente unico (**AU**), che assicura, mediante l'intermediazione delle società distributrici, la fornitura di energia elettrica ai c.d. "clienti vincolati";
- il Gestore del mercato elettrico (**GME**), che organizza e gestisce il mercato elettrico, secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza tra produttori;
- Operatori, produttori e consumatori che operano sul mercato elettrico in quanto soddisfano i requisiti tecnici e finanziari indicati dalla normativa.

1.3.1 TRADING E VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA

La legge distingue tra due tipologie di clienti: coloro che hanno facoltà di scegliere liberamente il proprio fornitore (**clienti idonei**) e coloro che sono tenuti ad approvvigionarsi tramite il proprio distributore locale (**clienti vincolati**). In particolare, i primi sono liberi di scegliere se acquistare sul Mercato Elettrico direttamente o tramite i propri fornitori; i secondi acquistano necessariamente sul Mercato Elettrico attraverso la mediazione dell'AU.

La vendita di energia elettrica ai clienti idonei è il segmento di mercato rispetto al quale operano in Italia tutti i cosiddetti *Trader* o società Grossiste. Nel suo complesso il mercato può essere schematizzato come segue:



Per rendere operativo un contratto di vendita devono necessariamente essere attivati anche un contratto di trasporto (trasmissione + distribuzione) ed uno di bilanciamento.

Il cliente finale ha la facoltà di delegare il proprio fornitore grossista alla stipula di tali contratti.

Il prezzo finale dell'energia consumata pagato dal cliente va a remunerare le diverse attività funzionali alla somministrazione dell'energia.

1.3.2 VANTAGGI DI UN MERCATO ELETTRICO ORGANIZZATO

In un assetto liberalizzato del settore elettrico la Borsa dell'energia costituisce un ulteriore elemento di trasparenza e di promozione della concorrenza. Essa infatti:

- facilita l'ingresso sul mercato di nuovi operatori sia per la produzione, sia per la vendita di energia, mettendo a loro disposizione una sede in cui possano avvenire le transazioni senza alcuna discriminazione e con meccanismi trasparenti;
- attraverso criteri oggettivi permette la definizione di un prezzo orario per l'energia elettrica che riflette le reali condizioni della domanda e dell'offerta;
- facilita la gestione di situazioni di scarsità di offerta fornendo precisi segnali di prezzo sia ai produttori, per rendere disponibile la capacità di generazione, sia ai consumatori, incentivandone l'efficienza;
- consente agli operatori del settore una maggiore flessibilità nella programmazione della produzione, fornendo anche maggiore sicurezza di pagamento dell'energia venduta, grazie ai sistemi di garanzia del mercato stesso.

1.4 ORGANIZZAZIONE DEL MERCATO ELETTRICO ITALIANO

È 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 transazione. Nelle Borse Merci inoltre i quantitativi scambiati non esauriscono normalmente il totale negoziato. Il Mercato Elettrico Italiano prevede, al contrario, il totale teorico conferimento dell'energia al Pool (salvo i contratti bilaterali approvati dall' Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas - *AEEG*).

Il Gestore del Mercato Elettrico (GME) è responsabile dell'organizzazione e della gestione del mercato elettrico, un

marketplace telematico in cui il prezzo di equilibrio di mercato si ottiene dall'incontro tra le quantità di energia domandate e offerte dagli operatori che vi partecipano. Il mercato elettrico è anche un vero e proprio mercato fisico, dove si definiscono programmi di immissione e di prelievo sulla rete secondo il criterio di merito economico.

Il mercato elettrico si articola in tre mercati:

- Mercato del giorno prima (**MGP**), finalizzato allo scambio di energia all'ingrosso tra produttori e grossisti (o clienti idonei), alla definizione di programmi di immissione e prelievo per ciascuna ora del giorno dopo e all'allocazione della capacità di transito disponibile, per ogni coppia di zone, a contratti bilaterali e operatori di mercato. Tale mercato si svolge, indicativamente, nella mattinata del giorno precedente al giorno di consegna, e possono parteciparvi tutti gli operatori in relazione a tutti i punti di offerta;
- Mercato di aggiustamento (**MA**), sul quale gli operatori possono modificare i programmi definiti in esito al MGP presentando ulteriori offerte di vendita o di acquisto. A tale mercato possono parteciparvi tutti gli operatori in relazione a tutti i punti di offerta;
- Mercato del servizio di dispacciamento (**MSD**), sul quale gli operatori presentano offerte di disponibilità di aumento o riduzione della potenza immessa o prelevata in ogni ora, che il GRTN utilizza: a) a programma, per correggere i programmi che violano i limiti di transito sulla rete e costituire margini di riserva per il giorno successivo; b) nel tempo reale, per bilanciare il sistema a fronte di scostamenti dai programmi. A tale mercato possono partecipare solo gli utenti di dispacciamento dei punti di offerta abilitati dal GRTN.

A loro volta i tre mercati si articolano uno a valle dell'altro, in particolare:

- Il Mercato del Giorno Prima (**MGP**): si chiude alle 9.00 del giorno prima rispetto a quello cui si riferiscono le offerte e ospita la maggior parte delle transazioni di compravendita di energia elettrica. Le offerte si possono presentare anche nelle giornate precedenti alla sessione del MGP cui si riferiscono, fino a un massimo di 9 giorni prima;
- Il Mercato di Aggiustamento (**MA**): si apre alle 10.30, dopo la comunicazione degli esiti del MGP e si chiude alle 14.00; consente agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti nel MGP, attraverso ulteriori offerte di acquisto o vendita;
- Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (**MSD**): si apre alle 14.30, dopo la comunicazione degli esiti del MA e si chiude alle 16.00. Nel MSD Terna S.p.A. si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema (risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione della riserva di energia, bilanciamento in tempo reale).

1.5 VINCOLI TECNICI DEL SISTEMA ELETTRICO

Il funzionamento del sistema elettrico è soggetto a vincoli tecnici molto stringenti:

- richiede un bilanciamento istantaneo e continuo tra le quantità di energia immessa in rete e quelle prelevate dalla rete, tenuto conto delle perdite di trasporto e distribuzione;
- la frequenza e la tensione dell'energia in rete devono essere mantenute all'interno di un intervallo ristrettissimo, per tutelare la sicurezza degli impianti;

- è necessario che i flussi di energia su ogni singolo elettrodotto non superino i limiti massimi di transito ammissibili sull'elettrodotto stesso.

Deviazioni anche minime da uno qualsiasi di questi parametri, per più di qualche secondo, possono condurre rapidamente a stati di crisi del sistema. Il rispetto di questi vincoli è reso ulteriormente difficile dalle caratteristiche delle tecnologie e delle modalità con cui l'energia elettrica viene prodotta, trasportata e consumata. In particolare le difficoltà dipendono da tre fattori:

- *variabilità, inelasticità e non ragionabilità della domanda*: la richiesta di potenza sulla rete esibisce una notevole variabilità di breve periodo (oraria) e di medio periodo (settimanale e stagionale);
- *assenza di stoccaggi e vincoli dinamici all'adeguamento in tempo reale dell'offerta*: l'energia elettrica non può essere immagazzinata in quantità significative, se non, indirettamente, e nel caso della tipologia di impianti idroelettrici "a bacino", attraverso la quantità d'acqua contenuta nei bacini stessi; inoltre gli impianti elettrici hanno limiti minimi e massimi alla potenza erogabile nonché tempi minimi di accensione e variazione della potenza erogata;
- *esternalità sulla rete*: una volta immessa in rete, l'energia impegna tutti gli elettrodotti disponibili come in un sistema di vasi comunicanti, ripartendosi secondo complesse leggi fisiche determinate dall'equilibrio di immissioni e prelievi; ciò rende non tracciabile il percorso dell'energia per cui ogni squilibrio locale, non tempestivamente compensato, si propaga su tutta la rete attraverso variazioni di tensione e frequenza.

1.6 GESTIONE DEL SISTEMA ELETTRICO

L'elevato grado di complessità e coordinamento necessari a garantire il funzionamento del sistema impongono l'individuazione di un coordinatore centrale dotato di un potere di controllo su tutti gli impianti di produzione facenti parte del sistema. Tale soggetto, noto come *dispacciatore*, rappresenta il fulcro del sistema elettrico: è lui a garantire che la produzione eguagli sempre il consumo e che la frequenza e la tensione non si discostino dai valori ottimali, nel rispetto dei limiti di transito sulle reti e dei vincoli dinamici sugli impianti di generazione. A tal fine, in regime di monopolio, il dispacciatore svolge le seguenti due attività fondamentali:

1) DEFINIZIONE DI PROGRAMMI DI IMMISSIONE E PRELIEVO (c.d. *unit commitment & scheduling*): il dispacciatore predispone con debito anticipo (la settimana prima o il giorno prima) i programmi di produzione di ciascuna unità al fine di soddisfare il fabbisogno atteso (comprese le perdite) al minimo costo. I programmi definiscono, per ogni ora del giorno successivo, la quantità di energia immessa in rete. Tali programmi, oltre a rispettare i limiti operativi delle singole unità di produzione ed i limiti di trasporto attesi sulla rete elettrica, devono prevedere la disponibilità di un adeguato margine di riserva di produzione mediante il quale fare fronte, nel giorno successivo, a qualsiasi evento imprevisto (aumenti della domanda, perdite di unità di produzione o di linee di trasporto).

2) BILANCIAMENTO DEL SISTEMA IN TEMPO REALE (c.d. *balancing*): il necessario equilibrio tra immissioni e prelievi in ogni istante ed in ogni nodo della rete è garantito dai sistemi di regolazione e controllo automatici delle unità di produzione (c.d. riserva primaria e secondaria), che aumentano o riducono

l'immissione in rete in modo da compensare ogni squilibrio sulla rete stessa. Il dispacciatore interviene attivamente - inviando alle unità di riserva terziaria ordini di accensione, aumento o riduzione della potenza erogata - solo quando i margini operativi dei sistemi di regolazione automatici sono inferiori agli standard di sicurezza, al fine di reintegrarli.

Il nuovo assetto del settore elettrico determinato dal decreto Bersani - incentrato sulle figure del GRTN e del GME - determina una modifica delle modalità in cui le attività sopra indicate sono svolte, senza però modificarne la sostanza.

1.7 FINALITÀ E FUNZIONAMENTO DEL MERCATO ELETTRICO

Il Mercato Elettrico, quale risultante dal nuovo assetto del settore, presenta gli elementi caratteristici di seguito indicati.

1) MERCATI DELL'ENERGIA. La programmazione delle unità di produzione per il giorno successivo continua a svolgersi ma è affidata al GME, che a tal fine raccoglie dai produttori offerte di vendita sui mercati dell'energia per ogni punto di offerta e per ogni ora. Il fabbisogno atteso di energia per ogni ora del giorno successivo non è stimato, quindi, dal GRTN, ma è espresso direttamente dai consumatori (o dai loro fornitori) attraverso offerte orarie di acquisto sul Mercato Elettrico. In tale contesto i programmi orari di produzione e consumo sono determinati selezionando le offerte in ordine di merito economico (cioè in ordine di prezzo di vendita crescente e in ordine di prezzo di acquisto decrescente), in maniera da garantire sia il soddisfacimento al minimo costo della domanda espressa dai consumatori, sia il rispetto dei vincoli di trasporto sulla rete stabiliti dal GRTN. A differenza di altri mercati europei dell'energia - come

Powernext in Francia o EEX in Germania - il mercato del GME non è quindi un mercato puramente finanziario finalizzato solo alla determinazione di prezzi e quantità, ma è un vero e proprio mercato fisico, dove si definiscono programmi fisici di immissione e prelievo.

2) CONTRATTI BILATERALI. Produttori e clienti idonei possono vendere ed acquistare energia elettrica non solo attraverso il mercato organizzato dal GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte (c.d. contratti bilaterali). In questo ultimo caso le forniture – ovvero i programmi di immissione e prelievo - nonché il prezzo di valorizzazione dell’energia sono liberamente determinati dalle parti. Tuttavia, anche i contratti bilaterali sono soggetti alla verifica di compatibilità con i vincoli di trasporto. A tal fine il GRTN comunica al GME i programmi di immissione e i programmi di prelievo relativi ai contratti bilaterali sotto forma di offerte di vendita e di acquisto aventi massima priorità di prezzo, cioè rispettivamente aventi prezzo zero e senza indicazione di prezzo. In figura 1.1 è schematizzata questa procedura.

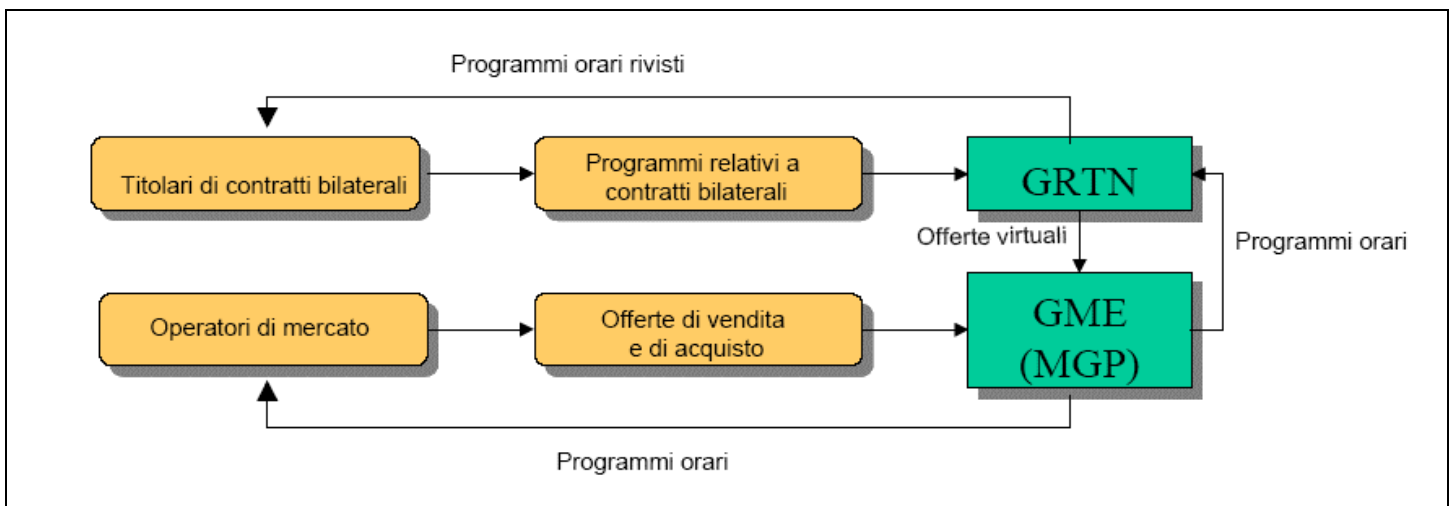


Figura 1.1 – Determinazione programmi e risoluzione congestioni

3) MERCATO DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO. Il GRTN garantisce la disponibilità di un'adeguata quantità di riserva attraverso la selezione di offerte di variazione dei programmi presentate dagli operatori sul mercato del servizio di dispacciamento. Tale riserva è eventualmente utilizzata dal GRTN in tempo reale in funzione di bilanciamento.

4) DISCIPLINA DEGLI SBILANCIAMENTI. La disciplina degli sbilanciamenti promuove comportamenti virtuosi da parte di produttori e consumatori, in merito al rispetto dei programmi determinati in esito al mercato o in attuazione di contratti bilaterali (contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte).

In figura 1.2 è rappresentato l'assetto organizzativo del mercato elettrico in Italia.

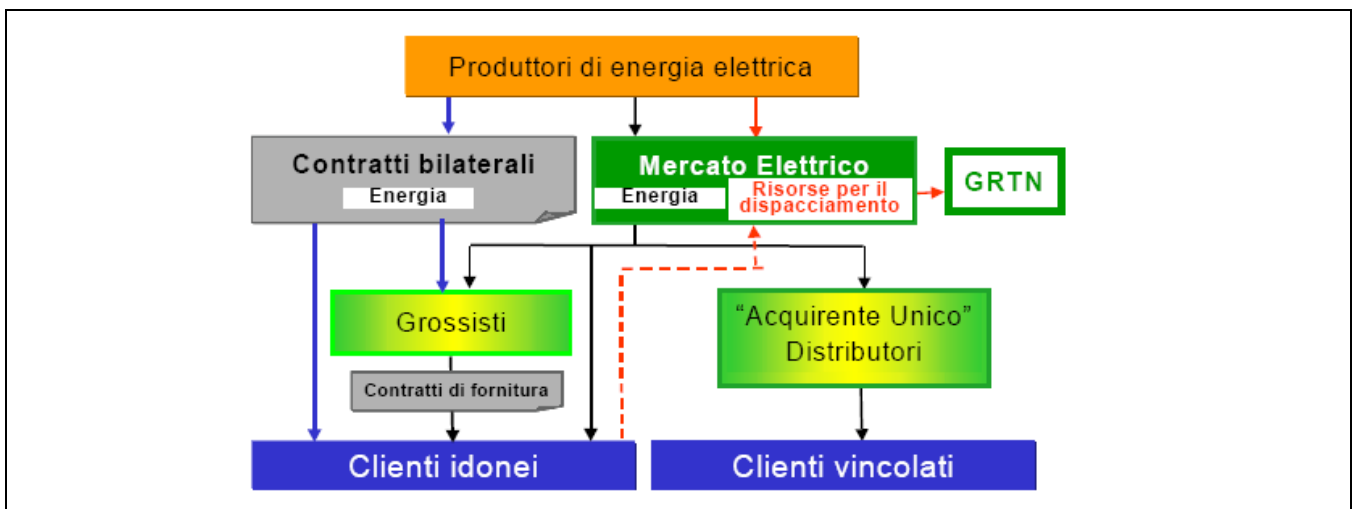


Figura 1.2 - Assetto organizzativo del mercato elettrico italiano

1.8 ASPETTI DEL SISTEMA ELETTRICO RILEVANTI PER IL MERCATO ELETTRICO

Le scelte regolatorie relative all'attività di dispacciamento dell'energia elettrica che incidono sul modello di Mercato Elettrico riguardano l'identificazione:

- dei vincoli di rete rilevanti nella definizione dei programmi di immissione e prelievo;
- delle unità minime con riferimento alle quali sono definiti i programmi di immissione e prelievo;
- dei soggetti responsabili dell'esecuzione dei programmi e del loro mancato rispetto.

È quindi utile segnalare come il GME abbia suddiviso la rete in diverse zone.

1) ZONE GEOGRAFICHE E VIRTUALI. Ai fini della verifica e della rimozione delle congestioni eventualmente determinate dai programmi di immissione e prelievo – siano essi determinati sul mercato o in esecuzione dei contratti bilaterali – il GME utilizza una rappresentazione semplificata della rete, che evidenzia solamente i limiti di transito più rilevanti, ovvero i limiti di transito tra zone geografiche nazionali, zone estere e poli di produzione limitati. In particolare la rete si articola in:

- 6 zone geografiche (Nord, Centro-Nord, Centro, Sud, Sicilia, Sardegna);
- 6 zone virtuali estere (Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Corsica, Grecia);
- diversi Poli di Produzione Limitata, cioè zone costituite da sole unità di produzione, la cui capacità di interconnessione con la rete è inferiore alla potenza installata delle unità stesse.

La conformazione di tali zone è funzionale alle modalità di gestione dei transiti lungo la penisola adottate dal GRTN ed è comunicata al GME dal GRTN, congiuntamente ai valori dei relativi limiti di transito.

In figura 1.3 sono rappresentate le zone geografiche e virtuali della rete di trasmissione nazionale.

**MASSIME CAPACITA' DI TRASPORTO TRA ZONE GEOGRAFICHE
(situazione invernale prevista al 2003)**

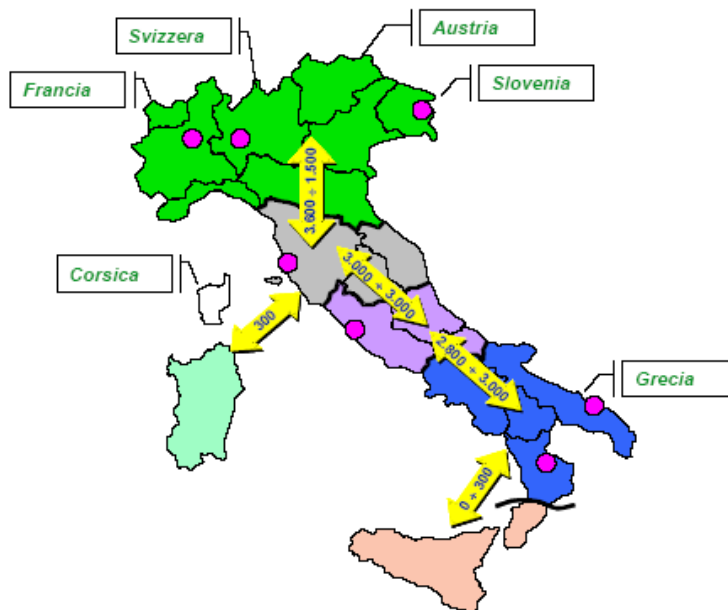


Figura 1.3 – Zone geografiche e virtuali della rete di trasmissione nazionale

2) PUNTI DI OFFERTA. Ogni zona geografica o virtuale è un insieme di punti di offerta. I punti di offerta sono le unità minime rispetto alle quali devono essere definiti i programmi orari di immissione e di prelievo, siano essi definiti in esecuzione di contratti bilaterali o a seguito dell'accettazione di offerte di vendita o acquisto sul Mercato Elettrico.

- Nel caso dei programmi di immissione, i punti di offerta in immissione coincidono di norma con i singoli punti di immissione, cioè

con le singole unità di produzione. Ciò dipende dal fatto che le unità di produzione, essendo in grado di controllare le proprie immissioni istante per istante, vengono dispacciate dal GRTN direttamente ed individualmente per garantire il bilanciamento del sistema. Inoltre, poiché le diverse unità presentano proprietà fisiche e dinamiche differenti, i programmi di immissione devono essere definiti per singole unità, in modo da consentire al GRTN di selezionare le unità da cui approvvigionare le risorse per i servizi di dispacciamento.

- Nel caso dei programmi di prelievo, invece, i punti di offerta in prelievo possono corrispondere sia a singoli punti di prelievo, cioè a singole unità di consumo, sia ad aggregati di punti di prelievo. L'aggregazione dei punti di prelievo afferenti a un punto di offerta è funzionale all'applicazione della disciplina degli sbilanciamenti e per questo deve soddisfare condizioni ben precise. Possono infatti essere aggregati in un unico punto di offerta in prelievo tutti i punti di prelievo nella disponibilità di un operatore purché siano siti in una stessa zona geografica, per consentire il controllo dei transiti tra una zona e l'altra e siano caratterizzati da uno stesso regime IVA.

3) UTENTE DI DISPACCIAMENTO. Per ogni punto di offerta è individuato un "*utente di dispacciamento*", responsabile verso il GRTN dell'esecuzione dei programmi di immissione determinati sul mercato o in esecuzione dei contratti bilaterali, responsabile dell'esecuzione degli ordini di bilanciamento che il GRTN può inviare ai punti di offerta nel tempo reale per garantire la sicurezza del sistema, nonché responsabile del pagamento al GRTN degli oneri di sbilanciamento, vale a dire delle penali attribuite ai punti di offerta per il mancato rispetto dei programmi cumulati.

CAPITOLO 2

DATI E ANALISI PRELIMINARI

Prima di entrare nel dettaglio delle analisi, ricordiamo che lo studio dei volumi dell'elettricità è di vitale importanza in un mercato elettrico liberalizzato. Infatti, le previsioni sui volumi sono divenute gradualmente il processo centrale e integrale nella programmazione e nel funzionamento dei servizi pubblici elettrici, fornitori di energia, operatori del sistema e altri partecipanti al mercato. Le quantità di interesse per le previsioni sono solitamente i consumi orari dell'intero sistema elettrico, ma si può avere a che fare anche con previsioni di valori giornalieri, settimanali e mensili. La natura di queste previsioni è differente: è possibile prevedere i volumi del giorno successivo con una bassa percentuale di errore, ma è impossibile prevedere i valori del prossimo inverno con la stessa accuratezza poiché nel lungo termine entrano in gioco altri fattori, come ad esempio il clima, che influenzano l'andamento dei consumi elettrici.

Inoltre, è stato osservato che in molti casi le fluttuazioni delle quantità si traducono in fluttuazioni dei prezzi elettrici. Tuttavia, la questione relativa al fatto che siano i prezzi a derivare dalle quantità, o viceversa, non è ancora facilmente risolta. In questo lavoro ci limiteremo ad un'analisi dei volumi.

2.1 I DATI

I dati analizzati provengono dal mercato elettrico italiano (IPEX) e sono relativi alle quantità di energia (MWh) acquistate in tale mercato. Si tratta di una serie storica oraria giornaliera che copre quasi tre anni: inizia il 1 Aprile 2004 e termina il 31 Gennaio 2007, 148 settimane intere, per un totale di 24.864 osservazioni.

Poiché nel passaggio da ora solare a ora legale che si ha a fine marzo si perde il dato relativo all'ora 3, si è provveduto a imputare tale dato prendendo la media tra la stessa ora del medesimo giorno della settimana precedente e quella dello stesso giorno della settimana successiva. Viceversa, a fine ottobre, nel passaggio da ora legale a ora solare, ci troviamo con un'ora in più, così si è provveduto a modificare la serie inserendo, al posto dei valori rilevati all'ora 3 e all'ora 4, un unico valore ottenuto come in precedenza (riportando quindi la frequenza dei dati a 24 ore).

Di seguito è riportato il grafico della serie completa.

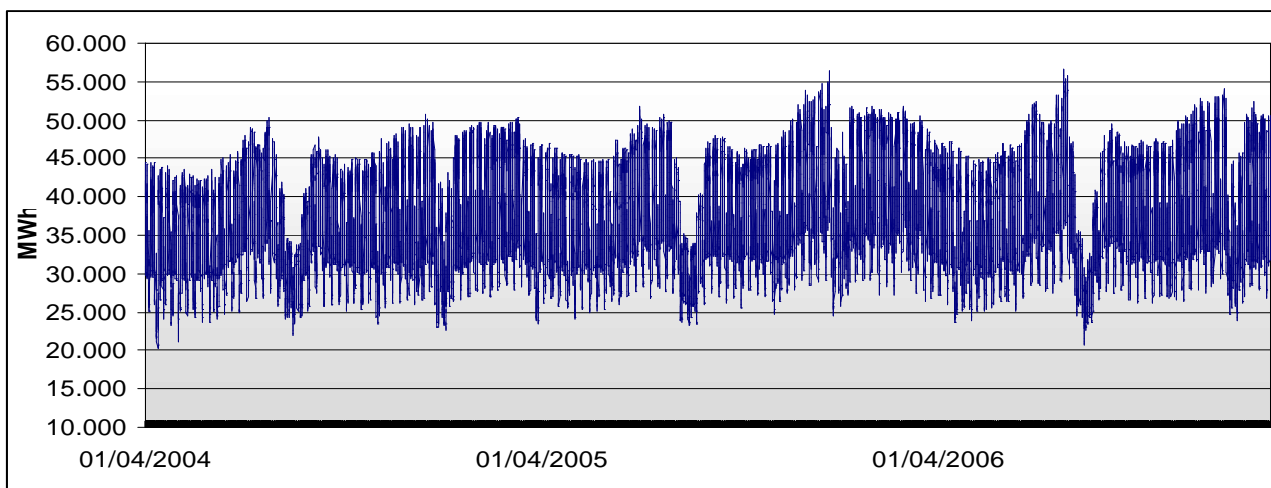


Figura 2.1 – Volumi di energia scambiati nel mercato IPEX nel periodo 1 Aprile 2004 – 31 Gennaio 2007

Ad una prima analisi grafica, la serie non presenta un evidente *trend*, ma segnala la presenza di stagionalità di tipo giornaliero,

settimanale e mensile. È infatti ben noto che la domanda di elettricità subisce delle fluttuazioni stagionali dovute principalmente al cambiamento delle condizioni climatiche, come la temperatura e il numero delle ore di luce che si hanno nell'arco della giornata.

Dall'analisi del grafico è possibile osservare che ci sono tre periodi in cui i consumi si mantengono a lungo inferiori ai 35000 MWh. Tali periodi corrispondono ai tre mesi di agosto del periodo in esame e questo suggerisce di effettuare un confronto tra una settimana tipicamente estiva e una tipicamente invernale. Tale confronto è riportato nel grafico sottostante.

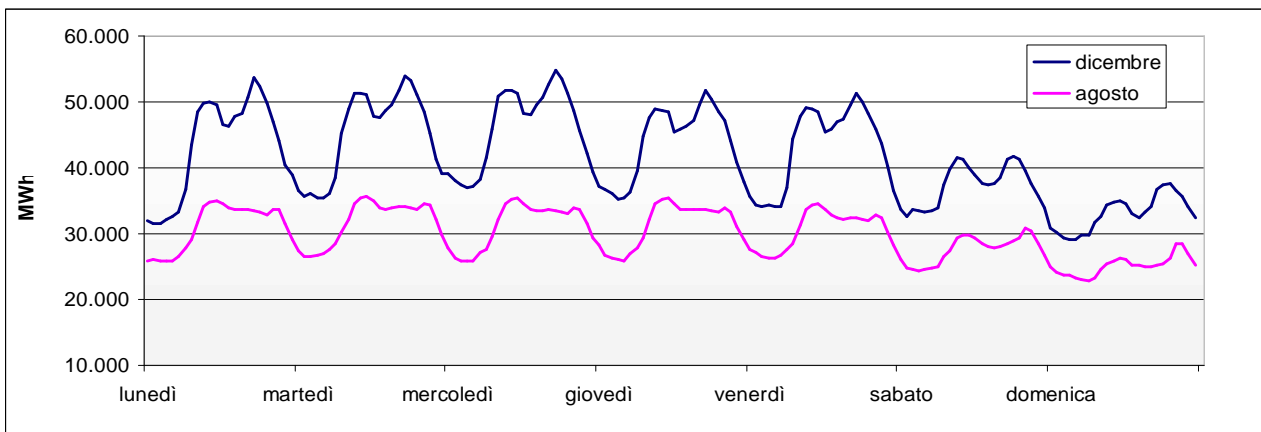


Figura 2.2 – Andamento dei consumi in due settimane scelte arbitrariamente. La prima, con valori più elevati, è tipicamente invernale (dicembre 2005), la seconda è tipicamente estiva (agosto 2006).

La settimana tipicamente invernale è relativa al mese di dicembre 2005, mentre quella estiva è dell'agosto 2006. Notiamo come i consumi di quest'ultima si mantengano costantemente inferiori a quelli della settimana di dicembre. Inoltre i due picchi che si hanno durante la giornata sono meno evidenti per i dati del periodo estivo. Per la serie relativa a dicembre, all'interno di ogni giornata, si hanno due picchi: uno in corrispondenza della mattina, momento in cui normalmente le persone si alzano e vanno al lavoro, e l'altro in corrispondenza del pomeriggio, momento in cui si rincasa e si inizia a

preparare la cena, guardare la tv, etc. In agosto questo secondo picco è pressoché assente.

Le due serie sono accomunate dal fatto che i consumi tendono a diminuire nel fine settimana. Andremo ad analizzare quest'aspetto nel paragrafo successivo.

2.2 STAGIONALITÀ SETTIMANALE

Data la numerosità delle osservazioni, per poter osservare meglio la stagionalità di tipo settimanale risulta più informativo analizzare il grafico della serie delle medie giornaliere, riportato in figura 2.3.

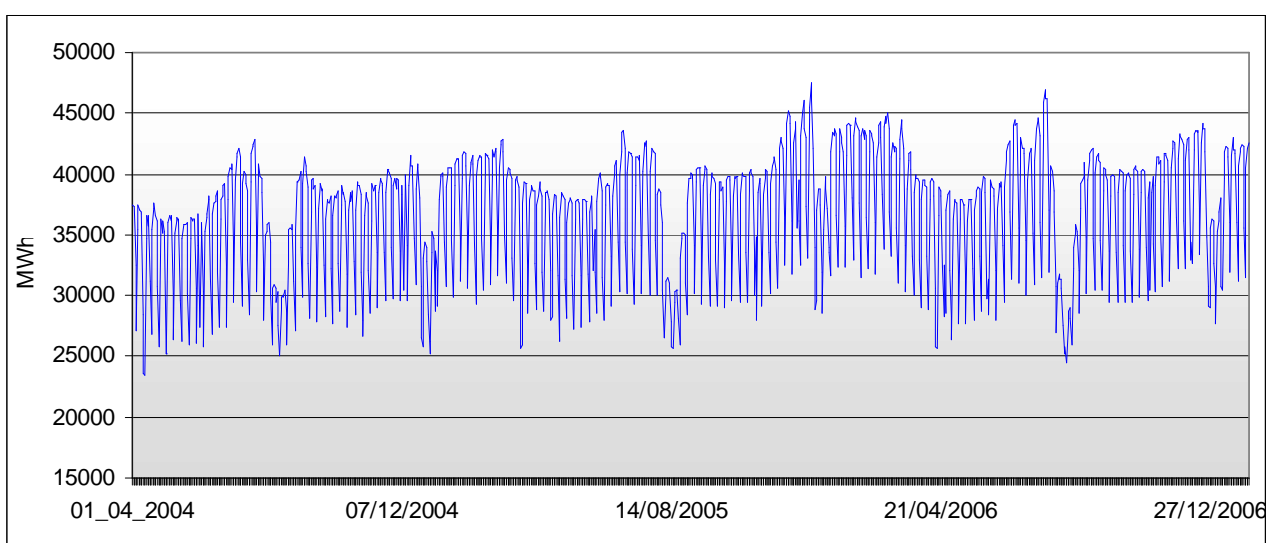


Figura 2.3 - Serie delle medie giornaliere dei volumi di elettricità acquistati sul mercato IPEX nel periodo 1 aprile 2004 - 31 gennaio 2007.

La serie in questione presenta un andamento simile a quella vista precedentemente in figura 2.1, ma si nota che vi sono picchi frequenti verso il basso che probabilmente corrispondono ai fine settimana, evidenziando quindi una stagionalità di tipo settimanale, dovuta al fatto che nel *weekend* i consumi sono generalmente più bassi rispetto al resto della settimana. Per confermare ciò è

sembrato interessante andare a verificare l'andamento delle serie degli acquisti separate per giorni lavorativi, sabato e domenica.

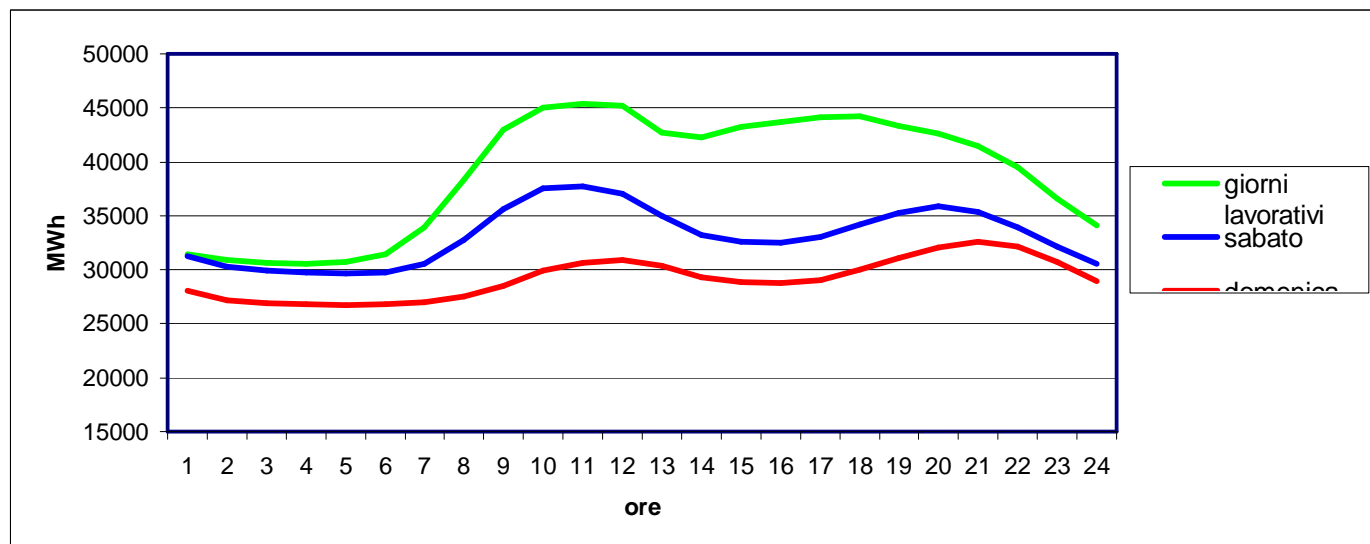


Figura 2.4 – Grafico delle serie delle medie orarie dei volumi acquistati separate per giorni lavorativi, sabato e domenica

In figura 2.4 sono rappresentate le serie delle medie orarie delle quantità acquistate nei giorni lavorativi (linea verde), il sabato (linea blu) e la domenica (linea rossa).

Risulta subito confermato quanto detto in precedenza, ovvero che i consumi che si hanno durante i giorni lavorativi sono più alti di quelli registrati nei giorni festivi. L'andamento delle serie è simile, ma nei giorni lavorativi vi è un diverso comportamento per quanto riguarda le ore pomeridiane. Le tre serie si mantengono costanti durante le prime ore del giorno, iniziano a crescere intorno alle ore 6 (7 nei giorni festivi), conservando un andamento crescente fino alle 12. Tra le 12 e le 13 iniziano a decrescere e dalle 14 in poi il comportamento delle serie si discosta leggermente. Infatti nei giorni lavorativi si ha un aumento dei volumi fino alle 18 e successivamente una fase decrescente fino alla fine della giornata. Nel fine settimana invece si ha una diminuzione dalle 14 alle 16, poi una crescita fino alle 20 per il sabato, 21 per la domenica, e infine una diminuzione fino alle ore 24.

2.3 AUTOCORRELAZIONI

Per verificare se i dati possiedono una componente stagionale vi sono due metodi in realtà equivalenti: la correlazione seriale e l'analisi spettrale.

Nel primo approccio le dipendenze tra le osservazioni $\{x_1, \dots, x_n\}$ sono misurate calcolando le correlazioni tra i valori dei dati al variare dei ritardi temporali. Ciò solitamente avviene tramite l'analisi della funzione di autocorrelazione:

$$ACF(h) = \hat{\rho}(h) = \frac{\hat{\gamma}(h)}{\hat{\gamma}(0)}$$

dove $\hat{\gamma}(h)$ è la funzione di autocovarianza:

$$ACVF(h) = \hat{\gamma}(h) = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^{n-h} (x_{t+h} - \bar{x})(x_t - \bar{x})$$

Per processi *white noise* l'autocorrelazione $\hat{\rho}(h)$ si distribuisce come una normale $N(0, 1/n)$ e quindi il 95% delle autocorrelazioni dovrebbe cadere all'interno delle bande di confidenza determinate da $\pm 1.96/\sqrt{n}$.

Invece, per processi che non siano *random walk* si deve tener presente che le autocorrelazioni per ritardi consecutivi sono formalmente dipendenti. Se il primo elemento è strettamente collegato al secondo, e il secondo al terzo, allora il primo elemento deve avere qualcosa che lo collega al terzo, e così via. In particolare, i dati con un *trend* avranno un'autocorrelazione globale che decresce molto lentamente. Ciò implica che l'andamento delle dipendenze seriali può cambiare considerevolmente dopo aver rimosso il primo ordine di autocorrelazione, andando a differenziare la serie.

I grafici presenti in figura 2.5 riportano le autocorrelazioni globali e parziali della serie oraria delle quantità di energia. Notiamo che l'autocorrelazione globale ha un andamento ondulatorio con picchi a intervalli regolari di periodo 24. Questo comportamento evidenzia la presenza di una stagionalità di tipo giornaliero. Sono evidenti, inoltre, dei picchi più elevati in corrispondenza dei ritardi multipli di 168 (7 giorni) che evidenziano quindi anche la presenza di una periodicità settimanale.

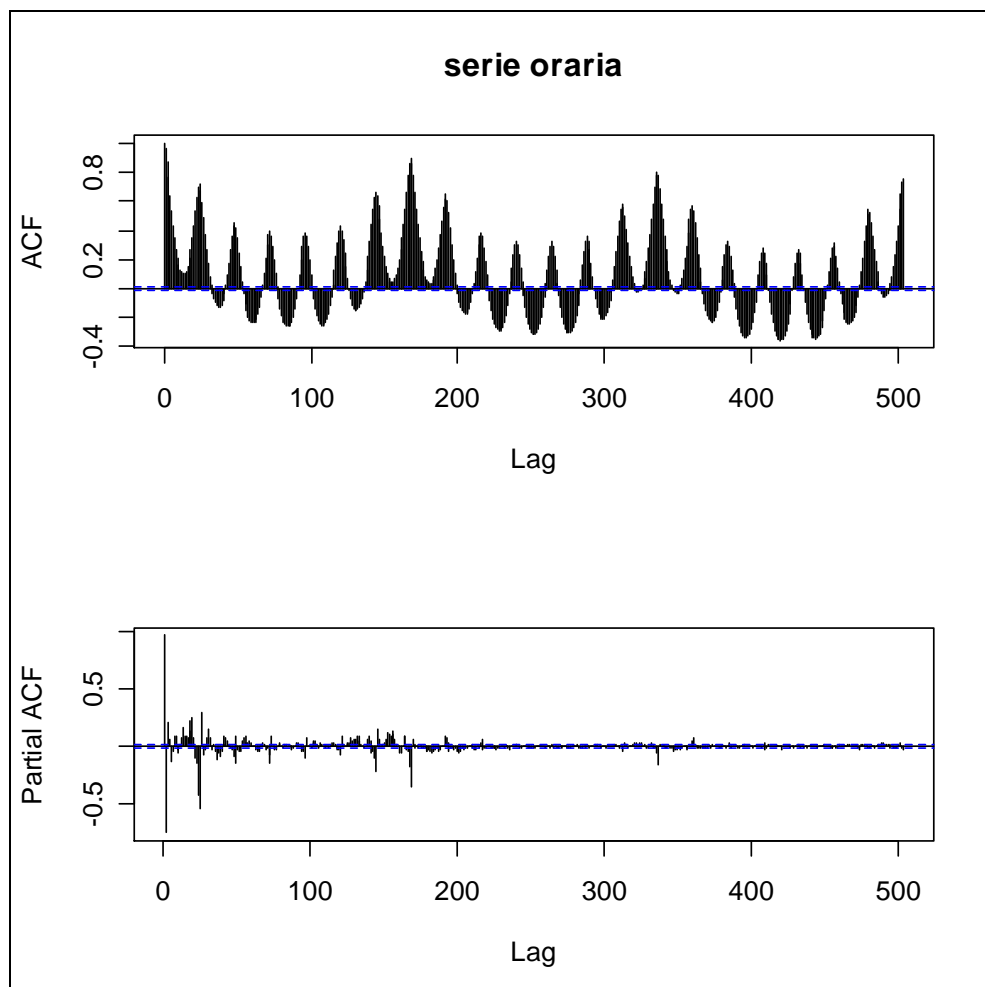


Figura 2.5 – Autocorrelazione globale e parziale della serie oraria dei volumi.

Il secondo grafico riporta l'autocorrelazione parziale (PACF) della serie completa. La PACF è un'estensione dell'autocorrelazione dove è rimossa la dipendenza tra gli elementi intermedi, sostanzialmente

essa fornisce un quadro più nitido delle dipendenze seriali per singoli ritardi, eliminando le interferenze con altre dipendenze di serie.

Di seguito, in figura 2.6, sono riportati i grafici delle autocorrelazioni globale e parziale della serie delle medie giornaliere.

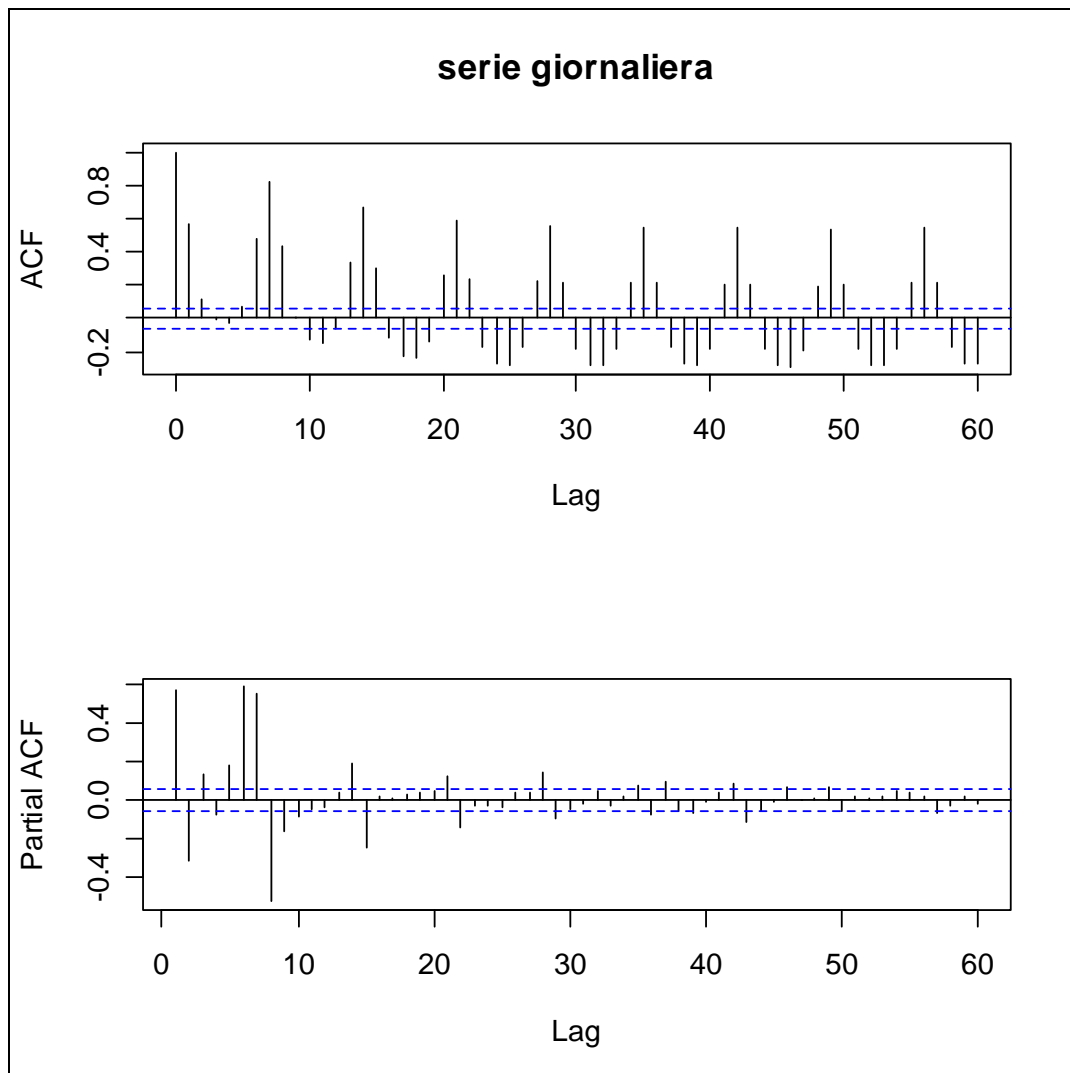


Figura 2.6 – Autocorrelazione globale e parziale della serie giornaliera dei volumi.

Anche qui l'andamento dell'autocorrelazione globale presenta dei picchi, ma in questo caso gli intervalli a cui si susseguono sono di periodo 7, evidenziando quindi una stagionalità settimanale.

2.4 ANALISI SPETTRALE E PERIODOGRAMMA

Il secondo approccio per verificare se una serie presenta o meno qualche componente periodica è l'analisi spettrale (o armonica), un tipo di analisi che consente di porre in rilievo quali siano le frequenze, e quindi le periodicità, più importanti all'interno di una serie.

Lo scopo dell'analisi è di decomporre una serie temporale in alcune sottofunzioni sinusoidali di una particolare lunghezza d'onda. La lunghezza d'onda è tipicamente espressa in termini di frequenza, per esempio il numero di cicli per unità di tempo, solitamente indicato con ω . Ricordando che il periodo T di una funzione (seno o coseno) è definito come la lunghezza di tempo richiesta per un ciclo completo, si ha che questa è il reciproco della frequenza: $T = 1/\omega$. Per esempio per il ciclo settimanale si avrà: $1/0,1428 = 7$ giorni.

Lo spettro è interessante poiché molti fenomeni naturali hanno una variabilità che dipende dalla frequenza e, una volta individuata tale frequenza, probabilmente si ottengono informazioni sul processo fisico sottostante. Lo strumento di base dell'analisi spettrale è il periodogramma. Esso misura l'intensità della frequenza k -esima all'interno della serie di valori e quindi l'importanza che assume ogni singolo periodo della serie.

Per un vettore di osservazioni $\{x_1, \dots, x_n\}$ il periodogramma è definito come:

$$I_n(\omega_k) = \frac{1}{n} \left| \sum_{t=1}^n x_t \exp^{-i(t-1)\omega_k} \right|^2$$

dove $\omega_k = 2\pi(k/n)$ sono le frequenze di *Fourier* (o standard) espresse in termini di radianti per unità di tempo, $k = -[n/2]+1, \dots, -1, 0, 1, \dots, [n/2]$ e $[x]$ rappresenta il più alto numero intero vicino o uguale a x . Quindi, valori relativamente elevati di $I_n(\omega_k)$ indicano un ciclo di periodo $1/\omega_k$.

Da un punto di vista numerico si sottolinea che I_n è il valore assoluto del quadrato della trasformata di Fourier.

L'analisi spettrale può essere vista anche come un problema di regressione lineare multipla, dove la variabile dipendente è la serie storica osservata e le variabili indipendenti sono le funzioni seno di tutte le frequenze (discrete) possibili. Il modello di regressione multipla può essere scritto come:

$$x_t = \alpha_0 + \sum_{k=1}^{[n/2]} \{a_k \cos(\omega_k t) + b_k \sin(\omega_k t)\},$$

dove ω_k sono le frequenze di Fourier definite in precedenza. Quindi il problema di calcolo per adattare le funzioni seno e coseno di differenti lunghezze ai dati può essere trattato come un problema di regressione lineare multipla. I parametri a_k del coseno e b_k del seno sono coefficienti di regressione che indicano il grado in cui le rispettive funzioni sono correlate coi dati. Ci sono tante diverse onde sinusoidali quanti sono i punti dei dati, e si può riprodurre interamente le serie delle funzioni sottostanti.

Per andare ad indagare sulla struttura della stagionalità dei volumi dell'elettricità abbiamo quindi costruito i periodogrammi della serie oraria e della serie delle medie giornaliere dei volumi di energia elettrica acquistati nel periodo in esame.

In figura 2.7 è riportato il periodogramma della serie completa. Notiamo la presenza di quattro picchi, in corrispondenza dei quali individueremo le periodicità più significative.

Il picco più elevato si ha alla frequenza $\omega_k = 0.0417$ e corrisponde alla periodicità giornaliera: $1/\omega_k = 24$ ore. Il secondo picco si riscontra alla frequenza $\omega_k = 0.00595$ e corrisponde a una periodicità di 168 ore (settimanale). Questi primi due picchi individuano già le due periodicità più significative: quella giornaliera e settimanale. Per

completezza riportiamo anche i risultati ottenuti dal calcolo delle frequenze degli altri due picchi:

- $\omega_k = 0.0119 \rightarrow 1/\omega_k = 84$ ore
- $\omega_k = 0.0833 \rightarrow 1/\omega_k = 12$ ore

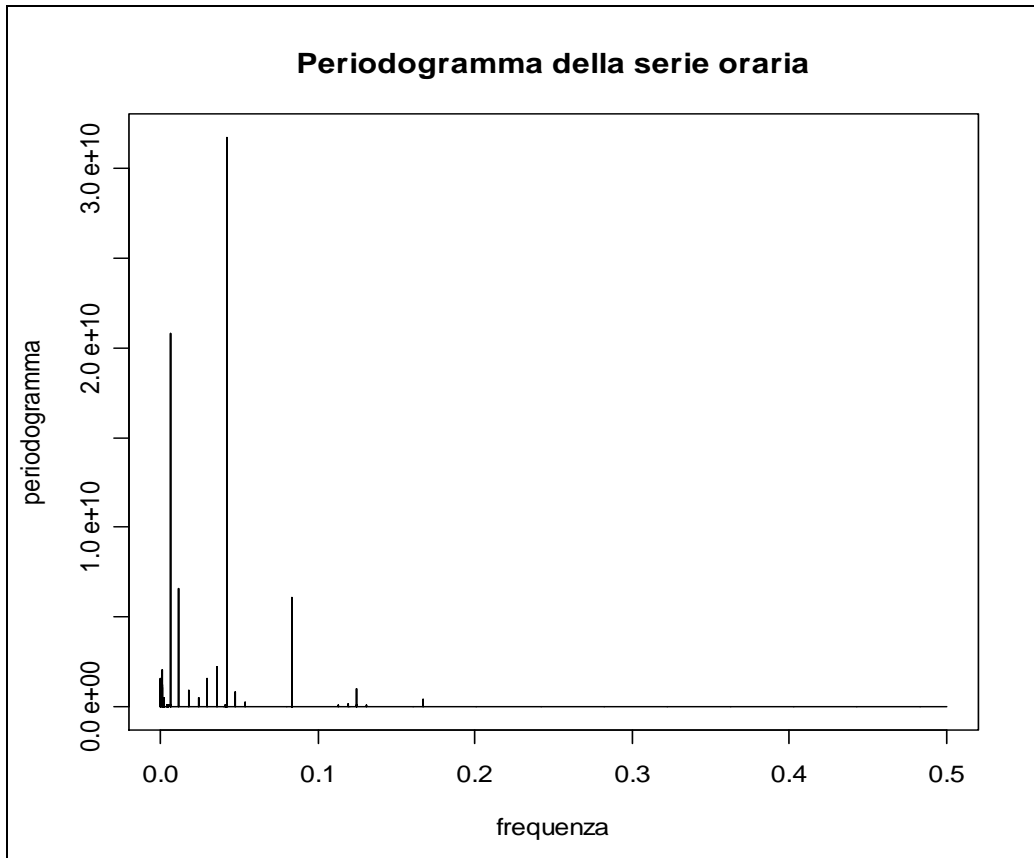


Figura 2.7 – Periodogramma della serie oraria dei volumi di elettricità acquistati nel mercato IPEX

In figura 2.8 è riportato il grafico del periodogramma della serie delle medie giornaliere. Notiamo che vi è un picco molto elevato, che risulta essere il più significativo alla frequenza $\omega_k = 0.1428$, corrispondente a una periodicità pari a 7 giorni. Gli altri picchi che si hanno alle frequenze $\omega_k = 0.2857$, $\omega_k = 0.4286$ e $\omega_k = 0.0135$ indicano rispettivamente periodi di $7/2 = 3.5$, $7/3 = 2.33$ e 74 giorni. Di questi, i primi due sono i cosiddetti "harmonics" (multipli della

frequenza del periodo di 7 giorni) e indicano che i dati manifestano un periodo di 7 giorni che non è sinusoidale.

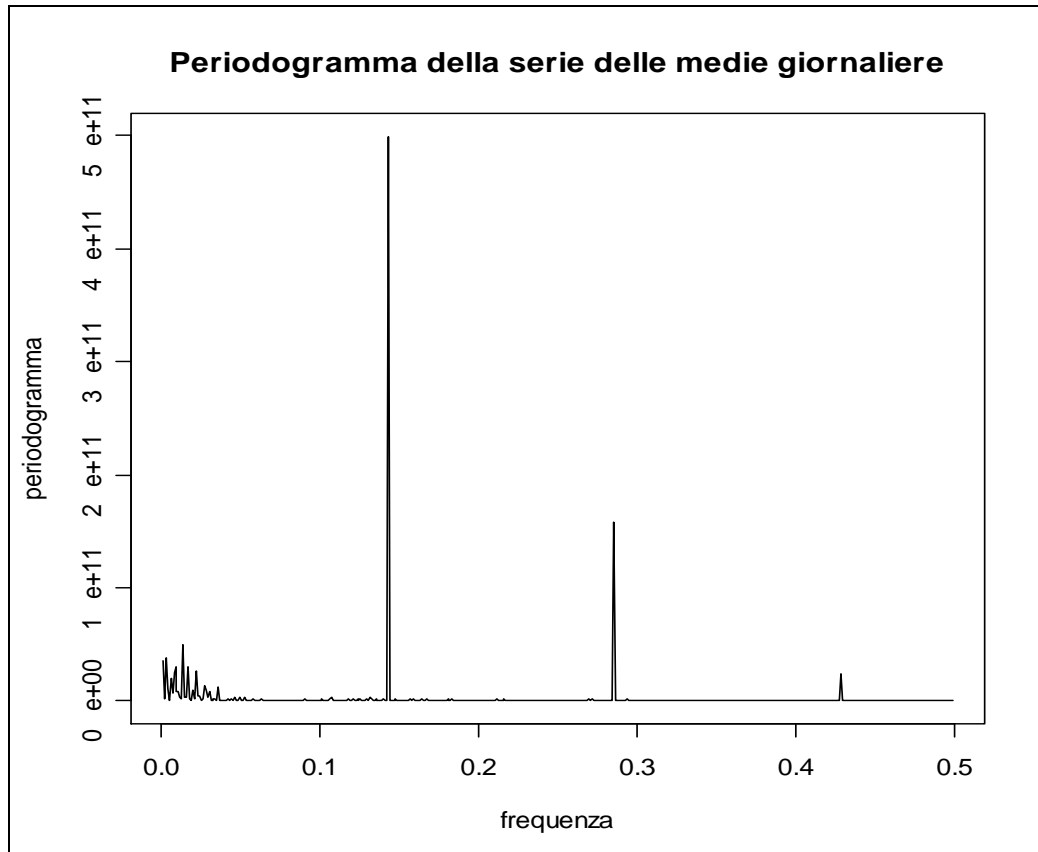


Figura 2.8 – Periodogramma della serie delle medie giornaliere dei volumi di elettricità acquistati nel mercato IPEX

Successivamente abbiamo ripetuto l'analisi per tutte le 24 serie orarie. I relativi periodogrammi sono riportati in appendice. Presentano tutti un andamento simile al periodogramma della serie delle medie giornaliere. Gli unici il cui andamento si discosta leggermente sono quelli delle serie delle ore 19 e delle ore 20, in cui vi sono picchi abbastanza elevati anche in corrispondenza di frequenze vicine allo zero.

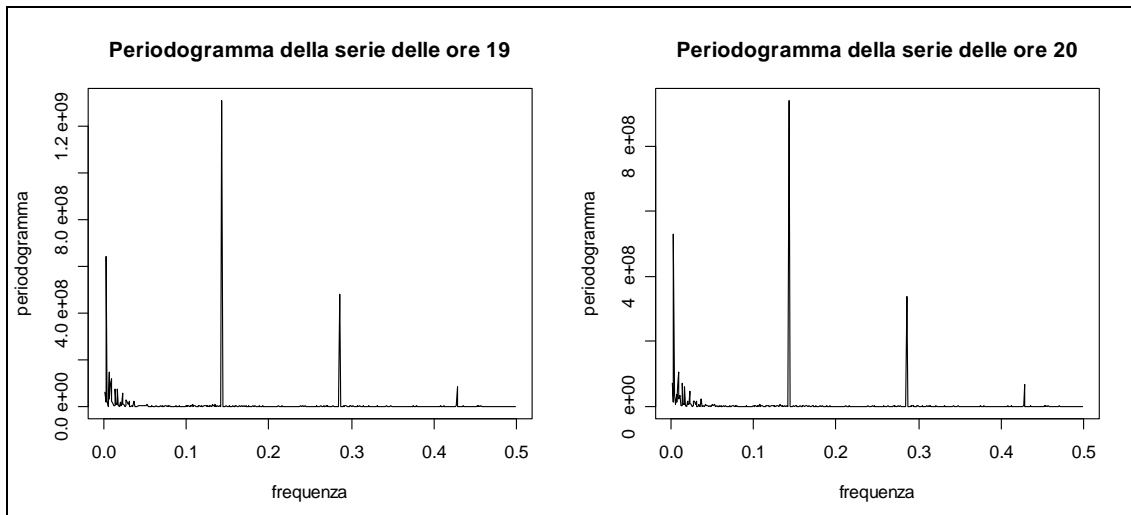


Figura 2.9 – Periodogrammi della serie orarie dei volumi relative alle ore 19 e 20.

2.5 MODELLAZIONE DELLE COMPONENTI PERIODICHE

Una volta identificata la presenza di stagionalità, prima di procedere con altre analisi, andremo a modellarla o rimuoverla dalla serie oraria completa e dalla serie delle medie giornaliere.

Serie differenziate

La differenziazione è una tecnica che può essere utilizzata per rimuovere *trend* e componenti stagionali. Vi sono due ragioni principali per differenziare una serie. In primo luogo si riesce ad identificare la natura nascosta delle dipendenze stagionali nella serie. Il rimuovere alcune autocorrelazioni può cambiarne altre poiché sono interdipendenti per ritardi consecutivi. Differenziando si può eliminarle o rendere più evidenti altre stagionalità. Il secondo motivo per rimuovere le dipendenze stagionali è quello di rendere le serie

stazionarie, presupposto necessario per procedere con modelli e previsioni. L'idea che sta dietro alla differenziazione è semplicemente quella di considerare le differenze fra coppie successive di osservazioni con ritardi appropriati. Per esempio per eliminare un trend polinomiale di ordine m si andrà a differenziare m volte al ritardo 1. Allo stesso modo per rimuovere la componente stagionale settimanale da dati orari si può considerare la serie trasformata:

$$y_t = x_t - x_{t-168} = (1 - B^{168}) x_t$$

dove B è l'operatore ritardo: $B^h x_t = x_{t-h}$.

Per la serie delle medie giornaliere la serie differenziata sarà data da:

$$y_t = x_t - x_{t-7} = (1 - B^7) x_t$$

In figura 2.10 sono riportati i grafici delle due serie ottenute.

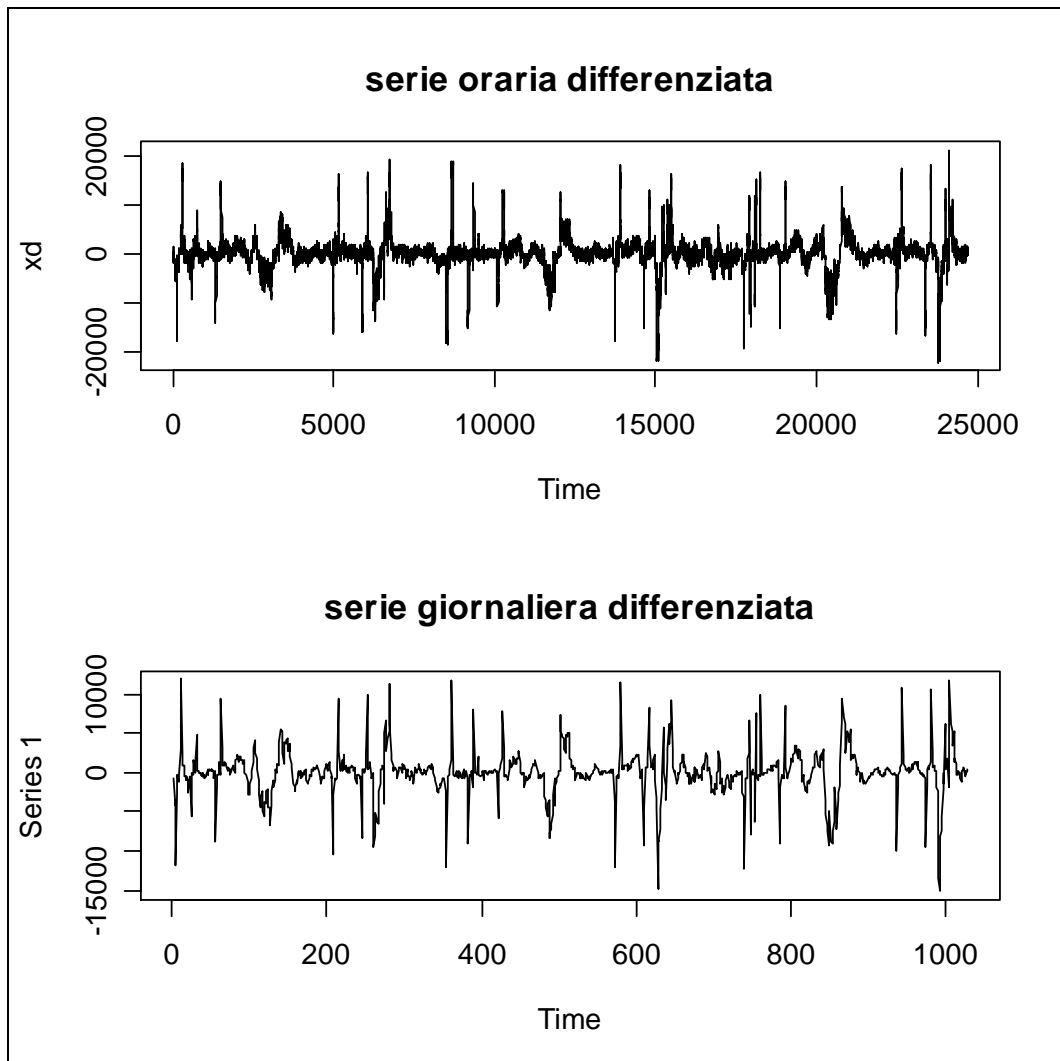


Figura 2.10 – Grafici delle serie differenziate

Analizzando i grafici delle funzioni di autocorrelazione empiriche delle serie differenziate (figura 2.11) notiamo che, pur non decrescendo velocemente a zero, non presentano più picchi a intervalli periodici.

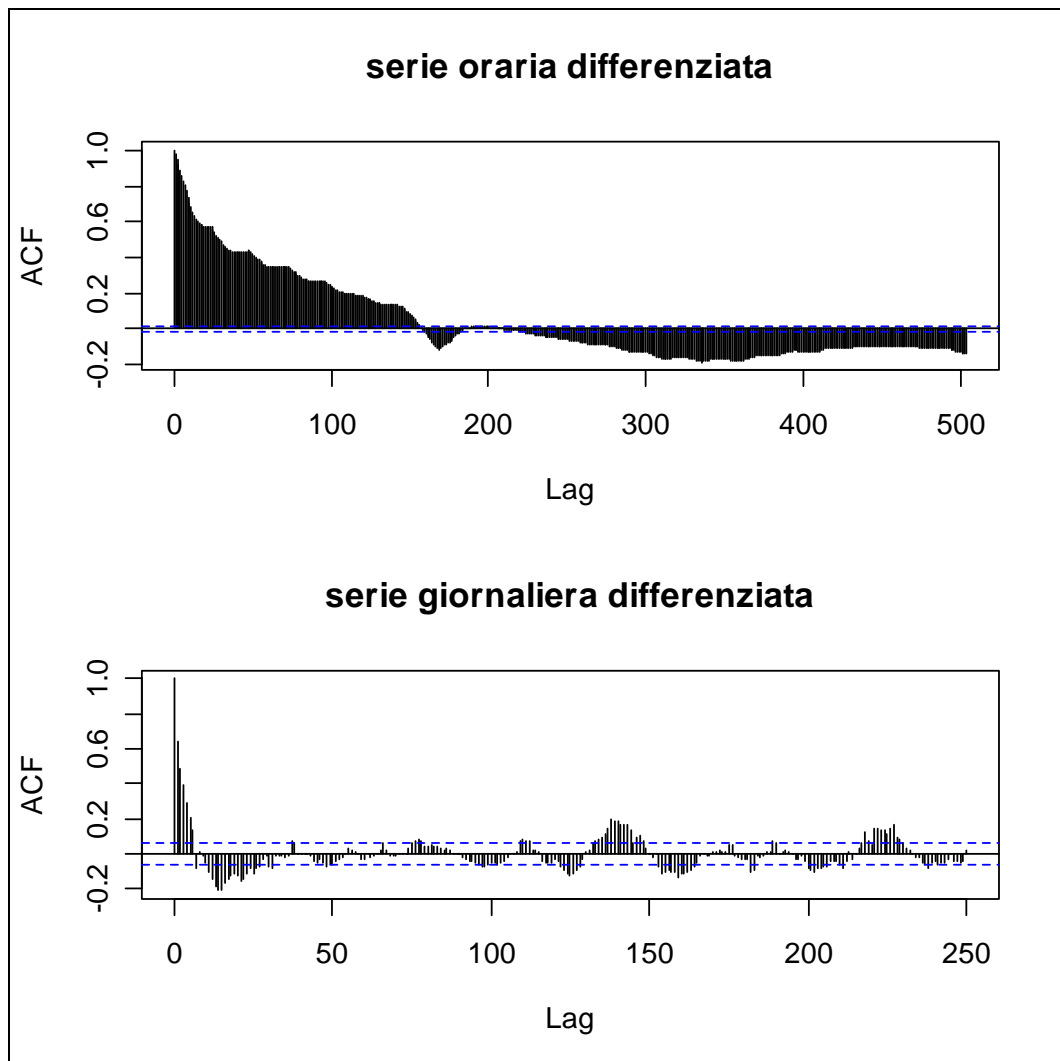


Figura 2.10 – Grafici delle serie differenziate

Abbiamo provato a rimuovere la componente periodica anche tramite l'uso di variabili *dummy* (168 per la serie di dati orari, 7 per la serie di dati giornalieri). Poiché le autocorrelazioni delle serie ottenute continuavano a presentare picchi a intervalli periodici, omettiamo tali risultati.

2.6 ANALISI DI MEMORIA LUNGA

Osservando le funzioni di autocorrelazione empiriche delle serie differenziate notiamo che ancora non decrescono a zero rapidamente. Questo fa supporre un comportamento di memoria lunga nei dati. Per verificare la presenza di una componente persistente nella serie dei volumi di energia, abbiamo utilizzato alcune procedure non parametriche e semiparametriche per stimare l'esponente di Hurst, H . Tali procedure sono:

- metodo della varianza aggregata;
- metodo di Higuchi;
- analisi R/S o del rango riscaldato;
- metodo del log-periodogramma.¹

L'esponente di Hurst è un indicatore di persistenza, introdotto da Harold Edwin Hurst (1951), un idrologo che lavorò al progetto di una diga sul fiume Nilo in Egitto agli inizi del ventesimo secolo. Il suo compito era quello di studiare un sistema di controllo della quantità di acqua contenuta in una diga, in modo che questa non fosse mai troppa o troppo poca. Il fattore principale che influenza il livello d'acqua in una diga è senza dubbio la quantità di pioggia caduta e, siccome usualmente si tende ad ipotizzare che tale quantità segua un *random walk*, Hurst decise di verificare se effettivamente il livello d'acqua nella diga, misurato in periodi di tempi successivi, seguiva un andamento casuale.

Hurst, grazie a dati raccolti nel corso dei secoli dagli egiziani, ebbe modo di notare che generalmente a ondate di piena più intense della media seguivano, con maggiore frequenza, altre ondate di piena di simile intensità e, al contrario, a ondate lievi, con maggiore probabilità ne seguivano altre ancora di lieve entità. Questo comportamento sembrava avere un andamento ciclico anche se la

¹ Le routine per stimare H con i metodi proposti sono contenute nella libreria fSeries di R.

lunghezza dei cicli non era costante. Egli però, usando i metodi statistici standard, non riscontrò una significativa correlazione tra le osservazioni. Decise quindi di mettere a punto una propria metodologia di analisi, l'analisi R/S o del rango riscalato, che portò a dei risultati inaspettati. In base a tali risultati, dimostrò infatti che le ondate di piena, contrariamente a quanto si possa pensare, non seguivano un andamento casuale.

Le serie storiche possono essere classificate a seconda del valore assunto dall'esponente di Hurst. Tale parametro, infatti, permette di distinguere una serie di dati la cui struttura è governata da un processo casuale, da una in cui tale processo non si può definire propriamente di tipo *random walk*. Inoltre non richiede alcuna restrizione sulla distribuzione dei dati in esame.

Ricordiamo che spesso al posto di H si fa riferimento ad un altro parametro: d . Tra questi due parametri vi è una relazione lineare del tipo $H = d + 1/2$. Pertanto è indifferente stimare uno o l'altro, in quanto stimandone uno, implicitamente si ottiene una stima anche dell'altro. A seconda dei valori che tali parametri assumono, avremo:

- $H = 1/2$ ($d = 0$) \rightarrow i dati della storia passata non influenzano lo sviluppo della serie, ossia i dati sono incorrelati tra loro;
- $H > 1/2$ ($d > 0$) \rightarrow i dati presentano una forte correlazione temporale, si parla di memoria lunga in senso stretto;
- $H < 1/2$ ($d < 0$) \rightarrow i dati presentano un comportamento antipersistente.

Descriviamo brevemente le diverse tecniche di stima nei processi a memoria lunga:

- **Metodo della varianza aggregata**

Se il processo $(X_t, t \in T)$ è stazionario e a memoria lunga, allora

$$\text{Var}(\bar{X}_n) \sim C_n^{2H-2}$$

per $n \rightarrow \infty$, dove C è una costante positiva e \bar{X}_n la media campionaria. Questo significa che la varianza della media campionaria converge a zero più lentamente che all'usuale tasso di convergenza n^{-1} (ciononostante la perdita di efficienza rispetto al miglior stimatore lineare non distorto è molto piccola: circa il 2% se il processo è gaussiano). Questo suggerisce di stimare il parametro H o d come segue:

Sia $X = (X_t, t = 1, 2, \dots, N)$ la serie temporale.

1. Per $m = 2, 3, \dots, N/2$ si suddivide la serie in $[N/m]$ sottoserie di ampiezza m . Per ogni sottoserie si calcola la media campionaria

$$\bar{X}_k(m) = \frac{1}{m} \sum_{i=(k-1)m+1}^{km} X_i, \quad k = 1, 2, \dots, N/m$$

e quindi la media totale

$$\bar{X}(m) = \frac{1}{N/m} \sum_{k=1}^{N/m} \bar{X}_k(m).$$

2. Per ogni m si calcola la varianza campionaria delle medie campionarie, $\bar{X}_k(m)$, $k = 1, 2, \dots, N/m$, cioè:

$$\text{Var}(\bar{X}(m)) = \frac{1}{N/m - 1} \sum_{k=1}^{N/m} (\bar{X}_k(m) - \bar{X}(m))^2.$$

3. Si rappresenta $\log \text{Var}(\bar{X}(m))$ contro $\log m$.

Per grandi valori di m i dati dovrebbero disporsi attorno a una retta con coefficiente angolare $(2H - 2)$ o $(2d - 1)$. La retta si trova applicando ai punti la procedura dei minimi quadrati. Se la serie non ha dipendenza di lungo periodo ($H = 1/2$, $d = 0$), allora il coefficiente della retta dovrebbe essere pari a -1 .

- **Metodo di Higuchi**

Anche questo metodo, introdotto da Higuchi (1988), è un metodo non parametrico. Si basa sul risultato per cui, per una serie a memoria lunga si ha

$$E[L(k)] \sim C_H k^{-D},$$

dove $D = 2 - H$ e $L(k)$ è una quantità che dipende da k .

Allora se si presenta il $\log L(m)$ contro $\log k$, i dati dovrebbero distribuirsi attorno a una retta con coefficiente angolare $-D$. Anche in questo caso la retta si trova applicando ai punti la procedura dei minimi quadrati. Se la serie non presenta dipendenza di lungo periodo $H = 1/2$ e quindi si dovrebbe trovare $D = 1.5$.

- **Metodo R/S o del rango riscaldato**

La statistica R/S o *statistica del rango riscaldato* fu introdotta da Hurst (1951) per studiare come regolarizzare il flusso del fiume Nilo. Questa statistica può essere utilizzata sia per saggiare la dipendenza di lungo periodo in serie temporali reali sia per stimare l'intensità di tale dipendenza.

Sia $X = (X_t, t=1,2,\dots)$, con $\bar{X}_n = n^{-1} \sum_{i=1}^n X_i$ e $s_n^2 = n^{-1} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2$ indichiamo rispettivamente l'usuale media e varianza campionaria nell'intervallo temporale da 1 a n . La statistica R/S è il rango delle somme parziali delle deviazioni dei valori osservati dalla loro media, riscaldato con la deviazione standard. Per ogni $n > 0$, tale statistica è data da:

$$\tilde{Q}(n) = \frac{1}{s_n} \left[\max_{1 \leq k \leq n} \sum_{i=1}^k (X_i - \bar{X}_n) - \min_{1 \leq k \leq n} \sum_{i=1}^k (X_i - \bar{X}_n) \right]$$

dove n può essere considerato come un ritardo.

È possibile far vedere che se rappresentiamo il $\log (\tilde{Q}(n))$ in funzione del $\log (n)$, i punti dovrebbero essere sparsi casualmente

intorno a una retta di pendenza H . Se il processo X è un processo a memoria corta, allora $H = 1/2$, se invece X possiede dipendenza di lungo periodo, allora $H > 1/2$.

- **Metodo del log-periodogramma**

Il metodo del log-periodogramma è uno dei metodi più noti e utilizzati per stimare in modo semiparametrico il parametro di dipendenza di lungo periodo. Il vantaggio di questo metodo è che la specificazione del modello non è veramente necessaria perché l'unica informazione di cui si ha bisogno è il comportamento della densità spettrale vicino all'origine.

Questo metodo è stato originariamente introdotto da Geweke e Porter-Hudack (1983) per il caso in cui $H \in (0, 1/2)$ o equivalentemente $d \in (-1/2, 0)$.

Tutto ciò che è necessario conoscere del modello è che la funzione di densità spettrale sia del tipo:

$$f(\omega) \sim c_f \left(4 \sin^2 \left(\frac{1}{2} \omega \right) \right)^{-d}, \quad (1)$$

quando ω tende a 0. Dato che il periodogramma $I(\omega)$, è una stima asintoticamente non distorta della funzione di densità spettrale, ossia

$$\lim_{\omega \rightarrow 0} E[I(\omega)] = f(\omega)$$

è possibile stimare d applicando il metodo dei minimi quadrati alla seguente equazione:

$$\ln(I(\omega_{j,N})) = \ln c_f + \beta \ln \left(4 \sin^2 \left(\frac{1}{2} \omega \right) \right) + \varepsilon_j, \quad (2)$$

dove $\beta = -d$ e gli ε_j , $j=1,2,\dots,n^*$ sono termini di errore *i.i.d.*, valutando l'equazione (1) alle frequenze di Fourier $\omega_{j,N} = (2\pi j/N)$, $j=1,2,\dots,n^*$, dove n^* è la parte intera di $(N - 1)/2$.

Definendo $y_j = \ln(I(\omega_{j,N}))$, $x_j = \ln(4 \sin^2(\omega_{j,N} / 2))$, $e_j = \varepsilon_j + C$, e $\alpha = \ln c_f + C$, l'equazione (2) può essere scritta nel seguente modo:

$$y_j = \alpha + \beta x_j + e_j, \quad j = 1, 2, \dots, N$$

dove gli e_j si distribuiscono come variabili i.i.d. con media nulla.

Poiché la (1) è una relazione asintotica che vale soltanto vicino all'origine, stimando il parametro di lungo periodo, utilizzando tutte le ordinate, si possono ottenere stimatori fortemente distorti di d . Geweke e Porter-Hudack propongono quindi di applicare i minimi quadrati all'equazione (2) utilizzando solamente le ordinate del periodogramma che corrispondono a basse frequenze. Ciononostante i risultati non sono sempre ottimali.

Anche se questo metodo presenta alcuni problemi, è il solo modo non parametrico di stimare d o H tramite cui si può derivare una distribuzione asintotica dello stimatore. Così è possibile costruire test e intervalli di confidenza per d e H .

Nella tabella 2.1 sono riportati i valori del parametro d ottenuti per la serie oraria completa e per la serie delle medie giornaliere non differenziate.

Metodo utilizzato	Serie oraria	Serie giornaliera
Varianza aggregata	0,2582086	0,2533944
Higuchi	0,46614	0,4669774
R/S	0,3663057	0,1901998
Periodogramma	0,823222	0,775018

Tabella 2.1 – Stima del parametro d sulla serie oraria e sulla serie giornaliera.

Essendo tutti valori superiori a 0 possiamo dire che nei dati sembra esserci presenza di memoria lunga. Abbiamo ripetuto tale analisi per le serie differenziate, in quanto la presenza di componenti periodiche

potrebbe portare a risultati inconcludenti riguardo alla stima di d . Abbiamo ottenuto stime del parametro d sempre superiori a 0 per quanto riguarda i dati orari, mentre per i dati giornalieri solo il metodo R/S segnala la presenza di memoria lunga. I risultati sono riportati in tabella 2.2.

Metodo utilizzato	Serie oraria differenziata	Serie giornaliera differenziata
Varianza aggregata	0,3723078	-0,41665804
Higuchi	0,412521	-0,1797685
R/S	0,4977446	0,1740987
Periodogramma	0,793888	-0,01820983

Tabella 2.2 – Stima del parametro d sulle serie oraria e giornaliera differenziate.

Queste analisi sono state ripetute anche per tutte le 24 serie orarie non differenziate e differenziate. I risultati sono riportati in appendice. Tali risultati sono simili a quelli della serie delle medie giornaliera, fatta eccezione per i valori ottenuti con il metodo del periodogramma sulle serie differenziate delle ore 18, 19, 20 e 21 che risultano essere maggiori di 0.

CAPITOLO 3

MODELLI UTILIZZATI

In questo capitolo cercheremo di identificare i processi generatori delle serie in esame. Sebbene abbiamo riscontrato esserci memoria lunga nei dati, i modelli che prenderemo in considerazione sono solamente di tipo lineare.

Dalle analisi preliminari svolte nel capitolo 2 possiamo affermare che il processo generatore dei dati è un processo stagionale e quindi, poiché ci concentriamo solo su modelli lineari, un processo ARIMA stagionale (SARIMA).

L'idea che sta alla base dei modelli SARIMA è che il processo deve descrivere due tipi di relazioni all'interno della serie osservata: la correlazione tra valori consecutivi, che è quella modellata dagli usuali modelli ARIMA e la correlazione tra osservazioni che distano tra loro un multiplo di un periodo.

3.1 MODELLO STIMATO PER LA SERIE ORARIA DEI VOLUMI DELL'ELETTRICITÀ

Prima di identificare e stimare un qualche modello per la serie oraria dei volumi di elettricità, abbiamo differenziato la serie per considerare la componente stagionale. Le analisi successive sono pertanto svolte sulla serie $(1-B^{168}) x_t$.

Il miglior modello a cui siamo pervenuti per questa serie risulta essere un SARIMA $(1,1,0)(7,0,7)_{24}$. Va precisato che il coefficiente 7 della parte a media mobile stagionale si riferisce solamente al periodo 168 in quanto i sei coefficienti precedenti sono risultati non significativi.

I risultati ottenuti utilizzando il programma *EViews* sono riportati nella tabella che segue:

Dependent Variable: D(XD)				
Method: Least Squares				
Date: 06/18/07 Time: 15:24				
Sample(adjusted): 171 24696				
Included observations: 24526 after adjusting endpoints				
Convergence achieved after 10 iterations				
Backcast: OFF (Roots of MA process too large)				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
AR(1)	0.213078	0.006249	34.09613	0.0000
SAR(24)	0.291628	0.006366	45.80675	0.0000
SAR(48)	0.124125	0.006603	18.79841	0.0000
SAR(72)	0.100859	0.006707	15.03697	0.0000
SAR(96)	0.093932	0.006718	13.98148	0.0000
SAR(120)	0.034485	0.006701	5.145928	0.0000
SAR(144)	0.112562	0.006654	16.91627	0.0000
SAR(168)	0.089000	0.007219	12.32899	0.0000
MA(168)	-0.845112	0.004060	-208.1384	0.0000
R-squared	0.391259	Mean dependent var	0.167373	
Adjusted R-squared	0.391060	S.D. dependent var	677.6319	
S.E. of regression	528.7873	Akaike info criterion	15.37942	
Sum squared resid	6.86E+09	Schwarz criterion	15.38239	
Log likelihood	-188588.8	Durbin-Watson stat	2.003887	

I coefficienti sono tutti significativi, ma analizzando l'andamento dei residui (figura 3.1) non possiamo trarre delle buone conclusioni poiché le autocorrelazioni fra i residui sono significativamente diverse da zero. In particolare, il test di Ljung-Box rifiuta sempre l'ipotesi nulla di indipendenza dei residui. Inoltre, analizzando il grafico dei residui al quadrato notiamo che vi sono molti valori che escono dalle bande di confidenza fino al ritardo 24 e successivamente (non si nota in figura) a intervalli di periodo 24. Ciò sta ad indicare la presenza di eteroschedasticità condizionale nella nostra serie.

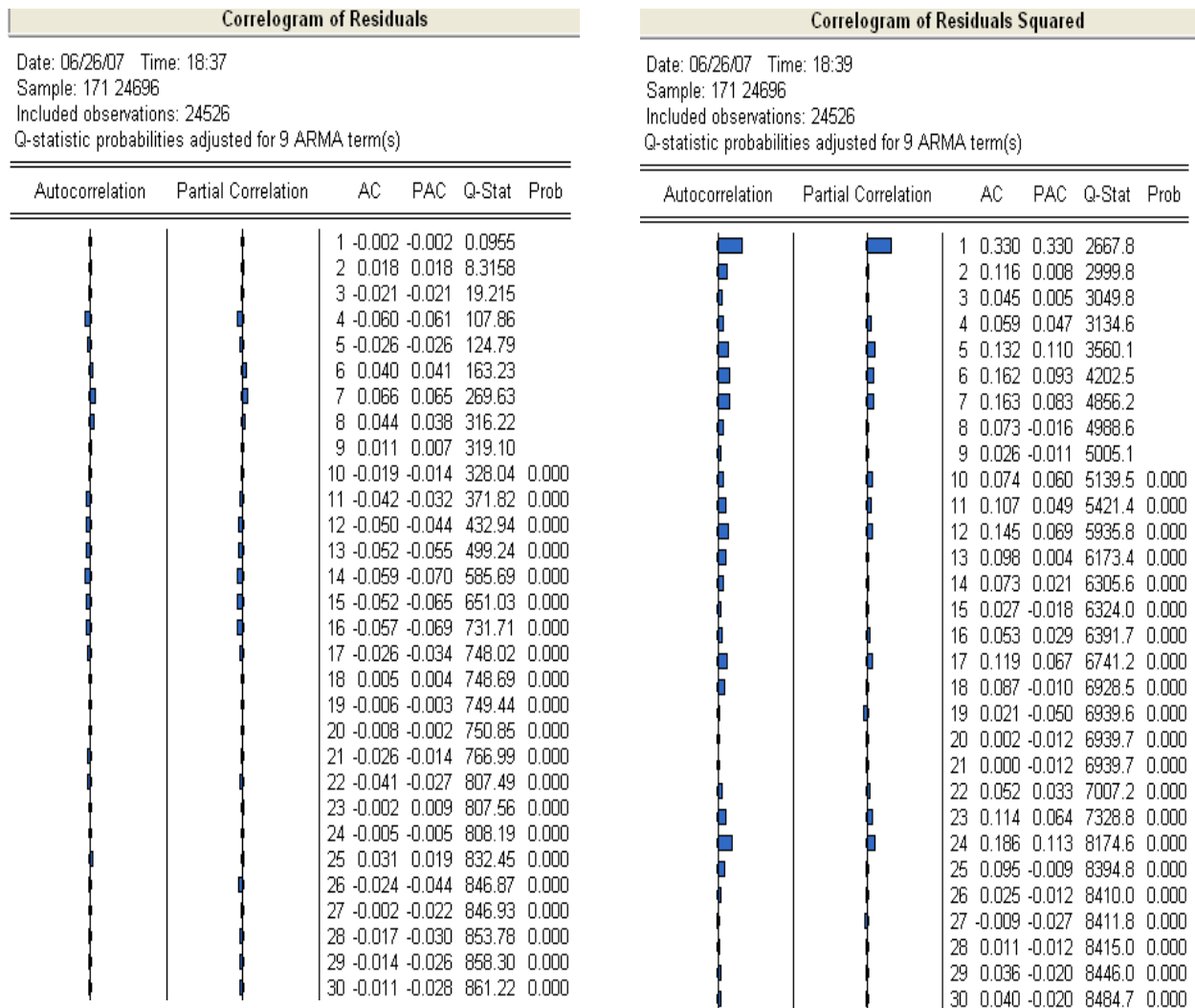


Figura 3.1 – Correlogrammi dei residui e dei residui al quadrato del modello stimato per la serie oraria dei volumi dell'elettricità

Probabilmente si deve tenere conto anche del fatto che la volatilità non è costante nel tempo e quindi sarebbe opportuno modellare, oltre alla media, anche la varianza condizionale, aggiungendo una componente di tipo ARCH al modello.

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 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*).

Analizziamo brevemente le caratteristiche di questi due modelli.

Modello Arch

L'idea di base di un modello ARCH è che, con riferimento a serie finanziarie, i rendimenti, a_t , scartati dalla media, siano incorrelati ma dipendenti. La dipendenza di a_t può 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 $\varepsilon_t \sim$ i.i.d. (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.

Modello Garch

Bollerslev ha proposto un'importante estensione dei modelli ARCH che può essere pensata come una rappresentazione più parsimoniosa, in termini di parametri, di un modello ARCH. Il modello proposto da Bollerslev (GARCH) ha lo stesso tipo di impostazione del modello ARCH, ma consente alla varianza condizionata σ_t^2 di variare, oltre che in funzione degli errori passati, anche in funzione dei ritardi di se stessa.

Se a_t rappresenta, come detto in precedenza, la serie dei rendimenti, 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 $\varepsilon_t \sim \text{i.i.d. } (0,1)$, $\alpha_0 > 0$, $\alpha_i \geq 0$, $\beta_i \geq 0$, $\sum_{i=1}^{\max(m,s)} (\alpha_i + \beta_i) < 1$.

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 a un ARCH(m).

I risultati ottenuti con *EViews* per il nuovo modello stimato sulla serie oraria dei volumi dell'elettricità (modello precedente più una componente GARCH(1,1)) sono riportati nella tabella seguente:

Dependent Variable: D(XD)				
Method: ML - ARCH (Marquardt)				
Date: 06/20/07 Time: 12:31				
Sample(adjusted): 171 24696				
Included observations: 24526 after adjusting endpoints				
Convergence achieved after 41 iterations				
MA backcast: OFF (Roots of MA process too large), Variance backcast: ON				
	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
AR(1)	0.074125	0.007098	10.44282	0.0000
SAR(24)	0.333730	0.003557	93.83329	0.0000
SAR(48)	0.128996	0.003705	34.82141	0.0000
SAR(72)	0.084453	0.003790	22.28281	0.0000
SAR(96)	0.102009	0.003437	29.68273	0.0000
SAR(120)	0.024028	0.003687	6.516902	0.0000
SAR(144)	0.104079	0.003657	28.46043	0.0000
SAR(168)	0.130725	0.003624	36.07431	0.0000
MA(168)	-0.847377	0.002098	-403.9200	0.0000
Variance Equation				
C	44253.52	963.3933	45.93505	0.0000
ARCH(1)	0.265290	0.005269	50.34906	0.0000
GARCH(1)	0.595806	0.006088	97.86956	0.0000
R-squared	0.375505	Mean dependent var	0.167373	
Adjusted R-squared	0.375225	S.D. dependent var	677.6319	
S.E. of regression	535.6185	Akaike info criterion	15.17379	
Sum squared resid	7.03E+09	Schwarz criterion	15.17776	
Log likelihood	-186064.2	Durbin-Watson stat	1.727744	

Dall'analisi dei residui e dei residui al quadrato (figura 3.2) vediamo però che, pur aggiungendo una componente GARCH, il nuovo modello non è ancora adeguato poiché il test di Ljung-Box rifiuta sempre l'ipotesi nulla di indipendenza dei residui. Inoltre, nei residui al quadrato è ancora evidente la presenza di una periodicità di periodo 24.

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.

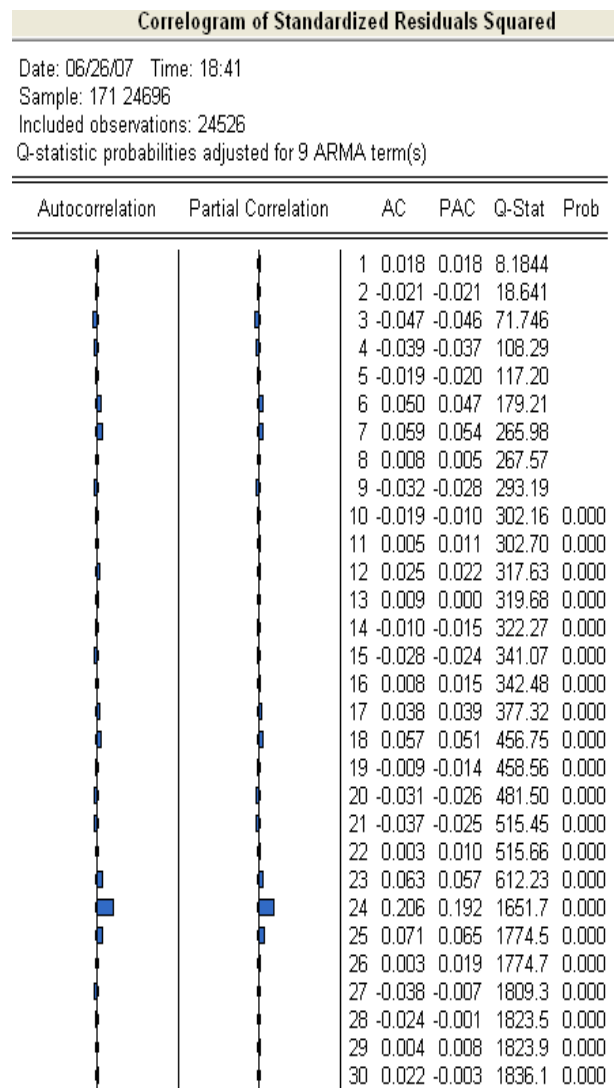
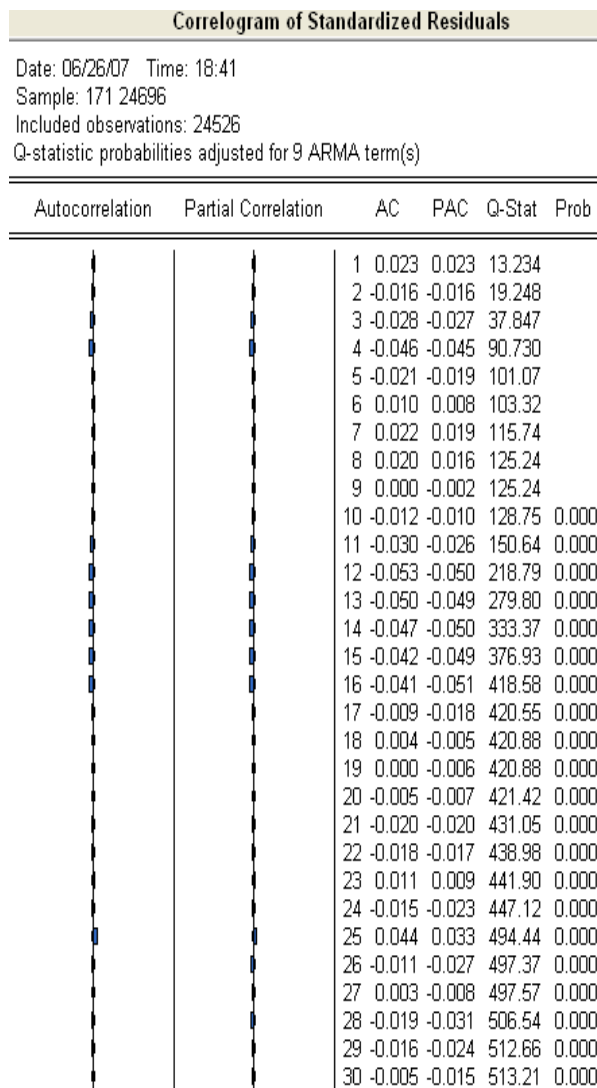


Figura 3.2 – Correlogrammi dei residui e dei residui al quadrato del modello stimato per la serie oraria dei volumi dell'elettricità aggiungendo una componente GARCH(1,1)

3.2 MODELLO STIMATO PER LA SERIE GIORNALIERA DEI VOLUMI DELL'ELETTRICITÀ

Anche per la serie delle medie giornaliere abbiamo stimato un modello a partire dalla serie differenziata $(1-B^7)x_t$. Abbiamo provato ad adattare diversi modelli lineari, e non giungendo a buone conclusioni, abbiamo scelto il modello più parsimonioso in termini di

parametri, che meglio si adattasse ai dati. Tale modello è un SARIMA $(3,0,0)(0,0,2)_7$. I risultati ottenuti sono riportati nella tabella che segue:

Dependent Variable: MGD				
Method: Least Squares				
Date: 06/20/07 Time: 11:53				
Sample(adjusted): 4/04/2004 1/24/2007				
Included observations: 1026 after adjusting endpoints				
Failure to improve SSR after 15 iterations				
Backcast: 3/21/2004 4/03/2004				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
AR(1)	0.647886	0.026173	24.75441	0.0000
AR(3)	0.175201	0.026104	6.711585	0.0000
MA(7)	-0.689658	0.029964	-23.01623	0.0000
MA(14)	-0.287779	0.029551	-9.738484	0.0000
R-squared	0.637241	Mean dependent var		37.26623
Adjusted R-squared	0.636176	S.D. dependent var		2918.607
S.E. of regression	1760.440	Akaike info criterion		17.78841
Sum squared resid	3.17E+09	Schwarz criterion		17.80764
Log likelihood	-9121.452	Durbin-Watson stat		2.061697
Inverted AR Roots	.88	-.11+.43i	-.11 -.43i	
Inverted MA Roots	1.00	.76 -.36i	.76+.36i	.62+.78i
	.62 -.78i	.19+.82i	.19 -.82i	-.22+.97i
	-.22 -.97i	-.52+.66i	-.52 -.66i	-.84
	-.90 -.43i	-.90+.43i		

I residui di questo modello rimangono tuttavia correlati, come si può notare dai grafici in figura 3.3. Il test di Ljung-Box rifiuta sempre l'ipotesi nulla di incorrelazione dei residui.

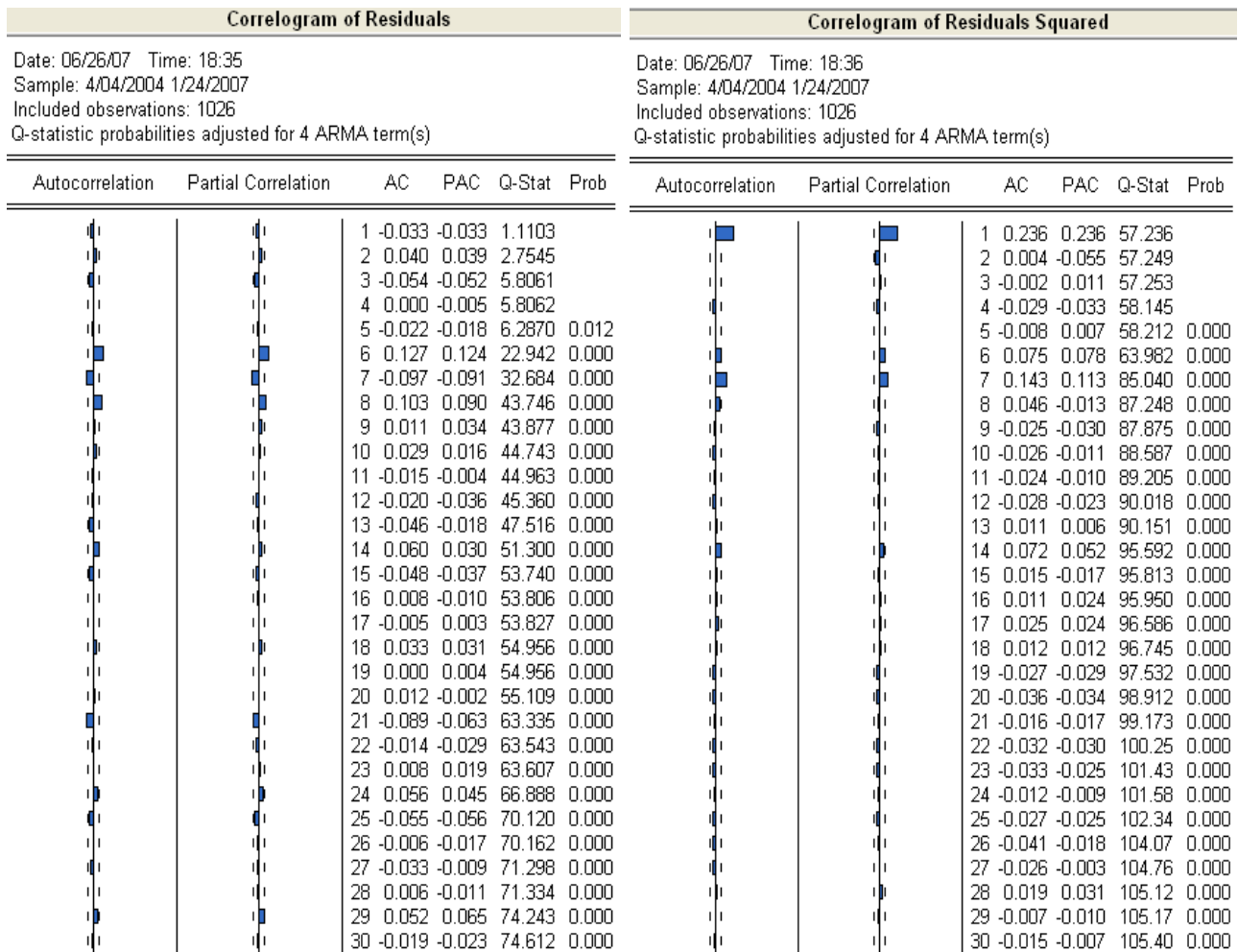


Figura 3.3 - Correlogrammi dei residui e dei residui al quadrato del modello stimato per la serie giornaliera dei volumi dell'elettricit 

Anche per questa serie, quindi, abbiamo ristimato il modello aggiungendo una componente ARCH(1). I risultati ottenuti per il nuovo modello sono riportati nella tabella che segue:

Dependent Variable: MGD				
Method: ML - ARCH (Marquardt)				
Date: 06/26/07 Time: 18:24				
Sample(adjusted): 4/04/2004 1/24/2007				
Included observations: 1026 after adjusting endpoints				
Failure to improve Likelihood after 16 iterations				
MA backcast: 3/21/2004 4/03/2004, Variance backcast: ON				
	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
AR(1)	0.794785	0.037720	21.07083	0.0000
AR(3)	0.204616	0.031284	6.540585	0.0000
MA(7)	-0.730814	0.024495	-29.83499	0.0000
MA(14)	-0.247025	0.026258	-9.407603	0.0000
Variance Equation				
C	3633637.	99037.47	36.68951	0.0000
ARCH(1)	0.236532	0.049972	4.733319	0.0000
R-squared	0.616799	Mean dependent var	37.26623	
Adjusted R-squared	0.614921	S.D. dependent var	2918.607	
S.E. of regression	1811.134	Akaike info criterion	17.73176	
Sum squared resid	3.35E+09	Schwarz criterion	17.76061	
Log likelihood	-9090.391	Durbin-Watson stat	2.230810	
Inverted AR Roots	1.00	-.10+.44i	-.10 -.44i	
Inverted MA Roots	1.00	.74-.36i	.74+.36i	
		.62-.78i	.18+.80i	
		-.22+.97i	.18-.80i	
		-.51-.64i	-.51+.64i	
		-.90+.43i	-.90-.43i	
			.62+.78i	
			-.22-.97i	
			-.82	

In figura 3.4 sono riportati i correlogrammi dei residui e dei residui al quadrato di questo nuovo modello stimato. Si può osservare che la persistenza dei residui al quadrato è stata catturata solo in parte dall'inserimento della parte ARCH nel modello.

Anche in questo caso, dunque, la parte non spiegata sia per la media che per la varianza condizionata può essere dovuta a qualche componente non lineare che dovrebbe essere inserita nel modello.

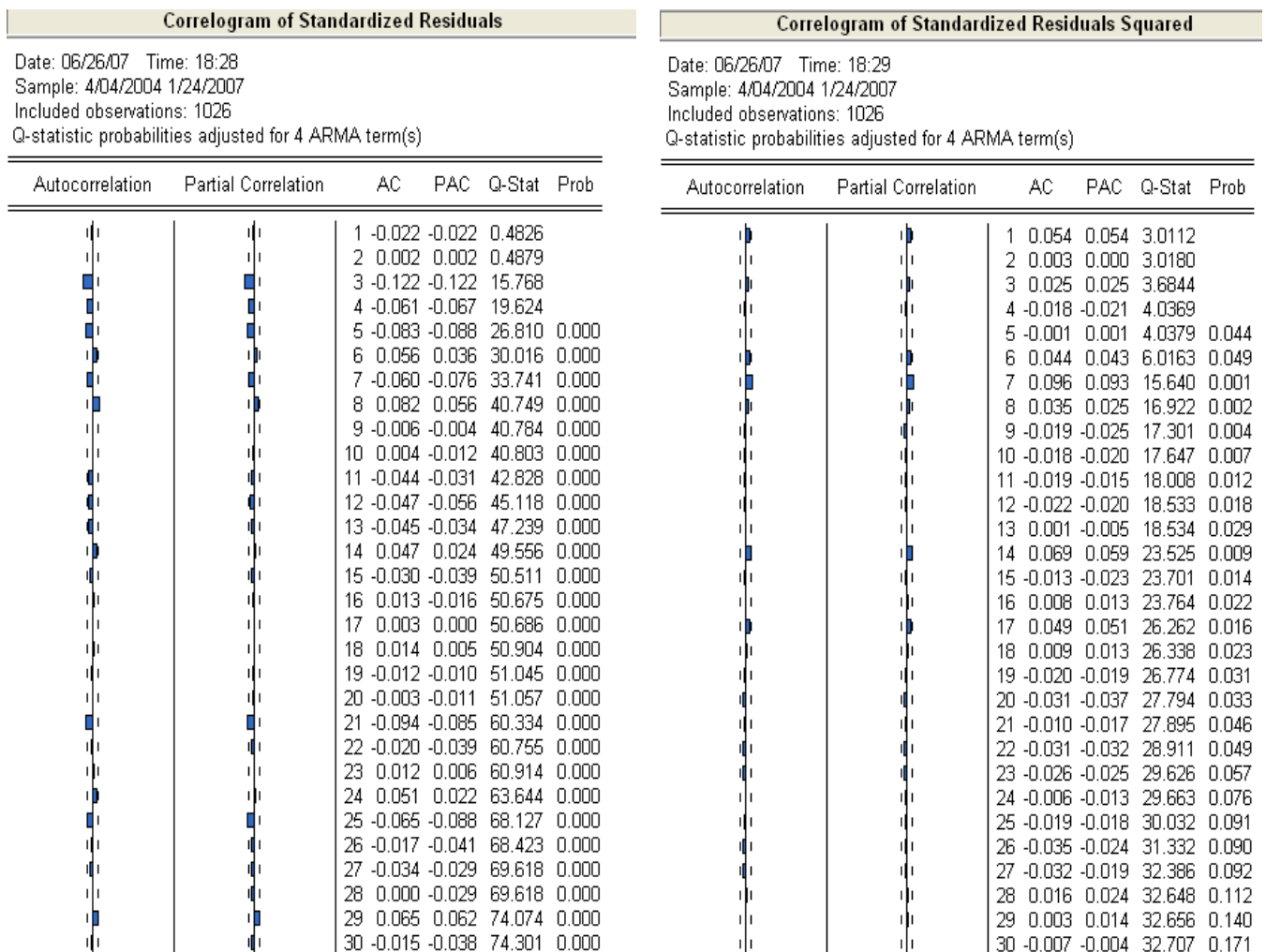


Figura 3.4 - Correlogrammi dei residui e dei residui al quadrato del modello stimato per la serie giornaliera dei volumi dell'elettricit , aggiungendo una componente ARCH(1).

3.3 MODELLI STIMATI PER LE 24 SERIE ORARIE

Dopo esserci soffermati sulla serie oraria e sulla serie delle medie giornaliere dei volumi dell'elettricit , abbiamo cercato di identificare un modello anche per ciascuna delle 24 serie orarie relative alle singole ore. Siamo partiti sempre dalle serie differenziate $(1-B^7)x_t$.

I modelli a cui siamo giunti sono molto simili fra loro; alcuni sono di tipo lineare, ad altri   stata aggiunta una componente ARCH. Il modello pi  frequente   un SARIMA (1,0,0) (1,0,1) + ARCH (1).

Analizziamo i risultati ottenuti da tale modello, considerando come serie tipo la serie delle ore 8:

Dependent Variable: S8D				
Method: ML - ARCH (Marquardt)				
Date: 06/28/07 Time: 18:07				
Sample(adjusted): 4/09/2004 1/24/2007				
Included observations: 1021 after adjusting endpoints				
Convergence achieved after 19 iterations				
MA backcast: 4/02/2004 4/08/2004, Variance backcast: ON				
	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
AR(1)	0.819345	0.033968	24.12103	0.0000
SAR(7)	0.341996	0.028830	11.86254	0.0000
MA(7)	-0.982534	0.009842	-99.82688	0.0000
Variance Equation				
C	6440015.	197214.8	32.65482	0.0000
ARCH(1)	0.145220	0.041011	3.541003	0.0004
R-squared	0.586405	Mean dependent var	66.00196	
Adjusted R-squared	0.584776	S.D. dependent var	3363.795	
S.E. of regression	2167.557	Akaike info criterion	18.19083	
Sum squared resid	4.77E+09	Schwarz criterion	18.21496	
Log likelihood	-9281.417	Durbin-Watson stat	2.402795	
Inverted AR Roots	.86	.82	.53+.67i	.53-.67i
	-.19+.84i	-.19-.84i	-.77-.37i	-.77+.37i
Inverted MA Roots	1.00	.62+.78i	.62-.78i	-.22+.97i
	-.22-.97i	-.90-.43i	-.90+.43i	

Dall'analisi dei residui e dei residui al quadrato (figura 3.5) possiamo fare le stesse considerazioni fatte in precedenza, ovvero che l'inserimento della parte ARCH nel modello non cattura del tutto la persistenza nei residui e sarebbe opportuno inserire una qualche componente non lineare al modello che catturi tale parte non spiegata.

Correlogram of Standardized Residuals

Date: 06/28/07 Time: 18:13

Sample: 4/09/2004 1/24/2007

Included observations: 1021

Q-statistic probabilities adjusted for 3 ARMA term(s)

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 -0.138	-0.138	19.485	
		2 -0.059	-0.080	23.085	
		3 0.038	0.019	24.557	
		4 0.038	0.043	26.057	0.000
		5 -0.019	-0.003	26.413	0.000
		6 0.087	0.091	34.214	0.000
		7 -0.100	-0.081	44.432	0.000
		8 0.089	0.077	52.578	0.000
		9 0.030	0.038	53.526	0.000
		10 0.016	0.037	53.792	0.000
		11 -0.008	0.008	53.859	0.000
		12 -0.013	-0.029	54.031	0.000
		13 -0.032	-0.029	55.116	0.000
		14 0.002	-0.034	55.119	0.000
		15 -0.032	-0.032	55.168	0.000
		16 0.027	0.015	56.916	0.000
		17 0.007	0.011	56.966	0.000
		18 0.018	0.026	57.313	0.000
		19 -0.018	-0.011	57.658	0.000
		20 0.028	0.027	58.469	0.000
		21 -0.033	-0.022	59.640	0.000
		22 0.010	0.004	59.746	0.000
		23 -0.020	-0.013	60.145	0.000
		24 0.046	0.040	62.342	0.000
		25 -0.055	-0.044	65.495	0.000
		26 -0.012	-0.035	65.645	0.000
		27 -0.015	-0.025	65.876	0.000
		28 0.031	0.012	66.859	0.000
		29 0.050	0.072	69.495	0.000
		30 -0.037	-0.023	70.948	0.000

Correlogram of Standardized Residuals Squared

Date: 06/28/07 Time: 18:15

Sample: 4/09/2004 1/24/2007

Included observations: 1021

Q-statistic probabilities adjusted for 3 ARMA term(s)

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 0.098	0.098	9.7577	
		2 -0.002	-0.011	9.7604	
		3 -0.026	-0.025	10.441	
		4 -0.034	-0.030	11.644	0.001
		5 -0.004	0.002	11.659	0.003
		6 0.053	0.053	14.586	0.002
		7 0.184	0.175	49.642	0.000
		8 0.058	0.025	53.064	0.000
		9 -0.016	-0.020	53.313	0.000
		10 -0.018	-0.004	53.631	0.000
		11 -0.030	-0.016	54.537	0.000
		12 -0.022	-0.019	55.057	0.000
		13 -0.008	-0.022	55.115	0.000
		14 0.079	0.047	61.576	0.000
		15 -0.007	-0.034	61.621	0.000
		16 0.001	0.009	61.622	0.000
		17 0.061	0.072	65.496	0.000
		18 0.007	0.008	65.546	0.000
		19 -0.027	-0.020	66.292	0.000
		20 -0.038	-0.033	67.824	0.000
		21 -0.008	-0.019	67.892	0.000
		22 -0.021	-0.021	68.371	0.000
		23 -0.021	-0.025	68.839	0.000
		24 0.014	-0.008	69.047	0.000
		25 -0.025	-0.033	69.685	0.000
		26 -0.037	-0.021	71.131	0.000
		27 -0.031	-0.008	72.129	0.000
		28 0.014	0.025	72.323	0.000
		29 -0.007	0.002	72.374	0.000
		30 0.009	0.017	72.458	0.000

Figura 3.5 - Correlogrammi dei residui e dei residui al quadrato del modello stimato per la serie oraria dei volumi dell'elettricit  relative alle ore 13.

CONCLUSIONI

Nella prima parte di questo lavoro abbiamo analizzato i diversi cambiamenti del settore elettrico avvenuti nell'ultimo ventennio, focalizzando l'attenzione in particolare sul processo di liberalizzazione verificatosi in Italia.

Tra le conseguenze di questo processo c'è da segnalare un sempre maggiore interesse nell'indagine dell'andamento di prezzi e volumi elettrici per determinarne previsioni. Poiché la questione sul fatto che l'andamento dei prezzi sia condizionato da quello delle quantità o viceversa è ancora dibattuta, ci siamo limitati ad un'analisi dei volumi acquistati, soffermandoci in particolare sui dati relativi al mercato elettrico italiano, IPEX, dalla sua data di apertura (1 Aprile 2004) al 31 Gennaio 2007, col fine di trovare un modello in grado di descrivere bene tali dati.

Prima di identificare i modelli adeguati ai nostri dati abbiamo svolto analisi preliminari che ci hanno permesso di riscontrare la presenza di memoria lunga nei dati. Inoltre abbiamo trovato che i consumi di energia elettrica presentano diversi andamenti periodici: giornaliero, settimanale e mensile. Nell'arco della giornata, infatti, si hanno due picchi dei consumi, uno in corrispondenza della mattina, l'altro in corrispondenza del pomeriggio. Generalmente i consumi nel *weekend*

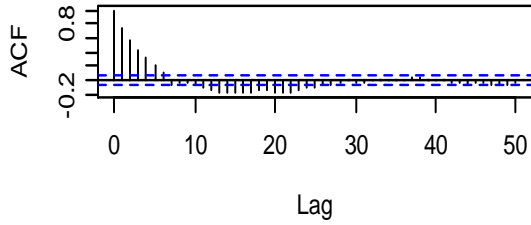
sono più bassi rispetto al resto della settimana. Infine, il variare di fattori climatici, quali temperatura e ore di luce nell'arco della giornata, influenzano i consumi nell'arco dei mesi.

I modelli stimati per le serie in esame sono di tipo SARIMA-GARCH. I risultati che abbiamo ottenuto non sono pienamente soddisfacenti, probabilmente poiché non tengono in considerazione alcune caratteristiche delle serie dei volumi dell'elettricità e quindi sarebbe opportuno aggiungere qualche componente non lineare in grado di modellare meglio la parte non spiegata della media e della varianza condizionata.

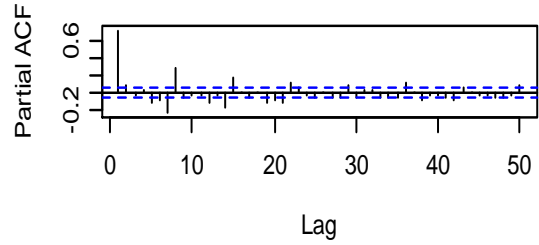
Per concludere, possiamo dire che il lavoro svolto può essere considerato come un primo passo verso l'individuazione di modelli più sofisticati che tengano in considerazione anche tali eventuali non linearità.

APPENDICE

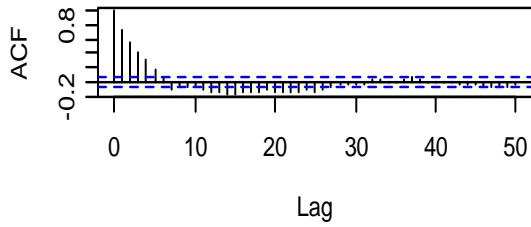
Series s1d



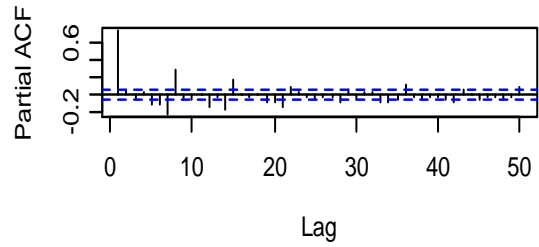
Series s1d



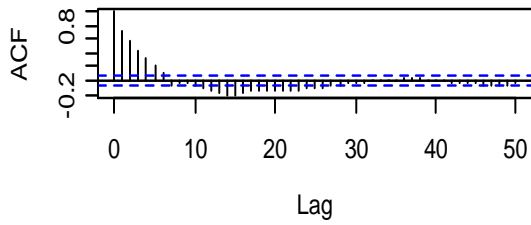
Series s2d



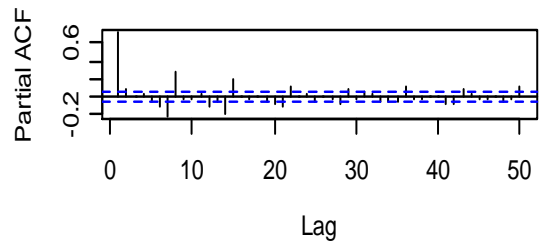
Series s2d



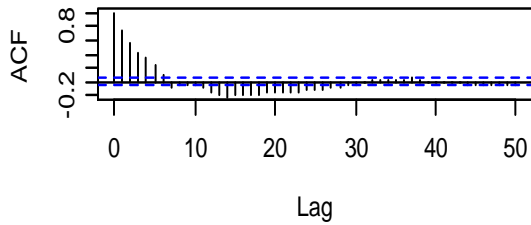
Series s3d



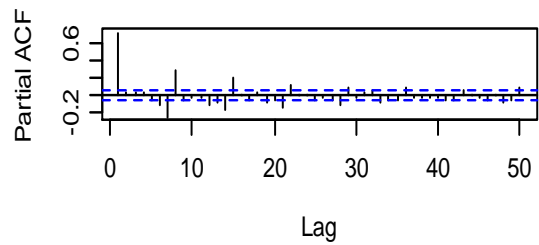
Series s3d



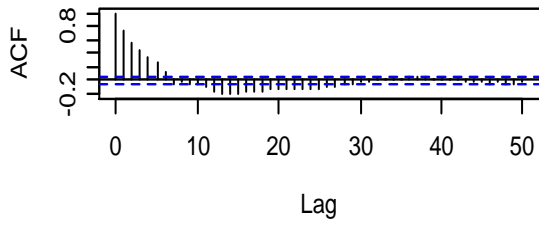
Series s4d



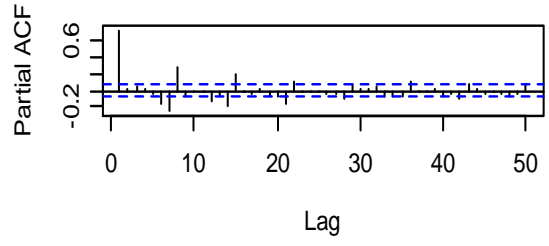
Series s4d



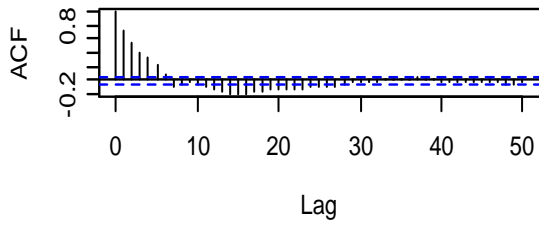
Series s5d



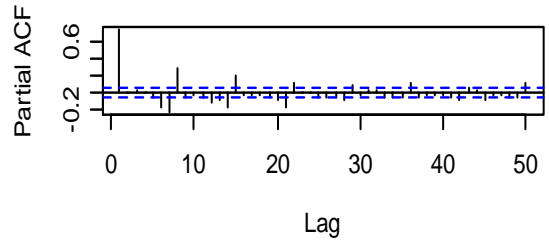
Series s5d



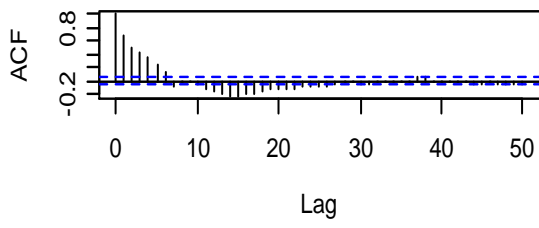
Series s6d



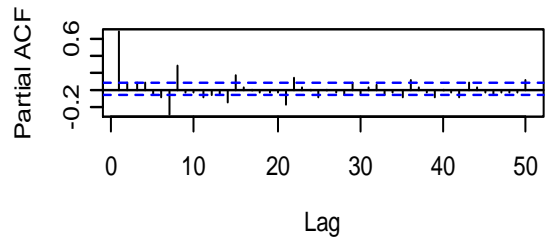
Series s6d



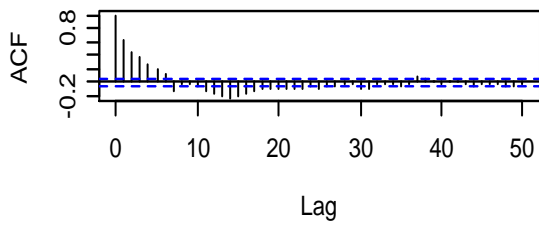
Series s7d



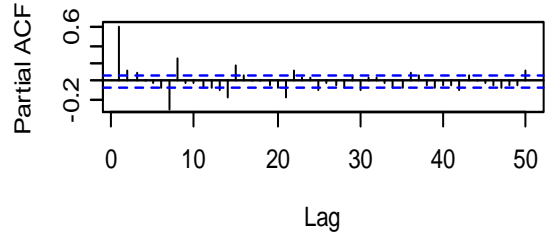
Series s7d



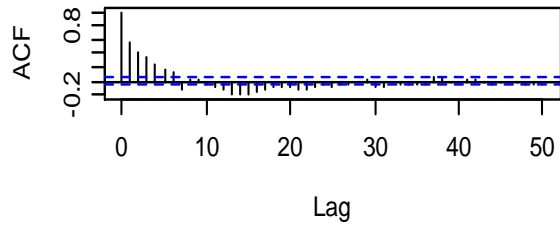
Series s8d



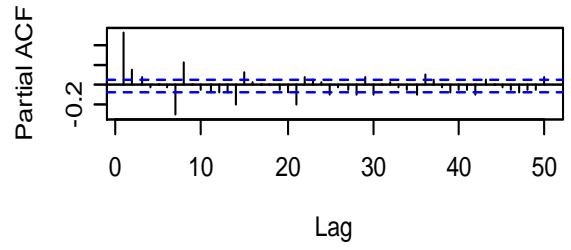
Series s8d



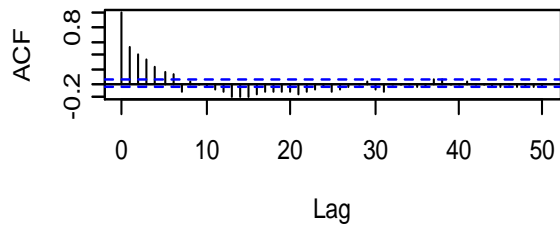
Series s9d



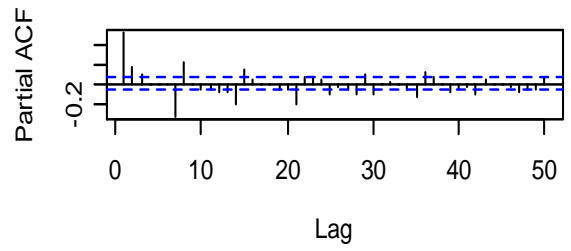
Series s9d



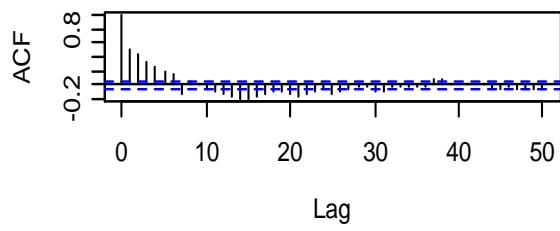
Series s10d



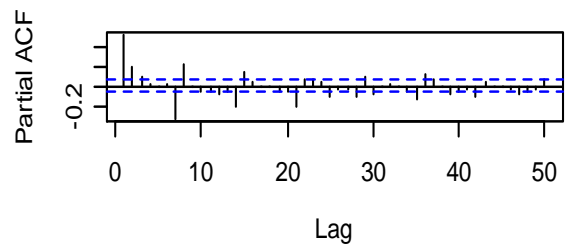
Series s10d



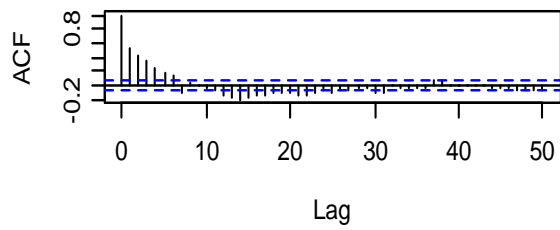
Series s11d



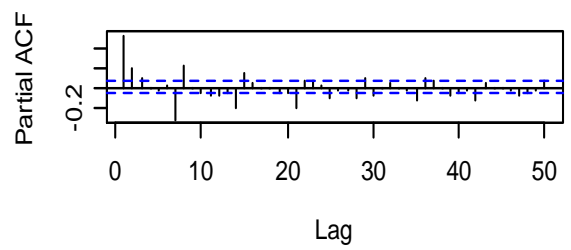
Series s11d



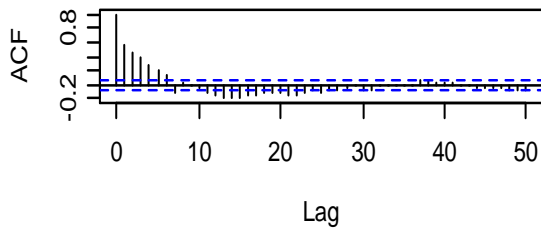
Series s12d



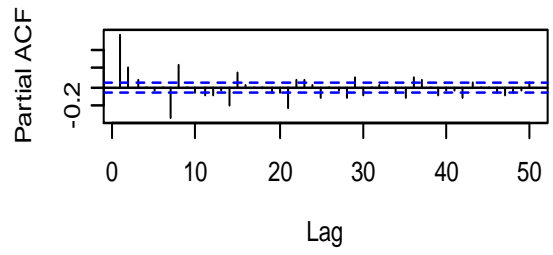
Series s12d



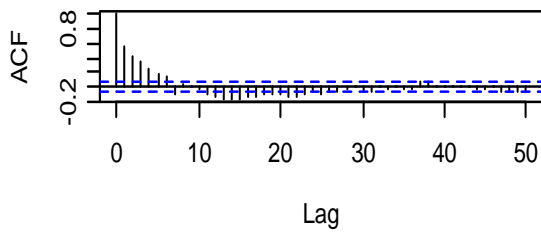
Series s13d



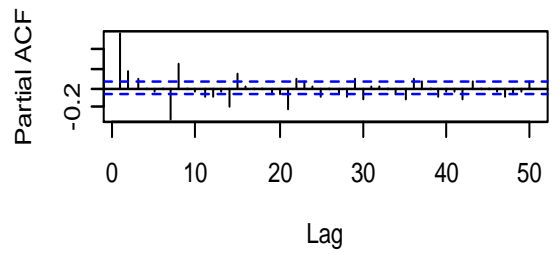
Series s13d



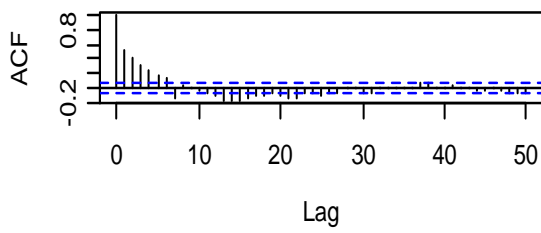
Series s14d



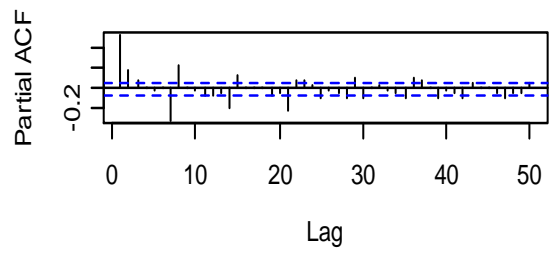
Series s14d



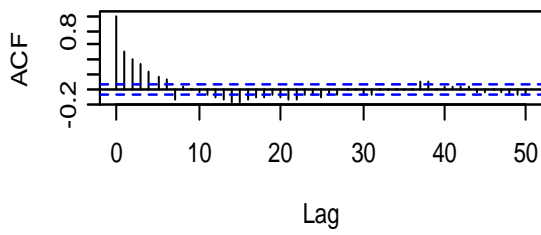
Series s15d



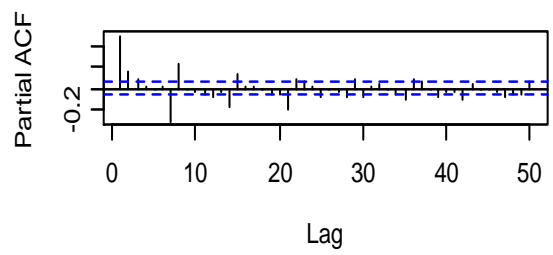
Series s15d



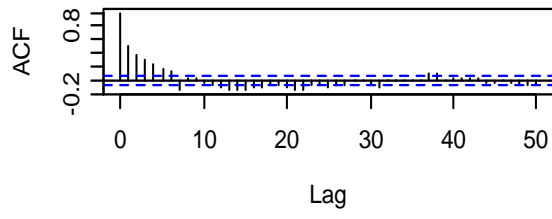
Series s16d



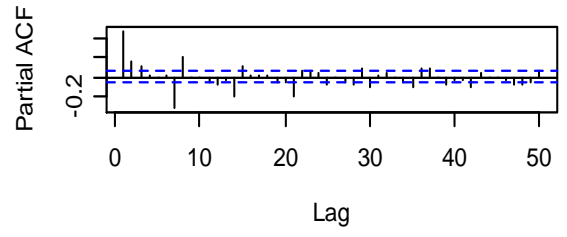
Series s16d



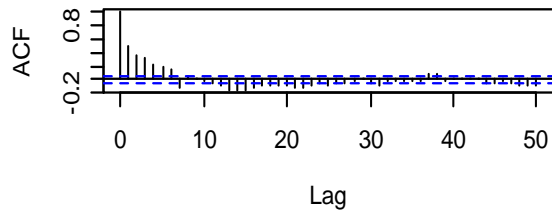
Series s17d



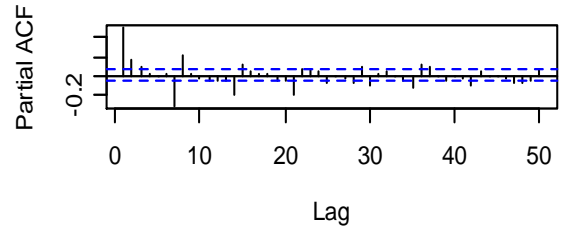
Series s17d



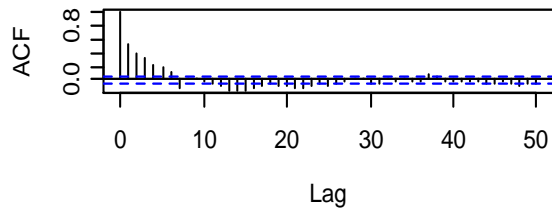
Series s18d



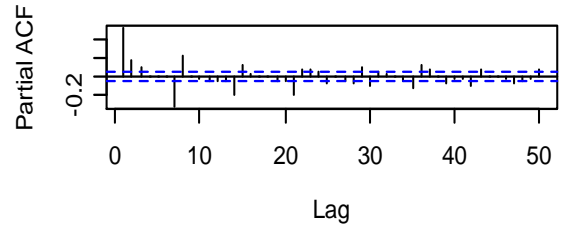
Series s18d



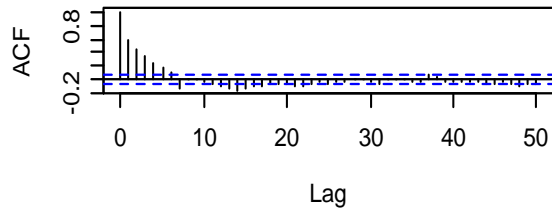
Series s19d



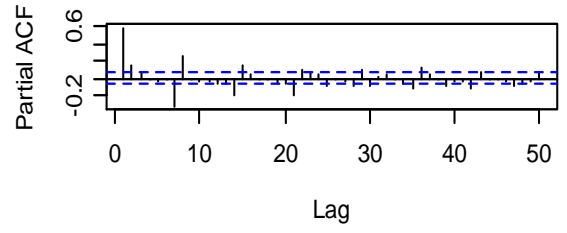
Series s19d



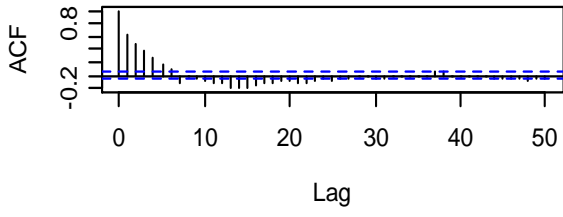
Series s20d



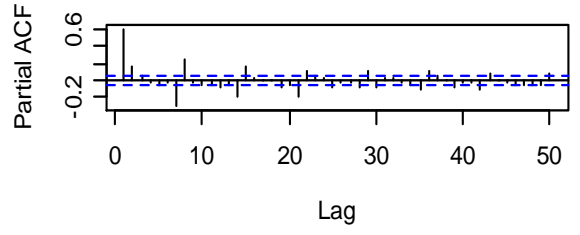
Series s20d



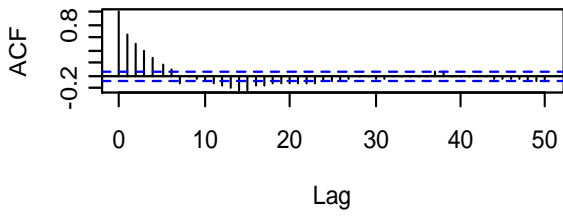
Series s21d



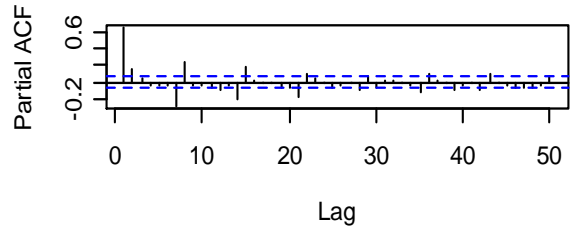
Series s21d



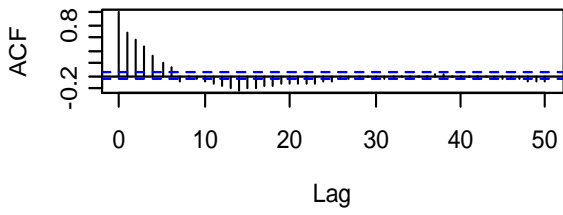
Series s22d



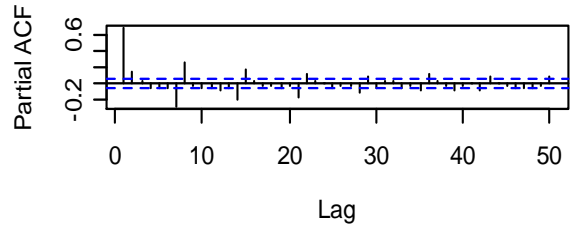
Series s22d



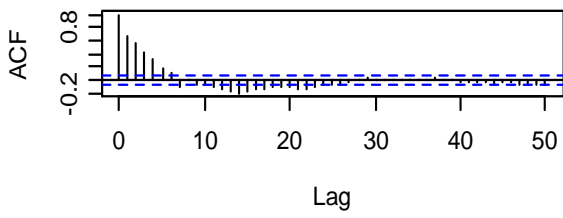
Series s23d



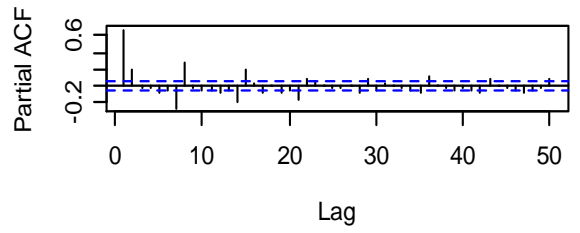
Series s23d



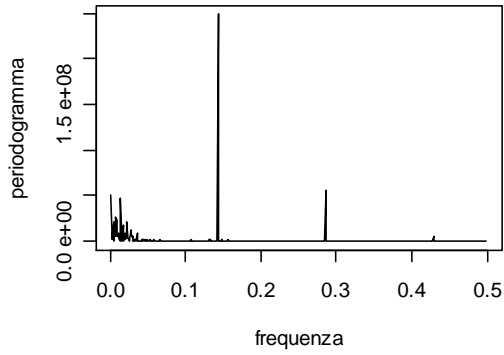
Series s24d



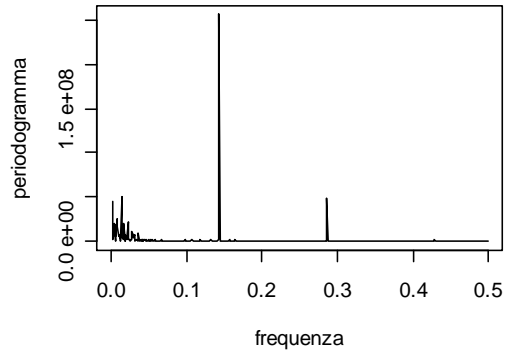
Series s24d



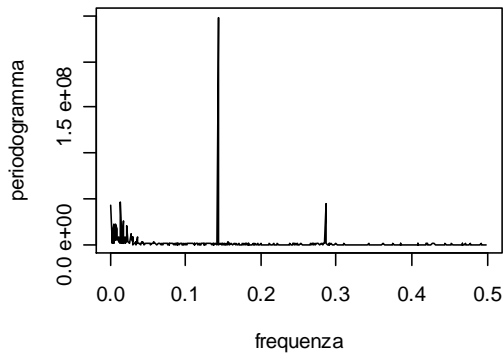
Periodogramma della serie dlle ore 1



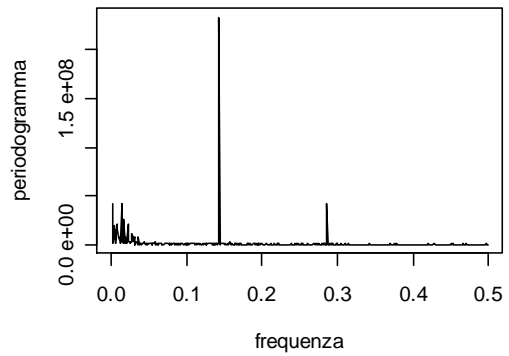
Periodogramma della serie delle ore 2



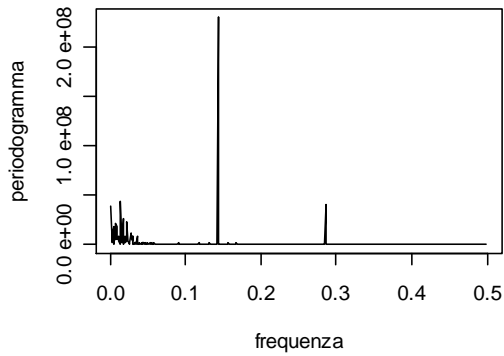
Periodogramma della serie dlle ore 3



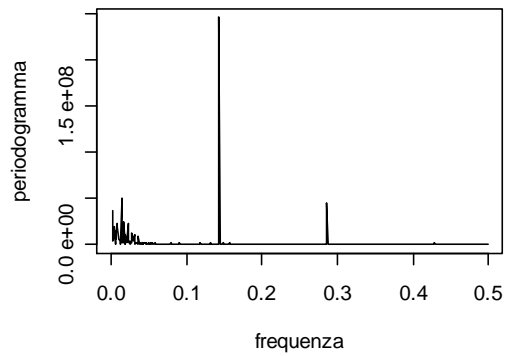
Periodogramma della serie delle ore 4



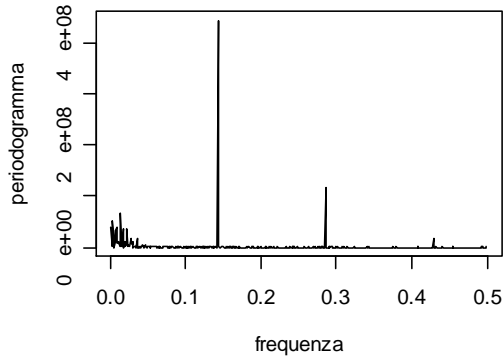
Periodogramma della serie dlle ore 5



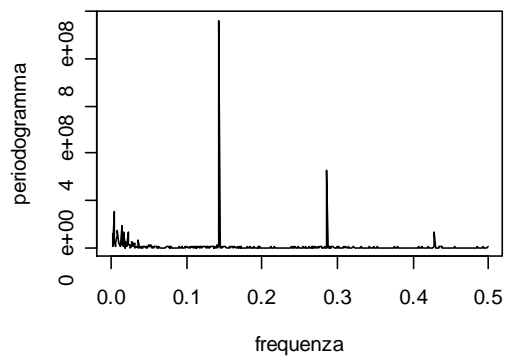
Periodogramma della serie delle ore 6



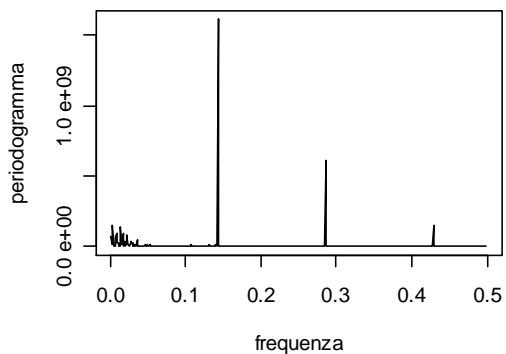
Periodogramma della serie dlle ore 7



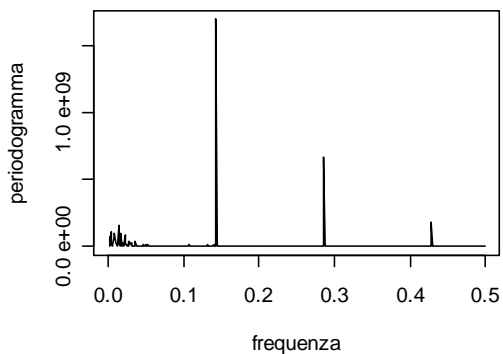
Periodogramma della serie delle ore 8



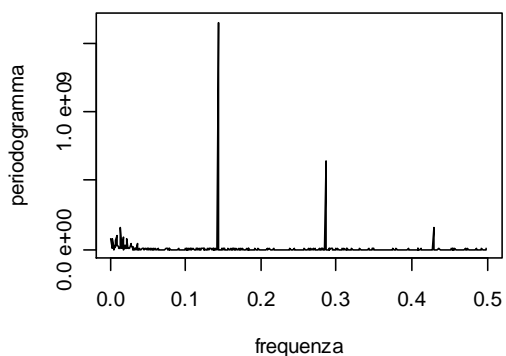
Periodogramma della serie delle ore 9



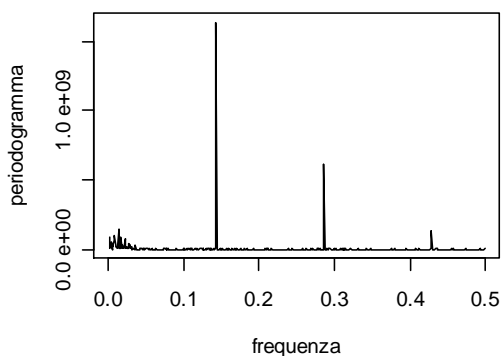
Periodogramma della serie delle ore 10



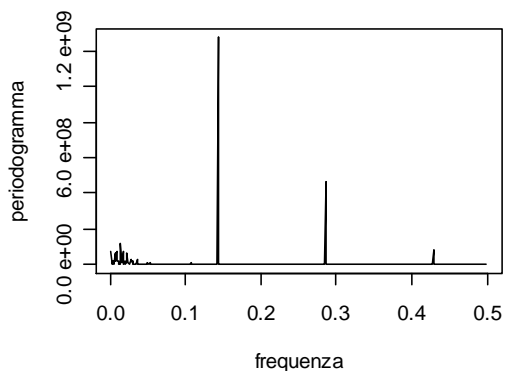
Periodogramma della serie delle ore 11



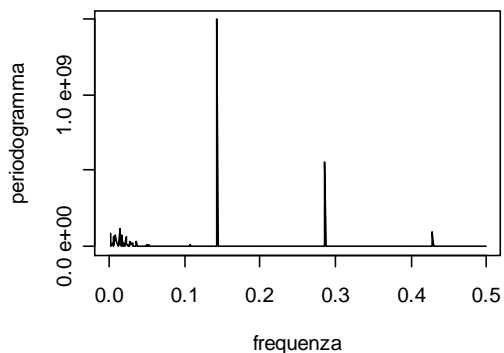
Periodogramma della serie delle ore 12



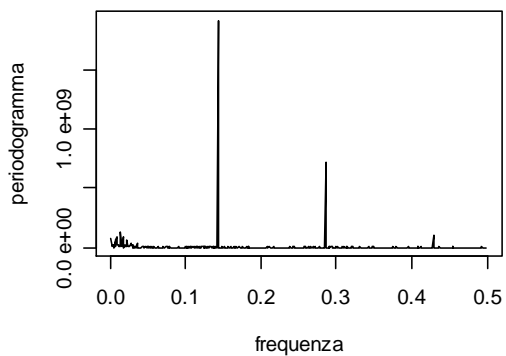
Periodogramma della serie delle ore 13



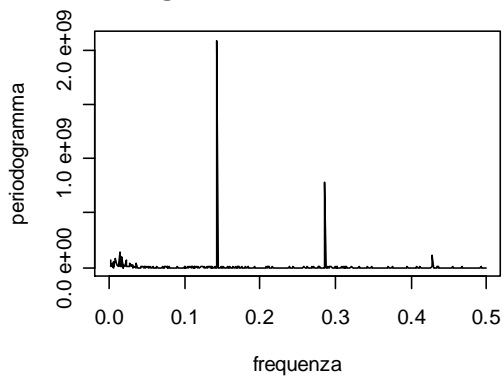
Periodogramma della serie delle ore 14



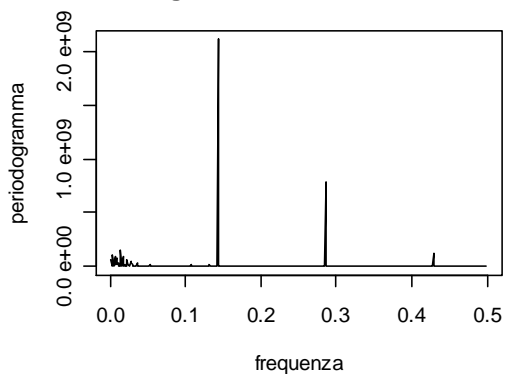
Periodogramma della serie delle ore 15



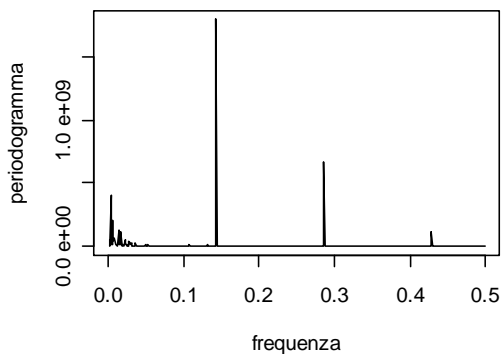
Periodogramma della serie delle ore 16



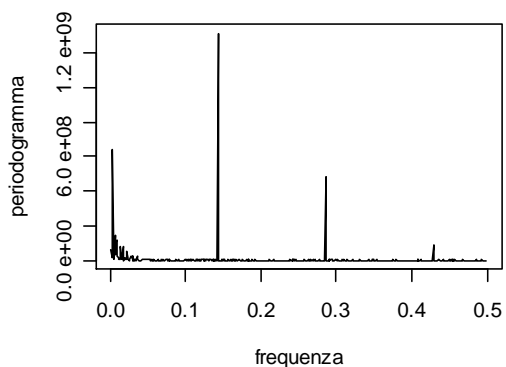
Periodogramma della serie delle ore 17



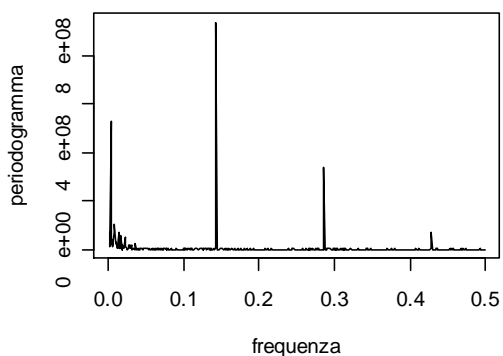
Periodogramma della serie delle ore 18



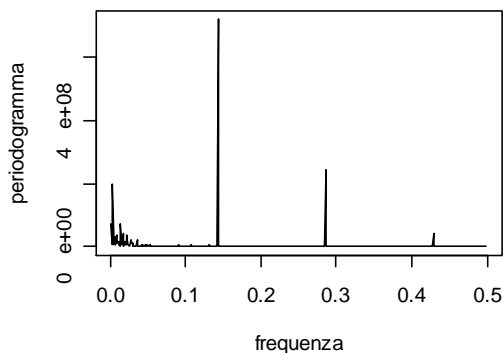
Periodogramma della serie delle ore 19



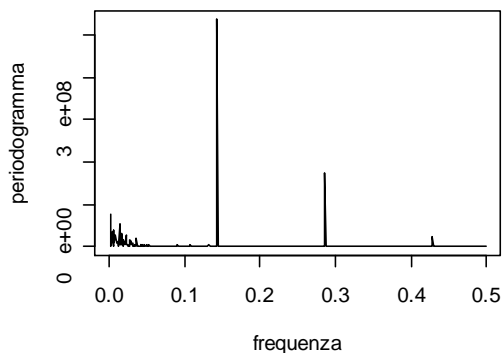
Periodogramma della serie delle ore 20



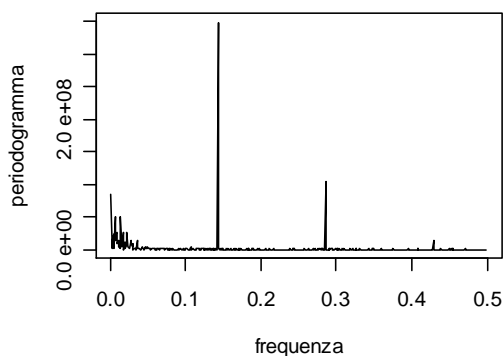
Periodogramma della serie delle ore 21



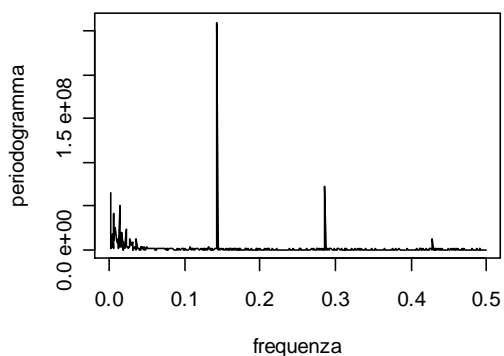
Periodogramma della serie delle ore 22



Periodogramma della serie delle ore 23



Periodogramma della serie delle ore 24



	s1	s2	s3	s4	s5	s6
varianza aggregata	0,27198	0,26744	0,26279	0,26801	0,25633	0,25162
higuchi	0,46882	0,46860	0,46848	0,46846	0,46850	0,46830
r/s	0,27139	0,24186	0,23825	0,24148	0,24800	0,24845
periodogramma	0,74336	0,72581	0,75326	0,74899	0,77765	0,74728

	s7	s8	s9	s10	s11	s12
varianza aggregata	0,22804	0,24166	0,23023	0,22273	0,21561	0,23365
higuchi	0,46706	0,46634	0,46645	0,46658	0,46666	0,46673
r/s	0,23367	0,19648	0,16030	0,14732	0,14632	0,14826
periodogramma	0,73949	0,76006	0,78582	0,80318	0,80931	0,80643

	s13	s14	s15	s16	s17	s18
varianza aggregata	0,21035	0,22796	0,20409	0,19512	0,20080	0,24194
higuchi	0,46698	0,46691	0,46661	0,46646	0,46618	0,46538
r/s	0,18334	0,17644	0,13397	0,12034	0,14243	0,20645
periodogramma	0,79906	0,76200	0,70645	0,72288	0,77630	0,82959

	s19	s20	s21	s22	s23	s24
varianza aggregata	0,27793	0,29921	0,31366	0,31196	0,31451	0,28863
higuchi	0,46559	0,46606	0,46646	0,46684	0,46730	0,46824
r/s	0,25461	0,28359	0,22657	0,14322	0,25010	0,32985
periodogramma	0,84452	0,88151	0,85972	0,79968	0,79456	0,73816

	s1d	s2d	s3d	s4d	s5d	s6d
varianza aggregata	-0,37594	-0,39943	-0,41154	-0,41275	-0,42674	-0,42421
higuchi	-0,19332	-0,19949	-0,19536	-0,20025	-0,20059	-0,19270
r/s	0,12607	0,09136	0,09854	0,09619	0,10962	0,11450
periodogramma	-0,09845	-0,12702	-0,07888	-0,10702	-0,10994	-0,10821

	s7d	s8d	s9d	s10d	s11d	s12d
varianza aggregata	-0,41969	-0,43928	-0,45443	-0,45908	-0,45387	-0,44001
higuchi	-0,18907	-0,17461	-0,17601	-0,18542	-0,19107	-0,19319
r/s	0,12849	0,14263	0,17286	0,18044	0,19025	0,18545
periodogramma	-0,12598	-0,02387	-0,06415	-0,06059	-0,02845	-0,02546

	s13d	s14d	s15d	s16d	s17d	s18d
varianza aggregata	-0,41911	-0,41938	-0,43700	-0,43537	-0,39603	-0,30737
higuchi	-0,19940	-0,20257	-0,20656	-0,20177	-0,18418	-0,11590
r/s	0,18688	0,18165	0,17576	0,17519	0,17764	0,18081
periodogramma	-0,02690	-0,03377	-0,06605	-0,04705	-0,01339	0,02758

	s19d	s20d	s21d	s22d	s23d	s24d
varianza aggregata	-0,26316	-0,29494	-0,40195	-0,42896	-0,37595	-0,36712
higuchi	-0,06577	-0,07980	-0,15352	-0,19713	-0,18517	-0,19406
r/s	0,17667	0,14973	0,11315	0,13153	0,14243	0,13138
periodogramma	0,10295	0,08307	0,01512	-0,04212	-0,00295	-0,05807

BIBLIOGRAFIA

[1] Bisaglia L. (1998), *Processi a memoria lunga: problemi di stima, identificazione e previsione*, Tesi di dottorato di ricerca, Università di Padova.

[2] Bollerslev T. (1986), *Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedasticity*, "Journal of Econometrics", 31, pp. 307-327.

[3] Di Fonzo T., Lisi F. (2005), *Serie storiche economiche*.

[4] Engle R. (1982), *Autoregressive Conditional Heteroskedasticity with Estimates of the Variance of U.K. Inflation*, "Econometrica", 50, pp. 987-1008.

[5] Higuchi T. (1988), *Approach to an irregular time series on the basis of the fractal theory*, Physica D 31, pp. 277-283.

[6] Hurst H. E. (1951), *Long-term storage capacity of reservoirs*. Trans. Am. Soc. Civil Engineers, 116, pp. 770-799.

[7] Weron Rafal (2006), *Modeling and Forecasting Electricity Loads and Prices: A Statistical Approach*, Wiley, Chichester.

[8] Sito Web www.acquirenteunico.it

[9] Sito Web www.autorità.energia.it

[10] Sito Web www.enel.it

[11] Sito Web www.energysaving.it

[12] Sito Web www.GRTN.it

[13] Sito Web www.mercatoelettrico.org