



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

Facoltà di Ingegneria

Corso di Laurea in Ingegneria delle Telecomunicazioni

Smart Grids:

**il futuro del sistema elettrico e il loro
impatto economico.**

**Soluzioni di gestione del portafoglio e del
rischio di un mercato energy.**

RELATORE

Prof. Lorenzo Vangelista

TESI DI LAUREA DI

Roberto Montecchio

Matr. N. 547572

Anno Accademico 2011/2012

Indice

1	L'inefficienza del sistema elettrico	5
1.1	Smart Grid	8
1.1.1	Risorse energetiche distribuite (DER)	9
1.1.2	Accumulo di energia elettrica (EES)	10
1.2	Avviare le prime sperimentazioni reali	13
1.3	L'impatto sul sistema economico	14
1.3.1	Rendere attiva la domanda	17
2	Il sistema elettrico dal punto di vista economico	21
2.1	Il rischio e la sua influenza sulla produzione di energia	22
2.2	Copertura del rischio sugli investimenti nella produzione di energia	23
2.3	La volatilità dei prezzi di energia elettrica e gli investimenti	23
2.4	Il Mercato Elettrico Italiano	26
2.4.1	I soggetti che partecipano al mercato	26
2.4.2	I vincoli tecnici del sistema	27
2.4.3	Il funzionamento del mercato elettrico	28
2.4.4	Il Mercato del Giorno Prima (MGP)	30
2.5	I derivati utilizzati nei mercati energetici	32
2.5.1	I contratti a termine	33
2.5.2	Le opzioni	36
2.5.3	Gli Swap	37
3	Le linee generali di una Risk Policy aziendale	41
3.1	Linee guida per la gestione dei singoli rischi di un'azienda	43
3.2	Limiti di rischio	44
3.2.1	Determinazione del limite	44
3.2.2	La gestione del limite	46
3.2.3	Superamento del limite	47
3.3	La gestione tramite procedura operativa	48
3.4	L'orizzonte temporale di riferimento	48
3.5	I rischi connessi all'attività di business in ambito energetico	49
3.6	Le linee guida di gestione dei singoli rischi sul mercato elettrico	50

3.6.1	La gestione del rischio di prezzo su posizioni aperte	51
3.6.2	La gestione del rischio replacement	51
3.6.3	La gestione del rischio sbilanciamento e profilo	52
3.6.4	La gestione del rischio legato alla variabilità dell'efficienza di produzione	53
3.6.5	La gestione del rischio penali	53
4	Le metriche di rischio	55
4.1	Definizione delle proprietà di una metrica di rischio	55
4.1.1	Assioma di Invarianza transizionale	56
4.1.2	Assioma Subadditività	57
4.1.3	Assioma Omogeneità positiva	57
4.1.4	Assioma di Monotonicità	58
4.2	Cos'è il Value-at-Risk (VaR)	58
4.2.1	Come si calcola	59
4.2.2	I metodi per il calcolo del VaR	61
4.2.3	Ambiti di applicazione del VaR	64
4.2.4	Le problematiche del VaR	64
5	I mercati finanziari	67
5.1	Il mercato a tempo discreto	67
5.2	Il mercato a tempo continuo	69
5.2.1	Titolo privo di rischio	69
5.2.2	Titolo rischioso	70
5.2.3	Simulazione dei processi	72
5.3	Esempio numerico relativamente alla simulazione di un processo sto- castico	73
6	Gestione di un portafoglio power	79
6.1	Cos'è la gestione del portafoglio	79
6.2	Presentazione di un portafoglio power	79
6.3	La profilazione dei volumi	81
6.4	Il Mark To Market del portafoglio	85
6.5	Simulazione dei rischi	88
6.5.1	Risk Price	89
6.5.2	Risk Replacement	91
6.5.3	Rischio Rendimento	93
6.5.4	Risultati e calcolo del Risk Capital	95
6.6	What If?	95
7	Conclusioni	103

<i>INDICE</i>	miv
A Misure di rischio coerenti	105
B Teoria del Portafoglio di Markowitz	107
C Il moto Browniano	109
D Lemma di Itô	113

Elenco delle figure

2.1	Assetto organizzativo del mercato elettrico in Italia	29
2.2	Zone virtuali e zone geografiche della rete di trasmissione nazionale .	29
2.3	Determinazione del prezzo di equilibrio PUN	31
2.4	I derivati energetici contro i rischi di mercato	33
3.1	Gerarchia di assegnazione del Risk Capital alle attività di un'azienda del settore energetico	45
4.1	La distribuzione del <i>Value-At-Risk</i>	59
5.1	Struttura di un sistema con diversi stati finanziari	68
5.2	Confronto tra simulazione del processo con i valori reali	77
5.3	Istogramma della frequenza delle realizzazioni	78
6.1	Profilo orario settimanale acquisti-vendite	84
6.2	Profilo orario dei volumi scambiati col mercato elettrico	84
6.3	Regolazione economica con il mercato elettrico	85
6.4	Distribuzione degli scenari indice PUN	86
6.5	Distribuzione degli scenari indice ITEC	87
6.6	Distribuzione degli scenari indice GasRelease2007	87
6.7	Istogramma margini totali ottenuti dalla simulazione per il Risk Price	90
6.8	Cumulato margini mensili 2011 per il Risk Price	91
6.9	Istogramma margini totali ottenuti dalla simulazione per il Risk Re- placement	92
6.10	Cumulato margini mensili 2011 per il Risk Replacement	93
6.11	Istogramma margini totali ottenuti dalla simulazione per il Rischio Rendimento	94
6.12	Cumulato margini mensili 2011 per il Rischio Rendimento	95
6.13	Confronto istogramma margini Risk Price con e senza swap 1ř	99
6.14	Confronto istogramma margini Risk Price con e senza swap 2ř	102
C.1	Rendimento di un titolo con intervallo di tolleranza del 75%	111

Elenco delle tabelle

5.1	Tassi di cambio Euro/Dollaro 2011	75
5.2	Rendimenti logaritmici del processo studiato	76
6.1	Fonti di approvvigionamento	80
6.2	Vendite ai clienti	80
6.3	Profilo orario impieghi e fonti	82
6.4	Profilo volumi a mercato e relativi prezzi di acquisto/vendita	83
6.5	Proiezioni prezzi indicizzati secondo semestre 2011	86
6.6	Calcolo approssimativo EBITDA Anno 2011	88
6.7	Scenari simulazione Risk Price	90
6.8	Scenari simulazione Risk Replacement	92
6.9	Scenari simulazione Rischio Rendimento	94
6.10	Tabella swap fisico finanziario	97
6.11	Scenari simulazione Risk Price	97
6.12	Tabella rappresentativa degli swap 1ř	98
6.13	Tabella rappresentativa degli swap 2ř	101

Sommario (abstract)

Il processo di sostanziale liberalizzazione delle attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica e gas, avviato in Italia nel corso degli anni passati, ha modificato in maniera significativa la struttura del mercato energetico italiano. Si è passati, infatti, da uno Stato monopolista, fortemente presente sul mercato, ad uno Stato privatizzatore, favorevole alla concorrenza e alla liberalizzazione del sistema economico del settore energetico.

Il processo di liberalizzazione in corso in Italia è parte integrante di un processo molto più ampio, cioè di creazione di un unico mercato europeo dell'energia. Come avviene perciò per i titoli dei mercati finanziari, anche l'energia viene scambiata ad un prezzo determinato in modo concorrenziale dagli operatori del mercato.

Contemporaneamente alla liberalizzazione dei mercati, l'interesse crescente da parte dei governi nei confronti delle fonti di energia rinnovabile ha dato il via ad una serie di progetti con lo scopo di aggiornare anche la struttura fisica del sistema elettrico. L'azione italiana intrapresa a sostegno della produzione da fonti pulite, ha evidenziato i risultati raggiunti nel corso 2011, dove il consumo finale lordo di energia è stato pari a circa 344 TWh di cui 83 TWh prodotte da fonti rinnovabili per una quota pari a circa il 24% sul totale. L'incremento è stato particolarmente rilevante soprattutto per l'energia fotovoltaica, che ha conosciuto una crescita del 180% nel biennio 2009-2010, mentre il numero degli impianti è quasi raddoppiato tra il 2010 e il 2011, raggiungendo le 270.000 unità (pari a una capacità di 10 Gigawatt). L'Italia, al secondo posto in Europa per capacità prodotta, ospita il più grande parco fotovoltaico europeo e costituisce un polo energetico nell'area del Mediterraneo.

E' in questo contesto di innovazione fisica-finanziaria che nasce la necessità di strutturare un sistema intelligente, in grado di interagire con il consumatore e produttore, che sia in grado di prendere decisioni in autonomia per equilibrare costantemente il flusso di domanda e offerta coerentemente con i vincoli strutturali e di qualità del sistema. E' in questo contesto che il concetto di Smart Grid acquisisce un ruolo di fondamentale importanza.

Introduzione

Lo scopo principale di questo elaborato è quello di dare evidenza circa le problematiche che il sistema elettrico oggi sta affrontando, legate soprattutto alla volontà di rinnovamento dell'intera infrastruttura che dal punto di vista concettuale e d'implementazione è ancora ferma ai primi anni del '900.

Nel primi capitoli verrà data una descrizione del sistema elettrico attuale, i principali svantaggi condizionati da un sistema di tipo monodirezionale, sottolineando l'inadeguatezza nell'integrazione con fonti d'energia rinnovabile. Si presenteranno in seguito le *smart grid* e le loro principali caratteristiche, come utilizzo di generazione distribuita, elencando le problematiche e le principali direzioni di ricerca per lo sviluppo delle stesse. Al sostanziale rinnovamento infrastrutturale segue pertanto un impatto economico che si redistribuisce tra tutti gli attori che influenzano e vengono influenzati dal sistema, un impatto che si traduce in rischio/opportunità per chi sarà in grado di inseguire in tempo reale gli sviluppi.

L'implementazione delle *smart grid* sarà il volano che darà una nuova spinta al sistema economico italiano identificando i principali stakeholder che verranno coinvolti nelle attività di ricerca e sviluppo.

I nodi da sciogliere per dare il via al progetto sono:

- rendere attiva la domanda;
- dare disponibilità dei dati in tempo reale;
- sincronizzare gli sforzi delle varie tipologie di attori;
- ripartire gli oneri e gli incentivi per l'investimento.

Per quanto riguarda lo stato di avanzamento e le prospettive di sviluppo, nel complesso, la fase delle ipotesi e degli scenari di massima ormai può dirsi superato. Tuttavia, alcune criticità rendono le imprese ancora restie a passare ad una fase di piena operatività, sia pure con qualche significativa eccezione. Per quanto esse siano sufficienti a motivare un atteggiamento di prudenza, non di meno il fatto di trovarsi su un territorio tecnologicamente pronto dovrebbe essere sfruttata come elemento competitivo. E' per questo che lo studio del concetto di rischio sta diventando sempre più fondamentale in questi progetti.

Il rischio è lo spazio non solo dei possibili eventi sfavorevoli, ma anche il campo in cui l'impresa può mostrare il proprio valore attraverso le competenze, la creatività, la conoscenza e l'efficienza. E' il territorio dove l'azienda può costruire il proprio successo se è in grado di sfruttare le opportunità offerte. Per realizzare questo è necessario comprendere pienamente le dimensioni del rischio, le sue prospettive, i suoi legami con le singole variabili aziendali, nonché realizzare un modello che aiuti l'impresa nella lettura di tali prospettive e che predisponga i principi per una loro gestione.

Capitolo 1

L'inefficienza del sistema elettrico, la situazione odierna

Il panorama energetico globale include la presenza di un numero limitato di industrie che concentrano la produzione elettrica in grosse centrali a combustibili fossili e nucleari. L'elettricità prodotta viene immessa in grandi dorsali ad alta tensione, da cui si diramano le reti che arrivano fino alle utenze. Si tratta pertanto ancora di un modello piramidale e passivo. Il flusso di energia viaggia in maniera unidirezionale, dal luogo di produzione a quello di consumo e, in tale contesto, l'utente finale costituisce solo ed esclusivamente un carico passivo della rete.

L'infrastruttura, che è complessa e costosa incide in maniera significativa sul costo finale dell'energia, attualmente il costo si stima attorno ad un 35-40% sul totale fatturato in bolletta.

Tale sistema presenta molti svantaggi:

- 1) Elevate perdite per effetto Joule subite lungo la linea di collegamento dalle grosse centrali alle utenze;
- 2) Impossibilità di gestire in modo efficace i flussi di energia per convogliarla dove necessario a causa dalla mancanza di protocolli nella gestione dinamica dei flussi energetici;
- 3) Difficoltà nello sfruttare a pieno fonti di energia rinnovabile come eolico e fotovoltaico;
- 4) Tempi di risposta troppo lunghi in caso di black-out di grandi dimensioni, con impossibilità di arginare gli effetti valanga nelle cadute di tensione e conseguenti interruzioni di flusso energetico.

Osservando il sistema elettrico da un punto di vista prettamente fisico e tecnico, è possibile effettuare una suddivisione in 4 componenti principali:

- la produzione;
- la trasmissione;
- la distribuzione;

- l'utilizzazione.

L'energia viene consegnata dai poli di produzione ai consumatori tramite i due sistemi principali: quello di trasmissione e quello di distribuzione. Generata all'interno delle centrali di produzione, viene inizialmente trasformata a un livello di tensione più elevato ed immessa nel sistema di trasmissione. In questo modo è possibile trasferire la potenza su lunghe distanze alimentando le sottostazioni di distribuzione in alta tensione, dove la tensione viene nuovamente abbassata nelle cabine che distribuiscono infine l'energia agli utenti finali.

Questo tipo di meccanismo monodirezionale è ormai obsoleto, inefficiente, altamente inquinante e incapace di soddisfare le future esigenze energetiche senza modifiche operative e ingenti investimenti di capitale. Recentemente, inoltre, si è potuto osservare come le attività del sistema elettrico iniziano a coinvolgere, oltre al trasferimento di energia, anche la trasmissione di informazioni, dando origine ad una gamma crescente di prodotti, servizi e applicazioni per i settori industriale, residenziale e terziario.

In Italia il passaggio dalla situazione di monopolio a quella di concorrenza è stata piuttosto lenta, questo dovuto soprattutto all'incertezza su come realizzare concretamente il mercato, inoltre in questo settore la perdita di peso del monopolista si è potuta realizzare solo attraverso una massiccia riduzione della sua quota di capacità produttiva e attraverso la costruzione di nuove centrali da parte dei nuovi concorrenti. Se da un punto di vista economico un grosso passo in avanti è stato fatto con l'introduzione del regime di concorrenza, lo stesso non si può dire per la parte di trasmissione e distribuzione, cioè la parte fisica del sistema, che restano ancora oggetto di monopolio. Il processo ovviamente è ancora in corso, ma ad oggi i tanto attesi benefici per i consumatori sono difficilmente riscontrabili. In termini di prezzo questo continua ad essere pesantemente influenzato dall'andamento dei prezzi internazionali dei combustibili fossili, com'è d'altronde prevedibile in un paese in cui ci si è allontanati dall'opzione del nucleare e che è quasi completamente dipendente dall'estero per l'acquisto di combustibili. Questo si riflette in un prezzo medio generato dalla borsa elettrica italiana che è sensibilmente più elevato rispetto agli altri paesi europei.

Sistema di produzione

Il vecchio concetto di sistema di produzione sta cambiando, si sposta l'attenzione dalle tradizionali fonti energetiche non rinnovabili (combustibili fossili, nucleare), sia sulle fonti energetiche rinnovabili (idrico, eolico, fotovoltaico) e sia su fonti alternative e innovative quali le celle a combustibile. In modo corrispondente il profilo della generazione elettrica è in continua evoluzione dal punto di vista dell'impatto ambientale, come testimoniato dal passaggio dalle molto inquinanti centrali termoelettriche centralizzate, alle più efficienti centrali pulite di nuova generazione, fino ad

arrivare a quelle alimentate da fonti rinnovabili a ridotta emissione di carbonio con conseguente minimo impatto sull'ambiente. Un'altra grande trasformazione cui si assiste nel sistema di generazione riguarda la taglia degli impianti di produzione: nello scenario precedente prevalevano i grossi impianti di produzione, che erano preferibili per le forti economie di scala (le quali a loro volta erano la giustificazione per la scelta del monopolio pubblico) e che dovevano essere collocati lontani dai centri abitati (e presumibilmente dai luoghi di utilizzo). La tendenza attuale vede invece la nuova capacità di generazione orientarsi soprattutto verso piccoli e micro impianti distribuiti e integrati nei siti industriali, commerciali e persino residenziali. Oltre alle due trasformazioni citate, ormai già chiaramente in atto e favorite dall'evoluzione tecnologica nel campo della generazione, una grande sfida attende il sistema di produzione, rischiando, se non adeguatamente gestita, di trasformarsi in criticità. Molte delle centrali esistenti furono costruite trenta o più anni fa e stanno per essere chiuse. Se si considera il pensionamento previsto, ormai a breve termine per queste centrali, congiuntamente con le prospettive di crescita economica e di crescita della domanda di energia elettrica, è assolutamente richiesta l'installazione di nuova capacità di generazione. Si tratta pertanto di una sfida enorme che richiede un impegno elevato di risorse tecnologiche, finanziarie e umane nei prossimi anni.

Sistema di trasmissione

Essendo un monopolio naturale, il sistema di trasmissione in AT rimane escluso dall'introduzione della concorrenza. Per questo motivo in Italia (analogamente a quanto accaduto negli altri paesi in cui sia stata introdotta la concorrenza nel settore elettrico) la sua proprietà è stata scorporata dall'ex monopolista e affidata a un soggetto indipendente a controllo pubblico (Terna S.p.A in Italia). Le sfide affrontate dal sistema di trasmissione negli scenari prossimi venturi includono principalmente:

- Il problema della possibilità di trasferire energia prodotta da fonti rinnovabili su lunghe distanze (es. il solare dal deserto);
- La necessità di allacciamento di quantità sempre maggiori di fonti rinnovabili la cui produzione non è facilmente prevedibile e, spesso, non è ubicata in prossimità dei punti di utilizzo;
- La gestione complessa di flussi di potenza aleatori e meno controllabili a causa dell'introduzione dei mercati elettrici, oltre che della nuova struttura territoriale del parco di generazione;
- Investimenti annuali ridotti nell'espansione del sistema di trasmissione e quindi percorsi più congestionati e maggiori costi legati alla rete;
- Bassa accettabilità sociale di nuove infrastrutture per la trasmissione di energia a fronte di una crescente domanda di trasporto per i primi due punti elencati

Sistema di distribuzione

Il sistema di distribuzione inizia da una sottostazione di distribuzione (AT, MT e BT) e termina presso il contatore del cliente. Materialmente esso è costituito dalle linee, dai trasformatori, dagli switch e relè di protezione e da tutte le altre strutture necessarie per trasferire l'energia elettrica dal sistema di trasmissione al cliente. I clienti sono di solito classificati in base al tipo di attività, in particolare come clienti industriali, clienti commerciali e clienti residenziali e in base alla dimensione dei consumi. Al di là del contatore si trova l'impianto elettrico del cliente, che consiste di cavi, attrezzature e apparecchi (riscaldamento, refrigerazione, illuminazione, audio, calcolo, intrattenimento, trazione...) un gran numero dei quali coinvolge controllo computerizzato ed elettronica.

Anche i sistemi di distribuzione sono monopoli locali naturali, questo significa che non è possibile prevedere sullo stesso territorio la compresenza di due o più operatori in concorrenza, in quanto la duplicazione della rete avrebbe costi proibitivi che vanificherebbero tutti i benefici della concorrenza.

Le nuove sfide che i sistemi di distribuzione si trovano a dover fronteggiare saranno pertanto:

- rendere possibile una risposta della domanda alle variazioni di prezzo;
- integrare la generazione distribuita di piccola taglia;
- incorporare l'intelligenza negli investimenti sulla rete e sull'utente finale.

Già oggi l'efficienza energetica e il rinnovamento della struttura dei sistemi di distribuzione sono spinte dalla regolamentazione. In Italia l'Autorità ha adottato numerosi provvedimenti in tal senso, basati sia su obblighi per le imprese che gestiscono le reti, sia su misurazione delle prestazioni, sia su incentivi che permettono di devolvere percentuali della tariffa a copertura di particolari investimenti delle imprese distributrici (sperimentazione su Smart Grid, sostituzione dei vecchi contatori con sistemi di lettura computerizzati). Tali provvedimenti, oltre che in alcuni casi di immediato beneficio in termini di risparmio di tempo e costi, hanno indotto le imprese distributrici ad adottare numerose innovazioni. Consistenti investimenti sono già stati effettuati nell'ottica di migliorare il livello di automazione e telecontrollo dei sistemi di distribuzione.

1.1 Smart Grid

Un concetto che sta prendendo sempre più piede tra i termini di uso comune nel settore dell'energia sono le *Smart Grid*. Nato come un concetto di sistema ideale puramente teorico sta vedendo in questi ultimi anni un sempre più interesse di studio da parte di società del settore e istituti universitari. Diverse le definizioni che si

possono trovare nella rete e nelle riviste specializzate, tutte però convergono all'idea di una rete intelligente capace di interagire e trasferire l'energia dai centri di produzione ai centri di consumo garantendo un flusso bidirezionale di energia elettrica e di informazioni tra la centrale e l'apparecchio, attraversando tutti i punti di interconnessione. La sua intelligenza distribuita, insieme con le comunicazioni a banda larga e i sistemi di controllo automatizzato, permette transazioni in tempo reale tra edifici, impianti industriali, impianti di generazione e la rete elettrica. Si aggiunge inoltre la capacità di analisi, monitoraggio, controllo e comunicazione con il sistema di distribuzione e trasmissione, affinché possa ottimizzare l'efficienza dell'intera rete e contribuire al risparmio energetico. Una rete intelligente consegna l'elettricità prodotta dai generatori ai consumatori utilizzando tecnologie informatiche in modo da risparmiare energia, ridurre i costi, accrescere l'affidabilità e la trasparenza dei sistemi elettrici. Indirettamente questo contribuirebbe all'indipendenza energetica, alla riduzione del riscaldamento globale, ad aumentare la sicurezza.

Le qualità di questo sistema si possono racchiudere in 6 punti fondamentali:

1. *Intelligenti*: integrando sensori “intelligenti” e apparecchiature di controllo e quindi in grado di effettuare calcoli, comunicare, misurare;
2. *Motivanti*: consentendo una partecipazione attiva da parte dei consumatori. Le Smart Grid permetteranno comunicazioni in tempo reale tra consumatore ed ente distributore. Queste comunicazioni forniranno ai consumatori le informazioni, gli strumenti per il controllo e le opzioni che rendono possibile adattare il consumo di energia o impegnarsi in nuovi mercati dell'energia elettrica in base alle preferenze individuali;
3. *Aperte*: accettando l'energia da qualsiasi fonte e sostenendo le nuove tecnologie, i nuovi servizi e i nuovi mercati. Le smart grid integrano perfettamente tutti i tipi e formati di produzione elettrica e i sistemi di accumulo;
4. *Incentrate sulla qualità*: in quanto permettono di prevenire buchi di tensione, picchi, disturbi e interruzioni;
5. *Capaci di autodiagnosi e riparazione*: riconoscendo e rispondendo automaticamente a disturbi e riprendendosi velocemente da essi;
6. *Robuste*: resistendo sempre più ad attacchi deliberati, disastri naturali ed eventi accidentali.

1.1.1 Risorse energetiche distribuite (DER¹)

Grazie ai processi di liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, vi è stata una costante crescita nei sistemi elettrici della cosiddetta generazione distribuita,

¹L'acronimo sta per Distributed Energy Resources

soprattutto da fonte rinnovabile, crescita che pone non poche problematiche tra loro interconnesse di carattere primariamente tecnico e successivamente di tipo normativo, economico ed ambientale. Uno degli effetti della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, infatti, riguarda la comparsa di nuovi produttori che ritengono imprenditorialmente attraente l'idea di effettuare investimenti per la realizzazione e l'esercizio di nuovi impianti di produzione in virtù della possibilità di impiegare nuovi impianti e tecnologie con rendimenti nettamente più elevati rispetto alle vecchie centrali tradizionali e, inoltre, fruire dei possibili benefici economici derivanti da eventuali incentivi legati al tipo di produzione (ad esempio da fonti rinnovabili).

In uno scenario, dunque, di grossa diffusione di risorse energetiche distribuite di piccola taglia, nasce l'esigenza di integrare tali risorse nelle operazioni di rete e nelle attività relative al mercato, operazioni queste attualmente non possibili viste le piccole taglie di tali unità. Questo permetterebbe ai proprietari di tali unità DER la possibilità di massimizzare i loro profitti dal momento che il passaggio da un sistema verticalmente integrato a un sistema liberalizzato ha spostato la funzione obiettivo da una minimizzazione dei costi a una massimizzazione dei profitti.

Le DER indicate anche come generazione distribuita o generazione dispersa, sono tecnologie di generazione su piccola scala (tipicamente nel range da 3kW a 10,000 kW) situate vicino ai carichi da alimentare e utilizzate per fornire un'alternativa o un supporto al sistema elettrico tradizionale. I vantaggi dello sviluppo delle DER sono un abbassamento dei costi di generazione, un aumento dell'affidabilità, la riduzione delle emissioni ed un aumento delle opzioni energetiche. Se si classificano le fonti energetiche in funzione della loro rinnovabilità e variabilità, si possono identificare tre categorie:

- Non rinnovabili e non variabili: carbone, gas, nucleare, fuel cell;
- Rinnovabili e non variabili: idroelettrico (inclusi gli accumuli con pompaggio), biomassa, geotermico;
- Rinnovabili e variabili: eolico, solare (solare fotovoltaico e a concentrazione).

Al di fuori di carbone, nucleare e idroelettrico (salvo piccole eccezioni), le altre fonti possono essere utilizzate sul sito di utilizzo e quindi possono appartenere alla categoria delle DER.

1.1.2 Accumulo di energia elettrica (EES²)

Con la progressiva crescita del numero di sistemi di generazione di energia derivanti da fonti *rinnovabili* e *variabili*, nasce sempre di più il problema di gestione legato alla variabilità della capacità produttiva degli stessi. Si pensi che, a parte luoghi

²L'acronimo sta per Electrochemical Energy Storage

particolari dove è possibile prevedere una programmazione quasi certa sulla produzione giornaliera (il sole nel deserto o particolari zone soggette sempre a vento costante), in tutti gli altri casi la variabilità provoca grossi problemi dal punto di vista del bilanciamento globale della rete.

Per poter utilizzare appieno queste fonti primarie è necessario pertanto adottare dei sistemi di accumulo che abbiano un ciclo di carica-scarica con il rendimento energetico netto più elevato possibile. L'accumulo di energia diviene interessante quando l'energia recuperata utile netta, detratta quindi anche dall'energia spesa per il funzionamento degli ausiliari (pompe, scambiatori, controlli, ecc), è maggiore del 70% dell'energia in entrata. Quest'accumulo può fornire tre servizi di base:

- soddisfare i picchi di domanda di energia elettrica utilizzando quella accumulata durante i periodi di bassa richiesta;
- bilanciare le fluttuazioni di domanda e offerta di energia elettrica su un intervallo temporale di secondi e minuti;
- rimandare l'espansione della capacità della rete elettrica.

Le principali opzioni tecnologiche per l'EES includono:

- Idroelettrico con pompaggio: L'accumulo idroelettrico con pompaggio utilizza l'energia elettrica a basso costo generata nei periodi di bassa domanda, solitamente questo avviene di notte, per pompare acqua da un bacino inferiore (es. un lago) ad un bacino a quota superiore. Durante i periodi di alta domanda (e di alti prezzi) di energia elettrica, l'acqua viene lasciata scorrere nuovamente verso il bacino a valle, azionando le turbine per generare energia elettrica come nelle centrali idroelettriche tradizionali. L'accumulo idroelettrico con pompaggio è appropriato per il livellamento del carico perché può essere realizzato per grandi capacità di centinaia-migliaia di megawatt (MW) e scaricato in lunghi periodi di tempo (da 4 a 10 ore);
- Aria compressa: L'accumulo con aria compressa (Compressed Air Energy Storage - CAES) è una tecnologia ibrida di generazione/accumulo in cui l'energia elettrica è utilizzata per iniettare l'aria ad alta pressione in formazioni geologiche sotterranee. Quando la domanda di energia elettrica è alta, l'aria compressa viene rilasciata dal sottosuolo ed utilizzata per aiutare l'azionamento di turbine a gas naturale. L'aria compressa permette alle turbine di generare energia elettrica utilizzando una quantità di gas naturale di gran lunga inferiore. Anche il CAES è appropriato per il livellamento del carico perché può essere realizzato con capacità di poche centinaia di MW e può essere scaricato su lunghi periodi di tempo (4-24 ore);
- Batterie ricaricabili: per l'EES possono essere utilizzate varie tipologie di batterie ricaricabili su larga scala, fra cui quelle al solfuro di zolfo (NaS), agli ioni

di litio LiPo, batterie "Zebra" ad alte temperature, batterie Redox. Le batterie possono essere utilizzate sia per la qualità dell'energia elettrica sia per il livellamento dei carichi. In aggiunta, se diventassero diffusi i veicoli ibridi elettrici (plug-in hybrid electric vehicles - PHEVs), o elettrici puri, le loro batterie di bordo potrebbero essere utilizzate per l'EES, fornendo un certo supporto al mercato elettrico con la possibilità di guadagnare sulle differenze di prezzo dell'energia ricaricandosi quando la domanda è bassa;

- Accumulo di energia termica: Ci sono due tipi molto diversi di accumulo di energia termica (Thermal Energy Storage - TES): TES applicabili ad impianti solari termici e TES per utenti finali. Il TES per impianti solari termici consiste nell'accumulo dell'energia del sole in olio sintetico o sali fusi sotto forma di calore catturato dalla centrale elettrica solare per garantire una produzione di energia quasi costante durante periodi nuvolosi durante la giornata o per prolungare la produzione elettrica per 1-10 ore dopo il tramonto. I TES per gli utenti finali accumulano energia nei periodi di bassa domanda utilizzando un accumulo di caldo o di freddo in acquiferi sotterranei, serbatoi di acqua o ghiaccio od altri materiali di accumulo ed utilizzano l'energia accumulata in questo modo per ridurre il consumo di energia elettrica per riscaldamento o raffrescamento di edifici durante i periodi di picco di domanda di energia elettrica;
- Idrogeno. L'accumulo mediante idrogeno può essere utilizzato per livellamento del carico o power quality. L'accumulo mediante idrogeno prevede l'utilizzo di energia elettrica per separare l'acqua in idrogeno e ossigeno mediante un processo chiamato elettrolisi. Quando è richiesta nuovamente energia elettrica, si può utilizzare l'idrogeno per la generazione in un motore a combustione o in celle a combustibile;
- Volani. Si tratta di una tecnologia che può essere utilizzata in applicazioni di power quality perché possono essere caricati e scaricati spesso e velocemente. In un volano l'energia è accumulata facendo accelerare un disco rotante. Per recuperare l'energia accumulata, il processo s'inverte e si utilizza il motore da generatore frenando il disco rotante;
- Supercondensatori. Si tratta di apparecchiature elettriche che consistono in due superfici metalliche caricate di segno opposto e separate da un isolante. Il supercondensatore accumula energia elettrica aumentando la carica accumulata sulle piastre metalliche e si scarica quando le cariche sono rilasciate dalle superfici metalliche. I supercondensatori potrebbero essere impiegati per migliorare la power quality perché possono fornire picchi elevati di energia ma per brevi periodi di tempo (sotto un secondo) ed accumulare energia per pochi minuti;

- Accumulo di energia magnetica mediante superconduttori (Superconducting Magnetic Energy Storage - SMES). L'accumulo di energia magnetica mediante superconduttori (Superconducting Magnetic Energy Storage - SMES) consiste in un avvolgimento con molte spire di filo superconduttore che accumula e rilascia energia mediante aumento o diminuzione della corrente che circola nell'avvolgimento. Sebbene lo SMES in sé sia altamente efficiente e non abbia parti in movimento, deve essere refrigerato per il mantenimento delle proprietà superconduttive dei materiali e quindi comporta costi energetici e di manutenzione. Gli SMES sono utilizzati per migliorare la power quality perché forniscono brevi picchi di energia (in meno di un secondo).

1.2 Avviare le prime sperimentazioni reali

Benché le *smart grid* siano una tematica complessa e articolata, gli addetti ai lavori mostrano una buona conoscenza sullo stato dell'arte e sull'oggetto. Anche se spesso si nota una maggiore attenzione rivolta ad alcuni aspetti specifici del problema che risultano di maggiore interesse per la tipologia di operatore.

Nemmeno negli attori più grossi quali Enel Distribuzione o in quelli istituzionali (Autorità per l'Energia Elettrica e Gas o AEEG) si registra una presa in carico complessiva di tutti gli aspetti del problema. Se questo è comprensibile data la complessità della visione *smart grid*, è purtroppo preoccupante che non vi sia nel panorama nazionale alcun operatore che rappresenti un punto di sintesi, di coordinamento nella presa in carico totale. La motivazione che sembra emergere è quella della mancanza di competenza, ma resta anche latente l'idea che ogni soggetto si concentri su quanto gli interessa maggiormente. Questo è vero sia per la ricerca (ci si concentra su piccoli aspetti del problema), sia per l'implementazione pratica.

I dispositivi sono pronti o quasi, molte simulazioni sono state fatte, ma per ora le *smart grid* sono ancora sulla carta. In effetti finora nessuna sperimentazione reale è stata fatta, anche per l'impossibilità di trovare contesti concreti in cui sussistessero le condizioni tecnologiche per avviare progetti pilota. Uno dei pochi paesi in cui è possibile immaginare delle applicazioni reali è l'Italia, la presenza di un territorio per la maggior parte montagnoso e quindi favorevole allo sviluppo decentralizzato, supportato da una rete comunque di eccellenza con gran parte dei sistemi di misura automatizzati dovrebbe essere uno stimolo sufficiente per partire. C'è abbastanza consenso sul fatto che la tecnologia sia matura, che non occorra più molta ricerca di base, in particolare nel campo dei dispositivi. Tuttavia in molti concordano nel dire che è presto e che i tempi per avviare i primi progetti pilota e per arrivare alle prime sperimentazioni su ampia scala saranno ancora lunghi.

Solamente con l'ultima delibera *ARG/elt 12/11* l'autorità ha stranziato 19,3 milioni presentando una lista dei progetti pilota che potranno iniziare la sperimentazione.

tazione usufruendo degli incentivi secondo quanto disposto dalla delibera ARG/elt 39/10.

Titolo	Impresa Distributrice
A2A - CP Lambrate	A2A Reti Elettriche S.p.A.
ASM Terni	ASM Terni S.p.A.
A2A - CP Gavardo	A2A Reti Elettriche S.p.A.
ACEA Distr.	Acea Distribuzione SpA
ASSM Tolentino	Assm S.p.A.
ENEL Distr. - CP Carpinone	ENEL Distribuzione S.p.A.
Deval - CP Villeneuve	Deval S.p.A.
A.S.SE.M. San Severino Marche	A.S.SE.M. SpA

1.3 L'impatto sul sistema economico

Le *smart grid* sono una tecnologia di rete che si applica a un prodotto, l'elettricità, già esistente sul mercato e di uso comune. Questa semplice constatazione è però in grado di spiegare gran parte della complessità del quadro relativo agli attori chiamati in causa da tale visione.

Il primo livello di complessità è riferito al fatto che stiamo parlando di una tecnologia che si applica a un prodotto esistente. L'energia elettrica attualmente consumata non differirà in modo significativo da quella che verrà prodotta, scambiata e consumata in un sistema di reti intelligenti. Quello che può apparire una semplificazione, in quanto non si tratta di innovare un prodotto ma solo il processo relativo alla sua gestione, è in questo caso invece un elemento di complessità. Esistono, infatti, degli status quo in tutte le fasi del processo, rappresentati da consuetudini di azione, meccanismi psicologici di consumo, standard di sicurezza, schemi contrattuali. Tali consuetudini rappresentano una zavorra, diffusa a tutti i livelli del sistema, in grado di ritardare la reale implementazione delle smart grid. Le smart grid potranno esplicare i benefici auspicati solo in presenza di un'ampia diffusione e di un'applicazione del modello in tutte le sue sfaccettature. E un'ampia diffusione implica un cambiamento nelle consuetudini di azione a tutti i livelli.

Il secondo livello di complessità è riferito alla natura di *tecnologia di rete* delle smart grid. Le tecnologie di rete sono quelle tecnologie che coinvolgono più agenti (persone e/o dispositivi). In termini semplici questo significa che il beneficio per il singolo agente non dipende solo dalla sua adozione individuale della tecnologia, ma è più che proporzionale al numero di altri agenti che entrano nel gioco. Un'esempio di tecnologia di rete è Internet, un calcolatore porta ad un beneficio limitato se non viene connesso ad una rete globale di calcolatori in grado di scambiarsi informazioni, più la rete cresce e più Internet sarà un beneficio per tutti. Le smart grid saranno

utili ai vari soggetti solo se tutti i tipi di soggetti, chiamati anche *stakeholder*³ parteciperanno alla loro implementazione, e l'utilità sarà tanto maggiore quanto più il modello diventerà pervasivo.

Prima di passare ad analizzare gli scenari di coinvolgimento dei vari attori, bisogna definire con precisione per ogni tipologia di stakeholder il modo con cui le smart grid entreranno nel suo raggio d'azione, il ruolo che esso vi può tenere e le aspettative connesse all'adozione.

Possiamo distinguere gli stakeholder in due grossi gruppi: gli attori direttamente connessi alla rete e i portatori di interesse indiretti, che però influiscono sull'assetto finale del sistema sia in termini di definizione di alcuni standard, sia di azioni di pressione.

Per gli attori coinvolti direttamente è possibile citare:

Generatori

Il comparto della generazione di elettricità, che era precedentemente granitico nel senso che, a parte qualche differenza derivante dalla tecnologia di produzione, era dominato da regole di funzionamento e strategiche comuni, deve essere ora segmentato. I grandi generatori tradizionali entrano in competizione con i titolari degli impianti di generazione distribuita, in genere *prosumer*⁴, e con la produzione da rinnovabile (di piccola o grande scala). Il loro ruolo dovrebbe non essere molto mutato, se non per il fatto che la maggiore intelligenza della rete e la maggiore partecipazione della domanda rendono i mercati elettrici più competitivi. Discorso a parte vale per le rinnovabili, il cui futuro è strettamente connesso allo sviluppo delle smart grid.

Prosumers

Concettualmente il prosumer non differisce troppo dal classico concetto di auto-produttore: si tratta di un soggetto che possiede un impianto di generazione volto all'autoconsumo, con la possibilità di vendere le eccedenze sul mercato. La novità sta nella taglia, che naturalmente porta enormi conseguenze. Oggi il prosumer è spesso un utente privato, una piccola impresa, persino un ente pubblico che ha un piccolo impianto di generazione, connesso alla rete per la gestione delle eccedenze e dei fabbisogni non coperti dall'impianto. In tal senso si tratta di una nuova figura che risulta strettamente connessa alle smart grid; infatti ne costituisce al tempo stesso lo stimolo. Per ora i prosumer hanno ruolo molto limitato, proprio perché le smart grid sono ancora un concetto teorico, un'innovazione matura ma non implementata.

³Insieme dei soggetti che hanno un interesse nei confronti di un'organizzazione e che con il loro comportamento possono influenzarne l'attività.

⁴fusione dei due termini inglesi Producer & Consumer, cioè il soggetto che al tempo stesso può essere sia produttore che consumatore di energia

Consumatori

Le esigenze dei consumatori sono già ora estremamente differenziate, quanto lo sono i volumi e i profili di consumo. Anche il livello qualitativo richiesto (affidabilità e continuità della fornitura, costanza in termini di frequenza e qualità di erogazione) non è uguale. In generale le smart grid dovrebbero consentire un ruolo sempre più attivo della domanda e un consumo energetico razionale.

Venditori

La figura del venditore è nata dal processo di *unbundling*, ovvero da quella operazione di riassetto del settore che ha realizzato la separazione delle fasi che compongono il servizio elettrico, fra soggetti diversi. Tale processo è stato indispensabile per poter introdurre il concetto di mercato nel settore energetico, in quanto il concetto di monopolio naturale non è più applicabile.

Gestori delle reti

Anche in un contesto di smart grid il gestore deve mantenere il sistema di distribuzione e di trasporto nelle condizioni di funzionamento normale controllando flussi di potenza e tensioni. Eccezionalmente, in condizioni di guasto o di black-out deve agire sugli organi di controllo, sui generatori e sui carichi per riportare il sistema nelle condizioni di funzionamento normali attraverso opportune misure e interventi di controllo sui sistemi. Ci sono due problemi per il raggiungimento degli obiettivi: il corretto funzionamento del sistema “interno” di distribuzione e la possibilità di alimentazione “esterna” dal sistema di trasmissione interconnesso. Sui gestori delle reti, e principalmente sui distributori, ricade principalmente l'onere della realizzazione degli investimenti per ammodernare le strutture.

Se è chiaro il vantaggio per gli attori diretti, per gli attori coinvolti indirettamente si possono citare:

Produttori industriali

I settori industriali per i quali le smart grid possono rappresentare un nuovo mercato di sbocco per i propri prodotti, dalle apparecchiature informatiche (ICT) per la comunicazione, il controllo e la gestione dei sistemi hardware, ai software informatici per la gestione, la sicurezza e il controllo.

Imprese di servizi

Le competenze specifiche richieste non sempre sono presenti nelle imprese elettriche, che quindi possono rivolgersi al mercato per specifiche esigenze. Inoltre il mercato

diviene più articolato e apre lo spazio a servizi a valore aggiunto offerti al cliente finale.

Autorità e governo

Il regolatore deve definire regole tecniche, meccanismi tariffari e di incentivazione per ottenere efficienza economica che permette indirettamente di abbassare i prezzi, efficienza energetica e riduzione dell'impatto ambientale. In una fase di startup l'intervento è necessario per arrivare a quella definizione delle regole del gioco, senza la quale le imprese non sono disposte ad investire.

Altri portatori di interesse indiretti

Citando un esempio possiamo dire che la visione delle smart grid spinge per una maggiore autonomia energetica a livello locale, attraverso le microreti, generando un minor ricorso al trasporto a distanza in alta tensione e quindi la costruzione di linee che vedono sempre una fortissima opposizione da parte delle associazioni ambientaliste e delle comunità locali. Un altro gruppo completamente diverso è rappresentato dalle industrie attive nelle filiere emergenti che si vengono a incrociare con le smart grid, essenzialmente il settore degli elettrodomestici, dell'arredo e della domotica e quello dell'auto elettrica.

In conclusione si possono riassumere le aspettative che accomunano le varie tipologie di stakeholder e che ne rappresentano dunque l'interesse locale. Queste aspettative possono essere di tipo:

- *tecnico*: accresciuta affidabilità, sicurezza, più semplice manutenzione (fino al limite dell'auto-riparazione) e in generale maggiore standardizzazione con conseguente riduzione della manodopera, esente da rischi (per il benessere degli utilizzatori e dei residenti);
- *economico*: attraverso una maggiore efficienza dei mercati elettrici, le smart grid dovrebbero contribuire a massimizzare il surplus totale del settore, ad abbassare i prezzi per i consumatori che potrebbero così approvvigionarsi a costi più bassi. A livello collettivo poi le smart grid contribuirebbero poi a ridurre le esternalità negative che caratterizzano l'attuale sistema (congestioni di rete, emissioni inquinanti e di CO_2 , rischi di eventi disastrosi);
- *energetico*: le smart grid dovrebbero contribuire a ridurre il fabbisogno di combustibili fossili e la dipendenza energetica dall'esterno.

1.3.1 Rendere attiva la domanda

Le smart grid sono la tecnologia in grado di integrare pienamente come soggetto attivo il consumatore, che si avvia ad essere un soggetto più articolato, con consumi

controllati a distanza, che avvengono in punti diversi rispetto al domicilio (attraverso per esempio l'auto elettrica), e che a volte si trasforma in produttore, o delega la gestione dei propri acquisti a *energy manager* professionisti o a consorzi di acquisto.

Al presente però la domanda, intesa soprattutto come cliente domestico, non è ancora pronta a un ruolo attivo: abituato da decenni a pagare una tariffa piatta a fronte della certezza di avere sempre la disponibilità dell'erogazione nel momento in cui si preme l'interruttore è quindi indifferente ai problemi delle congestioni e del costo di generazione. E' dubbio che un incentivo sul prezzo che conduca il consumatore a risparmi dell'ordine di 1,5-2€/giorno, ovvero dell'ordine del 10% sulla bolletta, sia realmente motivante per l'utente finale. Un ulteriore aspetto sono i profili orari di consumo, profondamente legati alle abitudini e ai ritmi di vita e di lavoro, e quindi difficilmente modificabili e solo grazie ad investimenti (in elettrodomestici o macchinari ad avvio differito o a controllo remoto).

La domanda elettrica risulta quindi estremamente rigida, poiché anche sul lato dei clienti industriali, il profilo orario dei consumi è difficilmente modificabile a causa dei ritmi di lavoro contrattuale. Fra qualche tempo potremo valutare l'effetto dell'adozione obbligatoria delle tariffe multiorarie anche per le utenze domestiche. Questa caratteristica oggettiva potrebbe dunque rallentare l'adozione diffusa del modello *smart grid* e l'esplicarsi completo dei suoi benefici.

Ma la domanda rigida rappresenta un nodo da sciogliere anche se osservata dalla prospettiva dell'offerta. C'è infatti un timore diffuso per una situazione in cui il cliente finale diventi un attore attivo del mercato. Si teme che questo possa rendere il sistema vulnerabile. Per difendersi da tale vulnerabilità, alcune normative tecniche attualmente impediscono di fatto la realizzazione delle *smart grid*, in quanto alcuni dispositivi non sono commercializzabili, e il prosumer in caso di problema deve essere obbligatoriamente distaccato, in quanto il conto energia non prevede la possibilità di accumulo.

Attualmente ci si sta focalizzando verso lo sviluppo del mercato dei clienti interrompibili (clienti che accettano di veder ridotto il proprio flusso di energia quando le necessità del gestore del sistema lo richiedano, in cambio di condizioni economiche favorevoli). Questo è sicuramente un aspetto interessante sia per ridurre il ricorso, nei momenti di punta, a impianti produttivi inefficienti e costosi, che hanno un alto impatto ambientale e che fanno lievitare i prezzi di mercato, sia per fronteggiare emergenze di crisi, ma l'effetto dell'adozione delle *smart grid* non può certo limitarsi a ciò. Inoltre la presenza di microreti (sistemi semi autonomi delle smart grid) renderebbero ancora più interessanti gli stessi contratti interrompibili che verrebbero ad avere un mercato più ampio.

Nella visione delle *smart grid* il concetto di domanda attiva è però ancora più profondo; il *prosumer* è un elemento attivo nel senso che può decidere quando consumare e quando cedere energia al sistema in base a calcoli di convenienza economica.

Questo è efficiente (cioè funziona) se il sistema dei prezzi è segnaletico, cioè è in grado di segnalare le scarsità e questo è possibile solo grazie alla presenza congiunta di generatori da fonti rinnovabili, migrogeneratori a gas (o da altre fonti non rinnovabili) ed accumulatori. Un sistema domestico (o industriale) di questo tipo non rende il sistema vulnerabile ma, anzi, ne aumenta l'affidabilità. Infatti il sistema dei prezzi incentiva l'utente finale a contribuire al sistema elettrico offrendo l'elettricità quando serve. Si ha un aumento di affidabilità sia in termini di affidabilità per l'utente finale (che ha un certo livello di autosufficienza a titolo singolo o di raggruppamento consorziato di utenti), sia in termini di contributo all'affidabilità del sistema locale e nazionale. Occorre ribaltare la visione (che si percepisce come freno diffuso, che però rischia di tradursi in una volontà politica) per cui la microgenerazione distribuita sarebbe un pericolo perché aumenterebbe la complessità del sistema e lo renderebbe quindi più vulnerabile. Le reti intelligenti nascono proprio per governare l'accresciuta complessità del sistema. Il sistema stesso non ne uscirebbe modificato ma rivoluzionato. L'errore di prospettiva sta nell'applicare le nuove tecnologie a una visione del sistema che è vecchia e non più sostenibile.

Capitolo 2

Il sistema elettrico dal punto di vista economico

I mercati energetici sono particolari tipi di mercati finanziari che più comunemente vengono indicati col nome di *Mercati delle Commodities*. La particolarità dei mercati delle commodities è che in questi vengono effettivamente scambiati dei beni, delle merci, come ad esempio il grano, il riso, ecc. Un ruolo di particolare interesse tra tutti i mercati delle commodities, li hanno per l'appunto i mercati dell'energia.

In primo luogo sono mercati che di recente sono stati soggetti ad un notevole sviluppo soprattutto dovuto al diffondersi del processo di liberalizzazione che ha coinvolto l'Europa Occidentale, compresa anche l'Italia. Tale processo di liberalizzazione è stato promosso con lo scopo di aumentare la competizione dal lato dell'offerta e di offrire agli utenti finali prezzi dell'energia più competitivi, aumentando al tempo stesso anche la qualità del servizio. Il mercato dell'energia elettrica è in particolar modo un mercato singolare nel suo genere in quanto in esso viene scambiato un bene-flusso quale l'energia elettrica, che è impossibile immagazzinare (al contrario del mercato gas per il quale esiste una vera e propria gestione del “magazzino”) e che quindi va scambiata appena prodotta, per cui il prezzo risulta essere molto sensibile. Infatti, tra le caratteristiche empiriche dei prezzi elettrici si ha l'elevata volatilità e la presenza di repentini, vistosi e brevissimi salti.

L'apertura di questi mercati e quindi l'introduzione della concorrenza nella generazione e fornitura al dettaglio di energia elettrica e gas dovrebbe in qualche modo migliorare l'efficienza economica generale del settore energetico. Esistono infatti una grande quantità di prove che indicano che la liberalizzazione di un mercato ha generalmente migliorato l'efficienza produttiva del settore stesso. Inoltre, con una continua competizione, in presenza di eccedenze si dovrebbero anche ridurre i costi di acquisto da parte della clientela.

La domanda chiave che ci si pone è se l'efficienza economica del settore migliorerà proporzionalmente agli investimenti che verranno fatti. In particolare ci si è soffermati a studiare e capire se a livello globale gli investimenti riusciranno a garantire

livelli di efficienza e sicurezza tali da rispettare gli standard imposti dalla rete di distribuzione.

Una risposta avanzata dall'agenzia internazionale dell'energia (I.E.A.) ha dichiarato che il meccanismo di liberalizzazione dei mercati energetici, attraverso gli investimenti da parte di soggetti privati, sarà in grado di garantire lo standard prestabilito (eccezion fatta per alcuni casi sporadici, citiamo il caso della California). Tuttavia, si è anche concluso che il mercato energetico attualmente è ancora giovane e che le sfide più grandi si presenteranno nei prossimi anni.

2.1 Il rischio e la sua influenza sulla produzione di energia

La riforma dei mercati dell'energia elettrica e del gas ha portato a cambiamenti importanti nel modo in cui vengono prese le decisioni sugli investimenti del settore energetico. L'apertura del settore alla concorrenza ha portato alla internalizzazione dei rischi degli investimenti nel processo decisionale.

Gli investitori ora esaminano la produzione di energia secondo i diversi rischi finanziari imposti dalle diverse tecnologie utilizzate per la produzione. La preferenza per il mercato gas utilizzato per la produzione di energia elettrica, rappresenta una grossa attrattiva per molti investitori, in quanto per la maggior parte delle nazioni la produzione derivante da turbine a gas è la principale fonte di approvvigionamento dell'energia. Inoltre la natura fisica di una turbina a gas a ciclo combinato permette grossi margini di guadagno a fronte di un costo per la produzione relativamente basso e inoltre una maggiore flessibilità per quanto riguarda accensioni e spegnimenti rispetto le altre tecnologie. Per i governi, questo è un grosso salto in avanti sulla liberalizzazione degli investimenti e monitoraggio congiunto sia per il gas che per l'energia elettrica.

D'altra parte, la preferenza del gas utilizzato come combustibile primario per la produzione di energia espone gli investitori ad aumentare il rischio legato al prezzo della materia prima. Questo ha portato a un sistema in cui, in assenza di possibili coperture di prezzo in acquisto, non si è più in grado di valutare i rischi legati ad un acquisto esposto solo all'andamento del mercato, se non utilizzando approcci probabilistici di scarsa attendibilità tra l'altro.

Per quanto riguarda l'ipotesi sull'uso di centrali nucleari come fonte di produzione per l'energia elettrica, anche questa è un'ipotesi non priva di rischi, soprattutto per quanto riguarda i rischi ambientali. Alcune realtà comunque continuano a puntare verso questo business, teoricamente non legato al mercato gas, in vista soprattutto della sempre maggior richiesta di energia da parte della clientela e in questo ci si aspetta di poter ottenere benefici finanziari a lungo termine. Resta comunque da capire se gli investimenti sul nucleare possono rivelarsi redditizi.

Alcuni studi dimostrano che i maggiori guadagni si riescono ad ottenere con sistemi flessibili in grado di poter far fronte alla continua variazione della domanda di prelievo energetico. Pertanto produrre energia con un basso investimento iniziale di infrastruttura e alta flessibilità di funzionamento permette di realizzare grossi margini di guadagno, quello che non è possibile fare con impianti di generazione di tipo nucleare.

2.2 Copertura del rischio sugli investimenti nella produzione di energia

Le imprese legate al settore energetico stanno cercando in questi anni nuove strategie per coprire i propri investimenti. L'assenza di liquidità nei mercati finanziari dell'energia elettrica e di gas naturale, in particolare nel lungo periodo, porta gli investitori a cercare altri mezzi di copertura per il prezzo legato all'energia e alla materia prima.

L'idea di stipulare contratti di durata superiore per l'energia elettrica tra produttori e grossisti aiuta entrambe le parti a gestire il problema legato alla volatilità del prezzo. In alcuni casi soluzioni come la fusione di aziende produttrici di energia con compagnie importatrici di gas sono in parte motivate da maggiori opportunità di arbitraggio tra i due mercati.

Se da un lato la costituzione di società forti nel settore danno una certa stabilità al mercato, dall'altro queste fusioni destano non poche preoccupazioni per i potenziali impatti sulla concorrenza, in modo particolare se nel lungo periodo è previsto un aumento di queste strategie di mercato che ci porterebbero quindi a essere nuovamente monopolizzati da poche grandi realtà. E' in questa ottica che il cliente *prosumer* giocherà un ruolo di importanza primaria in quanto la volontà di immagazzinare e vendere energia in rete gli permetterà di avere un ruolo attivo nella determinazione del prezzo di scambio.

2.3 La volatilità dei prezzi di energia elettrica e gli investimenti

Come anticipato nel paragrafo 2.1, la principale preoccupazione degli investitori riguarda le politiche da adottare nel caso in cui la volatilità dei prezzi possa generare un meccanismo incontrollato tale da restare totalmente scoperti a mercato. Se per esempio gli investitori si aspettano che i governi possano intervenire nei mercati all'ingrosso per evitare che i prezzi aumentino a livelli sufficientemente alti, si potrebbe in qualche maniera minare il concetto di libero mercato venendo frenata in qualche

modo l'introduzione di capitali privati in quanto l'attrattiva di guadagno non è più garantita.

Le politiche del governo devono quindi essere coerenti con lo sviluppo del mercato, e devono essere attuate in modo trasparente.

L'idea per esempio di imporre da parte dello stato dei calmieri sui prezzi dell'energia potrebbe in alcuni casi scoraggiare gli investimenti. Infatti, se l'intervento politico impone blocchi con prezzi troppo bassi distrugge l'integrità del mercato stesso, distruggendo gli incentivi agli investimenti. Se i produttori sono poi a conoscenza che i consumatori saranno protetti da un intervento del governo a fronte di picchi del prezzo, necessari in alcuni casi per recuperare i costi fissi di funzionamento, allora i mercati non riescono a fornire liquidità per nuovi investimenti.

Questo non vuol dire che i picchi esagerati di prezzo sono necessari nei mercati all'ingrosso. I prezzi massimi possono essere necessari come strumento temporaneo di profitto. Tuttavia, tale situazione dovrebbe essere un transitorio, e deve essere eliminata nel più breve tempo possibile con altri meccanismi, come ad esempio la disponibilità di scorte di energia da parte dello Stato (tramite proprie centrali di produzione) attivabili in circostanze straordinarie. Un'ulteriore valvola di sfogo è quella di importare energia dai mercati delle nazioni interconnesse. L'esistenza di un mercato dell'energia internazionale dà la possibilità ai governi di coordinare l'azione con i paesi vicini per regolamentare situazioni di crisi.

Resta comunque sempre da capire come identificare quando si è di fronte ad una situazione straordinaria che impone quindi un intervento da parte del governo. Risulta difficile da parte degli organismi di regolamentazione determinare se i prezzi riflettono realmente la scarsità di risorse o sono semplicemente un risultato da parte dei principali produttori di dettare cartello.

Ad una prima analisi sembra che il motivo principale alla base di questa alta volatilità dei prezzi sia causato da una scarsissima elasticità da parte del mercato di rispondere alle fluttuazioni di prelievo da parte dei consumatori. Vi sono considerevoli prove che dimostrano come questa elasticità sia inferiore rispetto a quella necessaria a causa della mancanza di capacità produttiva disponibile da parte del sistema. Un esempio viene dalle nuove fonti di energia rinnovabile come il solare e l'eolico, che se da un lato sono fonti a costo zero (non considerando i costi iniziali dell'impianto) dall'altro creano grossi problemi dal punto di vista del bilanciamento nazionale della rete, costringendo le centrali convenzionali a gestire in maniera ancora più fine gli scompensi causati dalla variabilità di produzione legata alle condizioni meteo/climatiche.

Migliorare quindi la risposta alla domanda riuscirà a ridurre in maniera considerevole i prezzi estremi. Questo porterà anche alla creazione di un ambiente più stabile accrescendo anche la fiducia sui mercati energetici assicurando anche livelli di qualità accettabili in linea con le specifiche fisiche della rete. La difficoltà sta pro-

prio nel trovare un modello che valorizzi adeguatamente la sicurezza della fornitura di energia elettrica.

Si possono perciò evidenziare 5 punti che bisognerebbe seguire nella definizione di un mercato dell'energia:

- Definire con chiarezza il ruolo del governo nella riforma del mercato elettrico ed i termini del suo coinvolgimento nel modo più preciso possibile. Per attrarre capitali privati negli investimenti c'è bisogno di un progetto di mercato trasparente, con cambiamenti prevedibili e senza interferenze nel mercato o nel funzionamento da parte delle istituzioni. Il ruolo del governo deve essere quello di agente delle riforme e della partecipazione politica energetica volta alla sempre più liberalizzazione del mercato
- Riconoscere che le fluttuazioni dei prezzi di energia elettrica sono intrinseche al buon funzionamento dei mercati di energia elettrica. Consentire ai mercati di segnalare la necessità di nuovi investimenti nella generazione significa che i prezzi potranno essere elevati in alcune occasioni. Le istituzioni devono in qualche modo anticipare tali fluttuazioni e dare evidenza ai consumatori dei rischi connessi agli aumenti di prezzo e le possibili soluzioni per mitigare questi rischi
- Sviluppare un sistema di risposta efficiente alla domanda. Queste fluttuazioni spot dei prezzi possono offrire ricompense così come i rischi. La poca elasticità a recepire il prezzo da parte dei consumatori, soprattutto per i piccoli clienti, è almeno in parte causata dalla incapacità di premiare i consumatori per adeguare i loro consumi quando i prezzi sono alti (nuova offerta bioraria obbligatoria dal luglio 2011)
- Essere pronti ad identificare ed agire in caso di cartello da parte dei grossi produttori. Al fine di rispondere alle preoccupazioni sulla voluta manipolazione dei mercati all'ingrosso di energia elettrica, i governi devono assicurare un continuo monitoraggio attraverso meccanismi di controllo, ma anche essere pronti ad intervenire tempestivamente per mitigare gli impatti. Ciò consentirà quindi di evitare da parte del governo di dover necessariamente far fronte ai problemi applicando un calmierato ai prezzi (si porta come esempio un fatto insolito successo in alcune ore di picco in Corsica nell'estate 2011 dove il prezzo era schizzato a 3000€/MWh)
- Monitorare e gestire lo sviluppo del mercato gas. La preferenza da parte degli investitori verso i mercati CCGT (Combined Cycle Gas Turbined) per aumentare la capacità di produzione di energia, fa assumere al mercato gas il ruolo di primissimo piano nella produzione di energia elettrica. Questo significa uno sforzo ancora maggiore da parte delle autorità per progredire in materia

di liberalizzazione anche nel mercato del gas, attuando anche in questo caso un monitoraggio rigoroso ed investimenti adeguati in termini di infrastrutture.

2.4 Il Mercato Elettrico Italiano

Il Mercato Elettrico Italiano, noto anche col nome di Borsa Elettrica, nasce in Italia a seguito dell'approvazione del D. Lgs. n. 79/99 che ha rivoluzionato la struttura del settore elettrico in Italia, con lo scopo di raggiungere una serie di obbiettivi, quali:

- promuovere la competizione nelle attività della produzione e vendita all'ingrosso, attraverso la creazione di una "piazza del mercato";
- favorire la massima trasparenza ed efficienza dell'attività, svolta in monopolio naturale, del dispacciamento.

Il Mercato Elettrico è in realtà un mercato telematico per la negoziazione dell'energia elettrica all'ingrosso, nel quale il prezzo dell'energia corrisponde al prezzo di equilibrio ottenuto dall'incontro tra le quantità di energia elettrica richiesta e offerta dagli operatori che vi partecipano.

A valle di questa negoziazione si innesca un vero e proprio meccanismo di scambio fisico di energia elettrica definito da programmi di immissione e di prelievo secondo il criterio di merito economico.

La borsa elettrica non è un mercato obbligatorio: gli operatori, infatti, possono concludere contratti di compravendita anche al di fuori della piattaforma di borsa, i cosiddetti contratti bilaterali o meglio noti col nome di OTC¹.

La Borsa Elettrica costituisce quindi uno strumento fondamentale ai fini della creazione di un mercato concorrenziale dell'energia elettrica in Italia e nasce con lo scopo proprio di favorire l'emergere di prezzi di equilibrio trasparenti, che consentano a produttori e consumatori di vendere e comprare energia dove c'è una maggiore convenienza economica.

2.4.1 I soggetti che partecipano al mercato

Il sistema elettrico nazionale è un sistema organizzato in cui, le varie attività sono ben distinte e svolte da soggetti diversi.

Le attività si possono suddividere in:

¹I contratti Over The Counter, sono caratterizzati dal non avere i requisiti riconosciuti dai mercati regolamentati. Sono contratti la cui negoziazione si svolge al di fuori dei circuiti borsistici ufficiali. La definizione del prezzo avviene soltanto secondo il principio dell'incontro tra la domanda e l'offerta, perciò il loro valore cambia continuamente e in maniera decorrelata rispetto all'andamento delle borse mondiali.

- produzione, prevede la trasformazione nelle centrali elettriche, ossia nei centri di produzione, delle fonti primarie di energia in elettricità per poi trasferirla alle zone di consumo attraverso un sistema a rete composto da linee, stazioni elettriche e di trasformazione;
- trasmissione, l'energia presente all'interno della rete italiana deve costantemente essere bilanciata. La rete quindi funziona come un sistema di vasi comunicanti, nel quale tutta l'energia viene immessa e dal quale tutta l'energia viene prelevata, senza stabilire da quale impianto provenga.
- distribuzione, cioè la consegna di elettricità in media e bassa tensione agli utenti finali.

I principali soggetti che partecipano al sistema sono quindi:

- Terna S.p.A., che gestisce in sicurezza la rete di trasmissione nazionale e i flussi di energia elettrica attraverso il dispacciamento, bilanciando, cioè, l'offerta e la domanda di energia 365 giorni l'anno, 24 ore al giorno;
- il Gestore dei Servizi Energetici (GSE), che ritira la produzione di energia derivante da fonti come il solare, l'eolico e ne gestisce la vendita sul mercato;
- l'Acquirente unico (AU), a cui è affidato il ruolo di garante della fornitura dell'energia elettrica nell'ambito del servizio di maggiore tutela e di salvaguardia;
- il Gestore dei Mercati Energetici (GME), che organizza e gestisce il mercato elettrico, secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza tra produttori.

2.4.2 I vincoli tecnici del sistema

Nel sistema elettrico nazionale, il sistema a rete prevede che il funzionamento delle attività di trasmissione e dispacciamento siano soggetti a vincoli tecnici molto stringenti, quali:

- la richiesta di un bilanciamento istantaneo e continuo tra le quantità di energia immessa in rete e quella prelevata, tenuto conto delle perdite di trasporto e distribuzione;
- il mantenimento della frequenza e della tensione dell'energia in rete all'interno di un intervallo ristrettissimo, per tutelare la sicurezza degli impianti;
- la necessità 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 dei parametri sopra indicati, per più di qualche secondo, possono condurre rapidamente a stati di crisi del sistema. Il rispetto dei questi vincoli è reso ulteriormente difficile dalle caratteristiche delle tecnologie e delle modalità con cui l'energia elettrica viene prodotta, trasportata e consumata (livelli di qualità accettabili in linea con le specifiche fisiche della rete).

In particolare, le difficoltà si originano da tre fattori:

1. variabilità, inelasticità e non razionalità della domanda: la richiesta di potenza sulla rete esibisce una notevole variabilità di breve periodo (oraria) e di medio periodo (settimanale e stagionale);
2. 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;
3. esternalità sulla rete: una volta immessa in rete, l'energia impegna tutti gli elettrodomesti 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.

2.4.3 Il funzionamento del mercato elettrico

La negoziazione dell'energia, finalizzata alla programmazione delle unità di produzione e di consumo, è affidata al GME che, a tal fine, organizza e gestisce i Mercati dell'Energia, composti dal Mercato del Giorno Prima (MGP), dal Mercato Infragiornaliero (MI) e dal Mercato a Termine (MTE). A differenza di altri mercati europei dell'energia, 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.

La disponibilità di un'adeguata quantità di "riserva energetica" è garantita da Terna attraverso la selezione di offerte di variazione dei programmi presentate dagli operatori sul mercato del servizio di dispacciamento. Su tale mercato, organizzato dal GME, vengono svolte le attività di raccolta delle offerte e la comunicazione degli esiti per quanto concerne l'accettazione delle offerte. La riserva è eventualmente utilizzata da Terna in tempo reale solo per la funzione di bilanciamento e non di calmiera per i prezzi.

Le zone di mercato sono aggregati di zone geografiche e/o virtuali caratterizzate da uno stesso prezzo zonale dell'energia. Il sistema elettrico è infatti articolato in

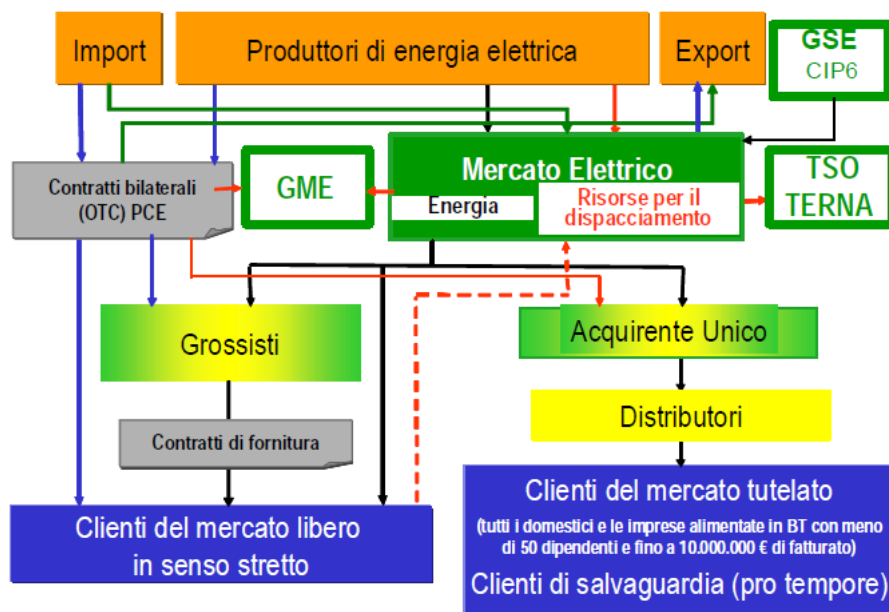


Figura 2.1: Assetto organizzativo del mercato elettrico in Italia

porzioni di reti di trasmissioni (definite zone) per le quali esistono, ai fini della sicurezza del sistema elettrico, limiti fisici di transito dell'energia con le corrispondenti zone confinanti. Tali limiti sono determinati sulla base di un modello di calcolo basato sul bilancio tra la generazione ed i consumi.



Figura 2.2: Zone virtuali e zone geografiche della rete di trasmissione nazionale

La rete di trasmissione nazionale è interconnessa con l'estero attraverso 18 linee: 4 con la Francia; 9 con la Svizzera; 1 con l'Austria; 2 con la Slovenia ed 1 cavo sottomarino in corrente continua con la Grecia, 1 cavo sottomarino in corrente continua fra Sardegna e Corsica.

2.4.4 Il Mercato del Giorno Prima (MGP)

Il Mercato del Giorno Prima (MGP) è un mercato organizzato secondo un modello di asta implicita, che ospita la maggior parte delle transazioni di compravendita di energia elettrica. MGP è, infatti, un mercato per lo scambio di energia all'ingrosso dove si negoziano blocchi orari di energia elettrica per il giorno successivo nel quale si definiscono, non solo i prezzi e le quantità scambiate, ma anche programmi di immissione e prelievo per il giorno dopo.

Durante il periodo di apertura della seduta di MGP, gli operatori possono presentare le offerte nelle quali indicano la quantità ed il prezzo massimo/minimo al quale sono disposti ad acquistare/vendere. Ciascuna offerta di vendita e di acquisto presentata deve essere coerente con le potenzialità di immissione o prelievo del punto di offerta a cui l'offerta è riferita e soprattutto deve corrispondere alla effettiva volontà di immettere o prelevare l'energia elettrica oggetto dell'offerta stessa.

In particolare le offerte esprimono:

- le offerte di vendita: la disponibilità a vendere una quantità di energia non superiore a quella indicata nell'offerta ed ad un prezzo unitario non inferiore a quello indicato nell'offerta stessa. Per tali offerte gli operatori possono riferire offerte di vendita solo a punti di offerta in immissione o misti. Qualora questa venga accettata, comporta l'impegno ad immettere in rete, in un dato periodo rilevante, i quantitativi di energia elettrica specificati nell'offerta, o parte di essa;
- le offerte di acquisto: la disponibilità ad acquistare una quantità di energia non superiore a quella indicata nell'offerta ed ad un prezzo unitario non superiore a quello indicato nell'offerta stessa. Per tali offerte gli operatori possono riferire solo a punti di offerta in prelievo o misti.

Le offerte sono accettate dopo la chiusura della seduta di mercato sulla base del merito economico e nel rispetto dei limiti di transito tra le zone geografiche.

In particolare:

- tutte le offerte di vendita accettate e le offerte di acquisto accettate e riferite a punti di offerta misti, nonché a punti di offerta in prelievo appartenenti alle zone virtuali sono valorizzate al prezzo di equilibrio della zona a cui appartengono. Tale prezzo è determinato, per ogni ora, dall'intersezione della curva di domanda e di offerta e si differenzia da zona a zona in presenza di limiti di transito saturati;
- le offerte di acquisto accettate e riferite a punti di offerta in prelievo appartenenti alle zone geografiche sono valorizzate a PUN.²

²Prezzo Unico Nazionale che si sviluppa nella Borsa Elettrica Italiana, pari alla media dei prezzi sviluppati in ogni zona del territorio italiano ponderati per i volumi scambiati

Terminata la seduta di presentazione delle offerte, il GME attiva il processo per la risoluzione del mercato. Per ogni ora del giorno successivo, l'algoritmo del mercato accetta le offerte in maniera da massimizzare il valore delle contrattazioni, nel rispetto dei limiti massimi di transito tra zone.

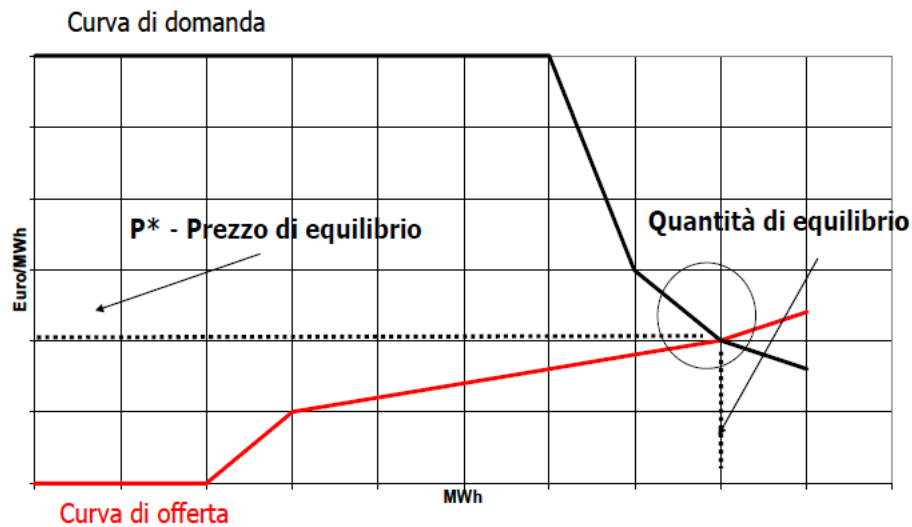


Figura 2.3: Determinazione del prezzo di equilibrio PUN

Il processo di accettazione può essere, schematicamente, riassunto:

- tutte le offerte di vendita valide e congrue ricevute vengono ordinate per prezzo crescente in una curva di offerta aggregata e le offerte di acquisto valide e congrue ricevute sono ordinate per prezzo decrescente in una curva di domanda aggregata. L'intersezione delle due curve determina: la quantità complessivamente scambiata, il prezzo di equilibrio, le offerte accettate ed i programmi di immissione e prelievo ottenuti come somma delle offerte accettate riferite, in un stessa ora, ad uno stesso punto di offerta.
- Se i flussi sulla rete derivanti dai programmi non violano nessun limite di transito, il prezzo di equilibrio è unico in tutte le zone e pari a P^* . Le offerte accettate sono quelle con prezzo di vendita non superiore a P^* e con prezzo di acquisto non inferiore a P^* .
- Se almeno un limite risulta violato, l'algoritmo “separa” il mercato in due zone di mercato - una in esportazione che include tutte le zone a monte del vincolo e una in importazione che include tutte le zone a valle del vincolo - e ripete in ciascuna il processo di incrocio sopra descritto, costruendo, per ciascuna zona di mercato, una curva di offerta (che include tutte le offerte di vendita presentate nella zona stessa nonché la quantità massima importata) ed una curva di domanda (che include tutte le offerte di acquisto presentate nella zona stessa, nonché una quantità pari alla quantità massima esportata). L'esito è un prezzo di equilibrio zonale (P_z) diverso nelle due zone di mercato. In

particolare, il Pz è maggiore nella zona di mercato importatrice ed è minore in quella esportatrice. Se a seguito di questa soluzione ulteriori vincoli, all'interno di ciascuna zona di mercato, sono stati violati, il processo di "market splitting" si ripete all'interno di tale zona fino ad ottenere un esito compatibile con i vincoli di rete.

- Riguardo al prezzo dell'energia destinata al consumo in Italia, il GME ha implementato un algoritmo che, a fronte di prezzi differenziati per zona, prevede l'applicazione di un prezzo unico di acquisto su base nazionale (PUN), pari alla media dei prezzi di vendita zonali ponderati per i consumi zonali. Il PUN si applica solo ai punti di offerta in prelievo appartenenti alle zone geografiche (nazionali), mentre a tutti i punti di offerta in immissione, a tutti i punti di offerta misti e ai punti di offerta in prelievo appartenenti alle zone virtuali estere si applica il Pz sia in vendita che in acquisto.

Anche l'energia scambiata in virtù di negoziazioni bilaterali registrate (OTC), partecipa al processo sopra descritto, sia perché concorre ad impegnare una quota della capacità di trasporto disponibile sui transiti, sia perché contribuisce a determinare le quantità di ponderazione del Prezzo Unico Nazionale. I programmi registrati, vengono inviati sul MGP nella forma di offerte e concorrono alla determinazione degli esiti del MGP stesso.

2.5 I derivati utilizzati nei mercati energetici

Come specificato all'inizio del capitolo, il mercato elettrico è essenzialmente un mercato finanziario, è pertanto un luogo ideale nel quale vengono scambiati strumenti finanziari di varia natura. Consente cioè il trasferimento del risparmio dai soggetti che lo accumulano ai soggetti che lo richiedono.

I soggetti che richiedono liquidità sono definiti *soggetti in disavanzo finanziario* ed emettono strumenti finanziari (depositi bancari, azioni, Buoni Ordinari del Tesoro ecc.) che cedono ai soggetti in *avanzo finanziario* in cambio di moneta. Lo scambio tra strumenti finanziari e moneta consente la redistribuzione dei rischi economici, perché vengono assunti in parte dagli acquirenti degli strumenti finanziari. È possibile per questi ultimi cedere tali strumenti ad altri soggetti economici, scambiandoli nei mercati appositi.

Esistono quindi mercati azionari, obbligazionari, dei derivati, delle commodities, ecc., ognuno con proprie regole e proprie caratteristiche.

Vogliamo in questo contesto definire ed analizzare i vari tipi di contratti che maggiormente sono utilizzati nel mercato energetico.

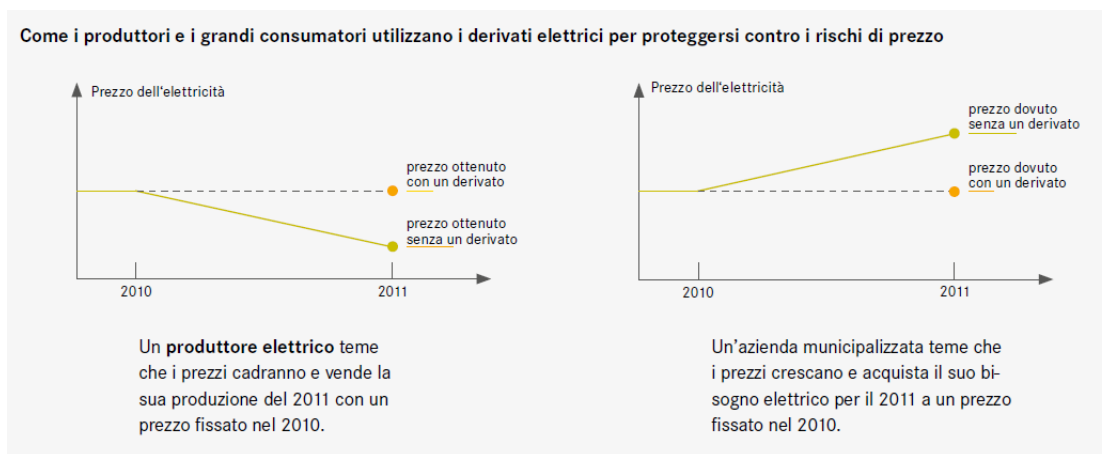


Figura 2.4: I derivati energetici contro i rischi di mercato

2.5.1 I contratti a termine

I derivati sono prodotti finanziari il cui valore deriva dall'andamento di un'attività finanziaria o di una merce che ne rappresenta il sottostante. Tra i prodotti derivati uno dei principali strumenti è rappresentato dai contratti a termine: essi consistono in un accordo tra due soggetti per la consegna di una determinata quantità del sottostante a un prezzo e a una data prefissata. Naturalmente la variazione tra il prezzo concordato e il valore di mercato del sottostante al momento della consegna determina il rendimento del contratto.

I contratti a termine si distinguono in forward (contratti bilaterali stipulati al di fuori del mercato regolamentato o verso la Borsa) e futures (contratti standardizzati e negoziati in borsa). In quest'ultimo caso il valore del contratto è determinato da un prezzo quotato e pubblico, mentre esiste una unica controparte alle transazioni (clearing house) che assicura il buon fine e la liquidazione delle operazioni. Indipendentemente dal fatto che siano sottoscritti tra due parti o negoziati in Borsa i contratti a termine vengono stipulati principalmente con finalità di copertura (o hedging), il prezzo fissato tutela dalle possibili penalizzanti variazioni di mercato, o speculativa, l'acquisto o la vendita anticipa un previsto andamento del prezzo generando un plusvalore. I contratti a termine vengono utilizzati nel trading energetico.

I derivati elettrici, sia forward che futures, sottendono la consegna di energia che viene fisicamente effettuata o liquidità (cash settlement) in una data successiva rispetto a quella di negoziazione del prezzo. Tali contratti permettono quindi a produttori, agli operatori di mercato quali distributori locali, grossisti, trader e agli stessi grandi consumatori industriali di proteggersi dai rischi di un andamento penalizzante del prezzo dell'energia elettrica.

Analogamente essi possono, attraverso l'acquisto e la vendita a termine, cogliere le opportunità che si generano dall'andamento al rialzo o al ribasso del mercato. Nei mercati energetici europei sempre più liberalizzati, i prezzi dell'elettricità sono

fortemente dipendenti dall'approvvigionamento e dalla domanda e quindi variano nel corso del tempo (la cosiddetta volatilità). I fattori più importanti della determinazione dei prezzi dell'energia elettrica sono rappresentati dalla domanda (ovvero il consumo), dalla disponibilità delle centrali, dai prezzi dei combustibili che alimentano le centrali, dei certificati di emissione della CO₂ e dai tassi di cambio valutari. Il trading di contratti a termine si basa sulle previsioni circa le future dinamiche di tali fattori. Se, per esempio, un'utilities locale pensa che i prezzi dell'elettricità aumenteranno cercherà di ottenere l'elettricità di cui ha bisogno per soddisfare la domanda dei suoi clienti tramite un futures ai prezzi di mercato correnti. Allo stesso modo, se un produttore elettrico teme che i prezzi scendano perché nuove centrali entreranno in funzione, portando dunque un aumento di elettricità disponibile sul mercato, cercherà di vendere subito la sua produzione ai prezzi correnti.

I contratti forward

Il forward è un contratto di compravendita a termine negoziato OTC avente come sottostante un bene reale oppure un'attività finanziaria. E' un contratto derivato simmetrico poiché entrambi i contraenti sono obbligati a effettuare una prestazione a scadenza.

Sono derivati particolarmente semplici. Sono accordi per acquistare o vendere un'attività ad una certa data futura, per un certo prezzo. Di solito vengono stipulati fuori borsa tra due istituzioni finanziarie o tra un'istituzione finanziaria ed uno dei suoi clienti.

Nei contratti forwards, una delle parti assume una posizione lunga e si impegna a comprare l'attività sottostante ad una specifica data, per un certo prezzo. L'altra parte assuma una posizione corta e si impegna a vendere l'attività alla stessa data, per lo stesso prezzo. Il prezzo specificato in questi contratti è chiamato prezzo di consegna.

Viene fissato al momento della stipula, in modo che il valore del contratto per entrambe le parti sia nullo. Ciò significa che non costa nulla assumere una posizione lunga o corta.

I contratti forward vengono comunemente utilizzati per coprirsi dai rischi di cambio.

Il prezzo forward, ad una certa data, è il prezzo di consegna (delivery price) che si determinerebbe se il contratto venisse concluso in quella data.

E' importante distinguere tra prezzo forward e prezzo di consegna. I due prezzi sono uguali quando il contratto viene concluso ma, in genere, divergono col passare del tempo.

Il valore finale (payoff) di un contratto forward lungo scritto su una quantità

unitaria dell'attività sottostante è:

$$S_t - K$$

dove K è il prezzo di consegna, mentre S_t è il prezzo spot dell'attività alla scadenza del contratto.

Analogamente, il valore finale di un contratto forward corto scritto su una quantità unitaria dell'attività sottostante è:

$$K - S_t$$

I contratti futures

Il future è un contratto che impegna ad acquistare o vendere, ad una data futura, una determinata quantità di merce o attività finanziaria ad un prezzo prefissato. Se l'attività sottostante è una merce, il future si definisce *commodity future*, mentre se è uno strumento finanziario *financial future*.

Il future, pur essendo uno strumento a termine, si distingue dal contratto forward in quanto viene negoziato in mercati regolamentati. L'esistenza di organi di controllo e di regole di funzionalità garantisce la solvibilità degli agenti del mercato. Il contratto a termine, al contrario, prevede il contatto diretto e non istituzionalizzato degli operatori. I contratti conclusi nelle borse regolamentate devono rispondere a dei requisiti altamente standard sia in termini di quantità che di qualità dello strumento sottostante. La consegna del bene o dell'attività finanziaria deve avvenire in periodi fissi, secondo quantitativi fissi per ogni singolo contratto e, in alcuni casi, il luogo della consegna e la quantità sono elementi predeterminati.

Attraverso la standardizzazione dei contratti si è cercato di aumentare la liquidità del mercato e di ridurre, quindi, i costi degli operatori. Con la concentrazione degli scambi in un unico luogo, invece, si è voluto favorire la trasparenza dei prezzi per far sì che essi riflettano l'effettiva domanda e offerta.

Il contratto future, particolarmente se si tratta di un financial future anziché un commodity future, raramente viene regolato mediante la consegna fisica del bene. Normalmente, la sua liquidazione avviene con il pagamento della differenza del valore (positiva o negativa) rilevata fra il mercato a contanti ed il prezzo indicato nel contratto a termine (cash settlement). L'acquisto o la vendita di un contratto future genera dei profitti o delle perdite che sono giornalmente calcolati e accreditati o addebitati sul conto che ogni operatore ha presso la clearing house³. Con questo meccanismo un operatore ha la possibilità di conoscere ogni giorno la sua posizione derivante dalla compravendita del future, e di valutare l'opportunità di intervenire chiudendo l'operazione. Ciò differenzia ulteriormente i contratti future

³La Clearing House (CH), detta anche stanza di compensazione, è un'agenzia o una società indipendente responsabile di assicurare il corretto funzionamento di una borsa future.

dai forward in quanto per questi ultimi non è consentita la liquidazione anticipata dell'obbligazione contrattuale. L'andamento delle quotazioni del future è connesso alle aspettative di prezzo dell'attività sottostante. Il prezzo del derivato, risultante dalla combinazione tra domanda e offerta, rappresenta il punto di equilibrio delle aspettative formulate dal mercato. Pertanto, il prezzo del future tende a convergere al valore del sottostante man mano che si avvicina la data di scadenza. Per quanto concerne i prezzi dei futures, normalmente è predefinita la minima variazione di prezzo e il valore del tick.

Quando si stipula un contratto future, infine, i contraenti sono tenuti a specificare l'esatta natura di alcuni elementi dell'accordo. In particolare, devono indicare:

1. l'attività sottostante, vale a dire la merce o lo strumento finanziario sul quale sorge l'obbligo di ricevere o consegnare
2. il valore nominale dell'attività sottostante
3. il luogo e il mese di consegna. La specificazione del luogo di consegna è particolarmente importante quando l'attività sottostante è una merce, poiché i costi di trasporto possono incidere notevolmente
4. la durata

2.5.2 Le opzioni

Un particolare tipo di derivato è l'opzione, un contratto che attribuisce il diritto, ma non l'obbligo, di comprare (call) o vendere (put) una data quantità di un bene sottostante a un prezzo prefissato entro una certa data. Questo contratto è altresì denominato asimmetrico poichè, mentre è facoltà del compratore dell'opzione esercitare tale diritto, è invece obbligo del venditore, a fronte della corresponsione di un premio, soddisfare tale richiesta. Anche in questo caso come bene sottostante può esserci la fornitura di energia elettrica.

Ciò significa che un operatore di mercato può acquistare il diritto di comprare una certa quantità di elettricità in futuro, ma a un prezzo definito oggi e dunque proteggersi contro il rischio di una crescita sfavorevole dei prezzi dell'elettricità. Il possessore di tale diritto può quindi esercitarlo entro la data di scadenza concretizzando l'effettiva consegna del bene o la liquidazione del differenziale tra il prezzo pattuito e quello di mercato.

L'opzione stessa può inoltre essere oggetto di negoziazione: se il valore dell'opzione cresce per via di un aumento del prezzo dell'elettricità nel mercato, il possessore di tale diritto può decidere di venderlo, con un dato profitto, a un'altra parte interessata.

2.5.3 Gli Swap

Gli swap costituiscono una delle più recenti innovazioni dei mercati finanziari nell'ambito degli strumenti derivati. I primi contratti swap risalgono agli inizi degli anni ottanta e, da allora, il mercato è cresciuto molto rapidamente, tanto che oggi-giorno vengono annualmente negoziati contratti per centinaia di miliardi di dollari in tutto il mondo.

Lo swap è un contratto derivato, cioè non standardizzato e non trattato sulle piazze finanziarie. Esso implica un accordo privato tra due parti che si scambiano flussi di cassa, secondo una formulazione predefinita tra di esse. In generale, per swap si intende "scambio" (traduzione praticamente letterale dal termine anglosassone) di capitali e/o flussi di interesse o di importi indicizzati a tassi, divise, indici di vario genere. Il termine assume oggi una valenza generica in quanto sottende a una notevole varietà di transazioni assai differenziate, anche se accomunate da alcuni elementi di riferimento. Molteplici sono le possibilità di adoperare gli swap per gestire i flussi di cassa e svariati sono gli obbiettivi inseguiti dagli utilizzatori di tale strumento. Generalmente, gli swap sono usati per ricoprire o modificare posizioni di rischio e per adeguare un determinato flusso ad una desiderata struttura.

È possibile distinguere varie tipologie di operazioni di swap sulla base dei flussi finanziari scambiati:

- *Interest Rate Swap* (IRS): è un contratto che prevede lo scambio periodico, tra due operatori, di flussi di cassa calcolati sulla base dei tassi di interesse predefiniti e differenti e di un capitale teorico di riferimento;
- *Currency Swap* (CS): è un contratto stipulato fra due controparti che si scambiano nel tempo un flusso di pagamenti in due diverse valute. Si pone quale scambio a pronti di una determinata valuta e nel contempo in uno scambio di eguale ammontare, ma di segno opposto, a una data futura prestabilita;
- *Commodities Swap*: è un contratto stipulato fra due controparti che si scambiano nel tempo un flusso di pagamenti indicizzati al cambiamento di una commodity da un lato e a un tasso fisso dall'altro. Un esempio comune sono swap sul prezzo dell'energia (*Energy Swap*);
- *Credit Default Swap* (CDS). È un contratto di assicurazione che prevede il pagamento di un premio periodico in cambio di un pagamento di protezione nel caso di fallimento di un'azienda di riferimento.

Una delle argomentazioni che viene spesso usata per spiegare la diffusione degli swap riguarda i vantaggi comparati. Ogni società, quando negozia un nuovo prestito, si dirige generalmente verso il mercato dove ha un vantaggio comparato. A fronte di questi innumerevoli possibili vantaggi legati all'utilizzo dei contratti swap, bisogna notare come non sia facile per una parte riconoscere una controparte in grado di

combinare le specifiche esigenze in un'appropriata transazione swap, essendo quello degli swap un mercato di tipo Over The Counter, ossia un mercato non regolato secondo le norme di una borsa valori.

Può quindi verificarsi che:

1. Le esigenze relative allo swap di una parte non sono generalmente conosciute dalle altre parti;
2. Le parti abbiano una limitata capacità di valutare ed accettare il rischio di credito della controparte;
3. Le date di pagamento e la durata di una parte non coincidano con quelle dell'altra;
4. Vi siano differenze nell'ammontare del principale sul quale le parti intendono attuare lo swap.

La maggior parte di questi problemi viene risolto dall'intervento di un intermediario finanziario, che sia in grado di mettere in contatto più utilizzatori di swap e di mediare tra le loro specifiche esigenze. L'intermediario può svolgere una pura funzione di intermediazione tra le parti oppure può assumersi il rischio del contratto, chiudendolo direttamente con la controparte. In questo caso, l'intermediario utilizzerà anche altri strumenti, come ad esempio i contratti futures, per coprire il portafoglio di swap.

Energy Swap

L'energy swap è uno strumento che permette di ottenere una sorta di copertura dal rischio legato alla volatilità dei prezzi dell'energia e di controllare le spese di bilancio per la fornitura di energia elettrica. La nuova frontiera della finanza innovativa, dell'evoluzione tecnica degli strumenti e del risk management si rivolge proprio ai derivati per la copertura del rischio energetico. Gli strumenti utilizzati sono contratti assimilabili nella sostanza, alla categoria degli swap, anche se si differenziano da quest'ultimi per il sottostante, ossia l'energia elettrica. La spesa energetica e per combustibili si caratterizza per un elevato grado di esposizione alle fluttuazioni dei prezzi di mercato e segnatamente, del prezzo del petrolio e del tasso di cambio euro-dollaro. Tale variabilità può rappresentare un significativo fattore di rischio per i bilanci dei grossi consumatori e necessita di un puntuale monitoraggio e di specifiche modalità di intervento. In tale scenario, regioni, enti locali ed aziende pubbliche/private sono posti dinanzi a nuovi rischi ma anche dinanzi a nuove opportunità. Gli enti locali che hanno rilevanti spese per energia elettrica dovrebbero, a tal fine, valutare l'impatto dell'andamento delle variabili energetiche sul proprio bilancio, per poi successivamente redigere un piano di gestione del rischio energetico ed operare un hedging del rischio con appropriati strumenti finanziari. In termini tecnici si tratta

di stipulare un contratto swap che trasforma il prezzo variabile della tariffa elettrica, legato per esempio al costo del petrolio, in un prezzo fisso e predeterminato. In tal modo è possibile prevedere e controllare la dinamica dei capitoli di spesa corrente afferenti le spese per la fornitura di energia elettrica od il prezzo dei carburanti nel caso di aziende di trasporto. L'energy swap rappresenta una sorta di assicurazione contro i rischi di aumento della bolletta energetica degli enti locali e rientra nel più vasto processo di risk management delle pubbliche amministrazioni. E' un accordo tra due parti attraverso il quale una controparte può modificare il pagamento di una predeterminata quantità di elettricità da variabile in fisso (o viceversa), obbligando l'altra controparte a regolare le differenze tra il prezzo di riferimento del contratto e quello variabile riscontrabile sul mercato. Il contratto può essere stipulato per un semestre o per un anno, consentendo di predeterminare un costo certo per l'esercizio finanziario e rendere più attendibili le previsioni degli stanziamenti di bilancio per la fornitura di energia elettrica. In questi ultimi anni, molte pubbliche amministrazioni come il Comune di Milano e la Provincia di Palermo hanno sottoscritto questo tipo di copertura finanziaria, a fronte di prezzi dell'energia crescenti, ma anche realtà private di grosse entità come alcune aziende di trasporti di Roma hanno perfezionato delle operazioni finalizzate alla copertura del rischio dato da un rialzo del costo del carburante.

Il ricorso a questo tipo di strumenti dovrebbe comunque sempre essere fatto avendo il supporto di un valido operatore finanziario che abbia esperienza in operazioni simili e che riesca ad intermediare la cultura finanziaria con quella per esempio di una pubblica amministrazione.

Capitolo 3

Le linee generali di una Risk Policy aziendale

Nei precedenti capitoli si è visto come il concetto di rischio è una componente presente in tutti i processi di una filiera; il sistema elettrico non è esente da questa problematica, soprattutto in questo clima di grandi riforme strutturali ed economiche. E' stato accennato il concetto di *rischio di sistema*, inteso cioè come problematica legata al mantenimento dell'integrità dell'infrastruttura della rete, il rischio è apparso anche sotto forma di *vulnerabilità della rete* (la sicurezza dal punto di vista informatico è una delle principali problematiche), si è parlato infine di *rischio economico*, una componente che tocca tutti i soggetti attivi e passivi del sistema in quanto incide direttamente sui prezzi di scambio.

La gestione dei rischi per la maggior parte delle aziende è un problema che assorbe sempre più risorse (denaro, tempo, collaboratori, pratiche burocratiche) e che sempre più spesso le lascia comunque esposte all'impatto di eventi negativi con pesanti conseguenze sul loro conto economico. Le tipologie di rischi cui è esposta ogni azienda tende progressivamente ad aumentare sia in relazione a fattori interni (sviluppo attività, ingresso in nuovi mercati...) sia a fattori esterni (cambiamenti dei mercati, nuove tecnologie, requisiti da rispettare in base a nuove normative...).

Con il concetto di rischio si intende quindi qualunque evento che possa colpire la capacità dell'azienda di raggiungere i propri obiettivi. D'altra parte, fare impresa ed essere imprenditori significa assumersi dei rischi. Quello che conta è non assumersi rischi di entità tale da mettere in crisi l'azienda.

In un contesto caratterizzato da elevata complessità e mutabilità, oggi più che mai le imprese necessitano di strutture integrate di analisi, misurazione e valutazione del rischio, dal momento che una gestione strategica del rischio si dimostra in grado di contenere le vulnerabilità e fragilità aziendali. L'impresa pertanto per essere competitiva e creare valore deve mettere a punto un approccio gestionale capace di unire la prospettiva dinamica e statica sottesa alla sopravvivenza delle organizzazioni economiche. Il carattere dinamico si esprime nella capacità di cogliere le opportunità, di

innovarsi, di perfezionarsi, di intraprendere nuovi percorsi, assumere nuove strutture, ruoli e competenze conseguendo vantaggi competitivi. Confrontandosi con una società ed un'economia caratterizzata da continui mutamenti, l'impresa non può sottrarsi ad azioni instancabili di adeguamento e rinnovamento. Al contempo però, la sopravvivenza della medesima impresa è legata ad una funzione conservativa di tutela di ciò che esiste e l'ha portata a tale stadio di sviluppo.

Il Risk Management¹ appartiene e riguarda entrambe le dimensioni, statica e dinamica, citate. L'interesse e l'importanza che negli ultimi anni viene tributata a questo tema trova origine nella sempre più pressante necessità di presidiare i rischi d'azienda e nella conseguente evoluzione dei suoi stessi contenuti che ne ha fatto abbandonare l'accezione di mero strumento tecnico. Diverse organizzazioni di medie-grandi dimensioni sembrano mostrare, anche in Italia, una maggiore attenzione al presidio dei rischi, avvicinandosi ad una loro gestione strettamente manageriale ed all'utilizzo di nuove tecniche di finanziamento delle perdite. L'ambiente di riferimento in cui le imprese oggi sono costrette a competere, ormai in maniera globale, le obbliga a impegnarsi profondamente su questo fronte. Testimonianza della pervasività del concetto di incertezza giungono quotidianamente anche dalla cronaca recente, basti pensare agli avvenimenti che hanno accompagnato l'ingresso nel terzo millennio, come la velocissima evoluzione tecnologica dalla quale siamo sempre più dipendenti, gli eventi socio-politici, le calamità naturali, la finanza creativa e i crack finanziari che sono conseguiti. Questi fenomeni non possono non impattare sulla gestione dell'azienda, chiamata oggi ad attuare nuovi sistemi di comprensione e gestione del rischio. Tale dimensione diviene sempre più fattore strategico di successo, in grado di garantire da un lato la protezione dell'attività aziendale e dall'altro il suo sviluppo.

La vastità del concetto di rischio aziendale richiede un attento esame delle diverse minacce esterne e interne e dei diversi approcci che l'azienda può attuare. La cultura del rischio è oggetto di una lenta, ma progressiva crescita verso una maggiore diffusione, specializzazione e importanza nelle scelte aziendali. Si va affermando la concezione che gli sforzi richiesti per introdurre risorse e tecniche di Risk Management non siano elementi di costo, ma bensì veri e propri investimenti, necessari alla salvaguardia del patrimonio aziendale e contribuiti non indifferenti al successo dell'impresa. L'innovazione rappresenta da sempre il principale fattore di sviluppo delle singole imprese e del sistema produttivo in generale. Rispetto a funzioni consolidate quali il marketing, la finanza, l'amministrazione, sono numerose e gravi le carenze a livello di metodologie di decisione, di ricchezza e perfezionamento degli strumenti, di pianificazione delle attività, di valutazione dei risultati e in generale

¹Con il termine Risk Management (gestione del rischio) ci si riferisce all'insieme di processi attraverso cui un'azienda identifica, analizza, quantifica, elimina e monitora i rischi legati ad un determinato processo produttivo. L'obiettivo principale è quello di minimizzare le perdite e massimizzare l'efficacia e l'efficienza dei processi produttivi.

di tutto quanto costituisce il buon management di un problema aziendale.

L'Enterprise Risk Management costituisce un esempio di innovazione manageriale relativa alle problematiche della gestione degli eventi rischiosi.

3.1 Linee guida per la gestione dei singoli rischi di un'azienda

Recentemente il concetto di rischio sta assumendo sempre più il significato di "rischio/opportunità". Infatti se da un lato impatti negativi potrebbero mettere in difficoltà un'azienda, dall'altro lato, la possibilità di prevederli e attuare piani in grado di ridurre una perdita creano potenziali impatti positivi (opportunità) da perseguire.

Solitamente in una gestione del rischio vengono trattati per prima cosa i rischi correlati ad una grande perdita ed una grande probabilità di verificarsi, invece rischi con bassa probabilità di occorrenza e basse perdite vengono solitamente tralasciati o come può accadere in alcuni casi trattati con ritardo. In pratica il processo può essere molto più complesso, infatti rischi con alta probabilità di occorrenza, ma con bassa perdita, e rischi con alta perdita, ma bassa probabilità di occorrenza, potrebbero essere mal governati.

Per un corretto processo di gestione del rischio si possono identificare i seguenti passi da seguire:

- Stabilire il contesto: il contesto rappresenta il mondo che ruota attorno l'azienda. Dai fattori sociali a quelli economici, legali, tecnologici, fino a quelli ambientali. Difficilmente si è in grado di controllare tutti questi fattori, l'importante è riuscire a minimizzare i rischi che potrebbero comportare;
- Identificare i rischi: i rischi sono connessi a eventi che quando si verificano causano problemi. Pertanto l'identificazione del rischio può iniziare dalla causa dei problemi o dal problema stesso.
- Analizzare i rischi: la sorgente di rischio può essere interna od esterna al sistema oggetto della gestione del rischio. Esempi di sorgente di rischio sono: i partecipanti a un progetto, i dipendenti di una azienda oppure le condizioni atmosferiche nei cieli di un aeroporto.
- Valutare i rischi: la valutazione del rischio è spesso la fase più importante nel processo di gestione del rischi e può anche essere la più difficile e soggetta ad errore. Una volta che i rischi sono stati identificati e valutati, le fasi per gestirli in modo appropriato possono essere più facili da individuare.

- Controllare i rischi: spesso viene diviso in una fase di preparazione ed approvazione del piano di azione ed in una fase di esecuzione, controllo ed eventualmente modifica del piano.

La gestione del rischio è quindi un processo ricorsivo, soggetto ad aggiornamenti, e non si esaurisce nell'identificazione iniziale del rischio. I rischi in generale possono essere trattati mediante strumenti di gestione attiva e/o passiva. Si parla di gestione attiva quando si affronta il rischio con interventi organizzativi, curati direttamente dall'azienda supportata da consulenti esperti, con l'obiettivo di ridurre se non eliminare il rischio. Con gestione passiva ci si riferisce principalmente al trattamento di rischi per mezzo di coperture assicurative, stipula di polizze.

La gestione del rischio all'interno di un'azienda può essere fatta tramite la definizione e l'utilizzo dei *limiti di rischio* assegnati in base al Risk Capital² e alla propensione al rischio dell'azienda stessa oppure nel caso di rischi specifici (rischi per i quali non esistono mercati costituiti da prodotti di copertura) è prevista la definizione di *procedure operative*. Un esempio di rischio per il quale non esiste un vero e proprio mercato di copertura è il rischio di credito verso il cliente finale.

- la gestione tramite limiti di rischio assicura che la massima perdita possibile annua (a un determinato livello di probabilità) sia mantenuta entro il Risk Capital;
- la gestione tramite procedure assicura che le posizioni a rischio siano mitigate anche nel caso in cui non sia possibile definire un limite.

3.2 Limiti di rischio

3.2.1 Determinazione del limite

I limiti di rischio di un'azienda possono essere ricondotti alla gerarchia riportata nella figura sottostante.

²Il Risk Capital è l'investimento minimo necessario all'impresa per assicurarsi una copertura delle perdite di valore delle attività nette rispetto al valore che le stesse avrebbero se investite in attività senza rischio. Dipende essenzialmente dal rischio totale delle attività d'impresa. Le possibili fonti di copertura possono essere interne od esterne (debiti, patrimonio).

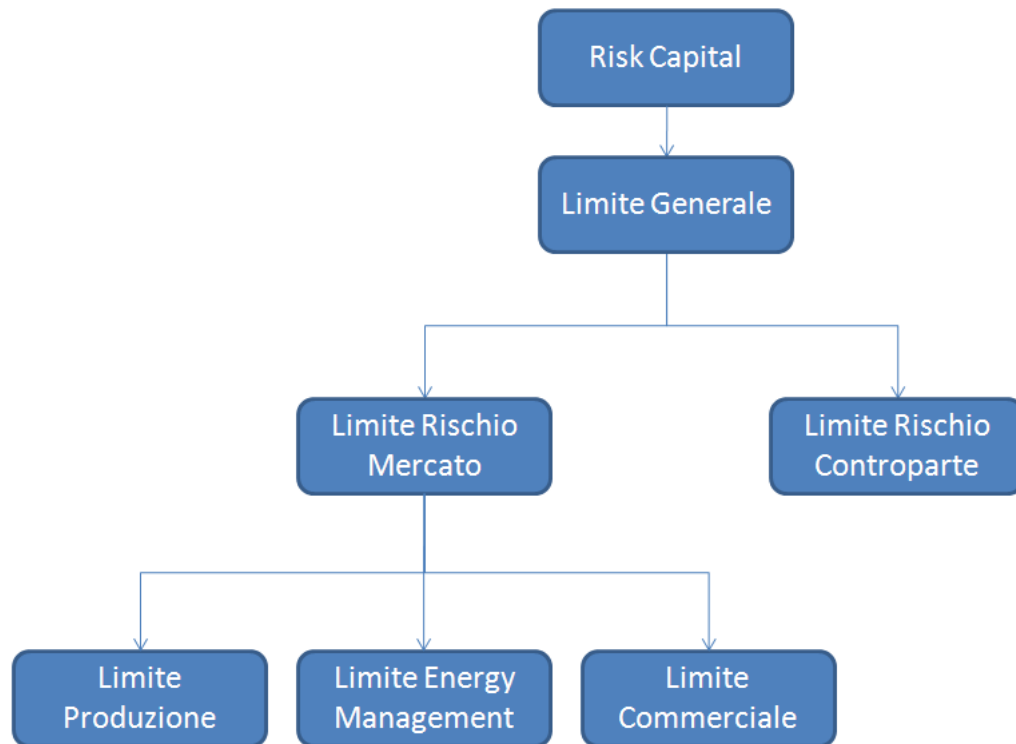


Figura 3.1: Gerarchia di assegnazione del Risk Capital alle attività di un'azienda del settore energetico

Il *Consiglio di amministrazione* (CdA), al quale viene affidata la gestione delle società per azioni (SpA) e delle altre società la cui disciplina è modellata su quella delle società per azioni, ha come compito principale quello di determinare e redistribuire il *Risk Capital* alle varie attività specifiche dell'azienda. Il concetto del termine *Risk Capital* nasce nel trading finanziario, dove esso rappresenta il capitale che l'investitore mette a rischio per gli investimenti e che è chiamato a rifornire in caso di perdita. Esso rappresenta la massima perdita accettabile (a un dato livello di confidenza) per lo svolgimento delle attività industriali tipiche per operare sui mercati scelti allo scopo di ottenere le marginalità in base alle attività di business dell'azienda. Assume quindi il significato di massimo profitto a rischio.

La definizione del Risk Capital è effettuata in base a:

- gli obiettivi strategici e quindi il piano industriale con le attività ed i mercati target;
- la propensione al rischio e quindi le *posizioni aperte*³ consentite per le attività ed i mercati target;
- le necessità operative del business.

Successivamente la proposta viene sottoposta al CdA. Tale proposta sarà basata su:

³La possibilità di mantenere alcune attività esposte a rischio, nel caso di un'attività finanziaria lo si può tradurre col termine "giocare in borsa"

- una mappatura e quantificazione dei singoli rischi cui l'azienda è esposta;
- il limite generale di rischio. Tale limite comprende sia il rischio mercato sia il rischio controparte. Viene scelto coerentemente con l'assegnazione del Risk Capital, in via prudenziale inferiore rispetto allo stesso, in modo da consentire un margine di tolleranza che consideri l'eventuale non completa mappatura e quantificazione dei rischi.

All'interno del limite di rischio complessivo dell'azienda sono definiti i limiti per i seguenti fattori di rischio:

- Limiti di rischio per fattori legati al mercato ed eventualmente al parco produttivo;
- Limiti di rischio controparte, che vengono definiti per ciascun anno compreso nell'orizzonte temporale di gestione dell'azienda. Il monitoraggio trimestrale ne assicura l'aderenza con il contesto del mercato e le esigenze operative. Dalla definizione dei limiti di rischio per i fattori legati al mercato del parco produttivo, discendono i limiti di rischio eventualmente per la parte commerciale e per la produzione.

La definizione quindi del limite di rischio deve essere un buon compromesso tra l'avere un accettabile livello di margine rispetto al rischio calcolato e garantire un livello accettabile di flessibilità per le linee di business.

3.2.2 La gestione del limite

All'interno dei limiti definiti, ciascuna funzione preposta ha piena delega ad operare rispettando:

- limiti in termini di controparti con cui operare ed eventuali limiti ulteriori (p.es. mercati);
- limiti ai poteri di firma;
- vincoli procedurali (esempio obbligo di registrazione dei contratti sul sistema informativo);
- obblighi di reportistica;
- eventuali limiti operativi ulteriori.

I fattori di rischio a questo punto sono monitorati tramite l'utilizzo di alcuni indicatori di profitto con un dato intervallo di confidenza, solitamente del 95%.

La gestione tramite limiti di rischio è coerente con l'esistenza di:

- mercati sui quali è possibile gestire i rischi tramite l'utilizzo di tecniche e prodotti standard;
- mercati volatili le cui condizioni possono mutare significativamente in tempi relativamente veloci.

Da un punto di vista organizzativo, la gestione tramite limiti di rischio prevede:

- una gestione in autonomia delle operazioni da parte delle società operative all'interno di limite di rischio definiti;
- interventi da parte dei comitati di controllo su base periodica (trimestrale e/o semestrale) e in caso di superamento delle soglie di attenzione o dei limiti;
- una misurazione delle attività di gestione del portafoglio:
 - quotidiana per quanto riguarda le posizioni aperte ed il confronto tra valore dell'indice di rischio utilizzato e il limite di rischio assegnato per il relativo fattore di rischio;
 - ex post (su base mensile) sulla base della performance (in termini di margini realizzati) rispetto ai prezzi medi espressi dal mercato.

3.2.3 Superamento del limite

Viene definita in questi casi una soglia di attenzione per il Risk Capital oltrepassata la quale si adotteranno sulla totalità del portafoglio dei provvedimenti per il ritorno della metrica di rischio utilizzata al di sotto della medesima soglia.

La soglia di attenzione corrisponde solitamente al 75% dell'ammontare del Risk Capital.

Nel dettaglio il superamento della soglia di attenzione da parte della metrica di rischio utilizzata comporta nell'ordine:

1. La Funzione Risk Control Operativo dà immediata comunicazione all'Amministratore Delegato e alla Funzione Financial Risk Management.
2. L'Amministratore Delegato individua, entro il giorno successivo (con il supporto della Funzione Risk Control Operativo):
 - (a) Le motivazioni che hanno portato al raggiungimento della soglia di attenzione
 - (b) Le possibili strategie di rientro al di sotto della soglia di attenzione
 - (c) In collaborazione con la Funzione Finance Risk Management, individuazione di una strategia di rientro all'interno della soglia del 75% del limite di portafoglio

3. La Funzione Finance Risk Management predispone una relazione che invia a tutti i membri del Comitato Rischi e al Risk Office

3.3 La gestione tramite procedura operativa

La gestione tramite procedura operativa è prevista per alcune attività specifiche che, per la natura dei mercati, non possono essere gestite unicamente in base ad un limite di rischio in quanto vengono a mancare gli strumenti di copertura. Procedure operative sono introdotte anche nel caso di mancanza di strumenti adeguati per il monitoraggio delle posizioni.

Anche per queste attività è prevista l'introduzione dei medesimi meccanismi di controllo delle posizioni di rischio. Le posizioni di rischio concorrono alla formazione dell'indicatore di controllo complessivo da confrontare con il Risk Capital assegnato.

3.4 L'orizzonte temporale di riferimento

Le linee generali per la gestione del rischio, presentate in questo capitolo, disciplinano le attività per le quali esistono adeguati strumenti di copertura. Non sono pertanto incluse tutte le attività di decisione relative a:

- Investimenti negli *asset*⁴ aziendali;
- Sviluppo commerciale sui segmenti di clientela che richiedono investimenti a lungo termine;
- Contratti a lungo termine che superano gli orizzonti temporali dei mercati (solitamente i mercati coprono una finestra temporale fissa, si parla quindi di contratti stipulati per un periodo che supera tale finestra).

Gli orizzonti temporali di riferimento per l'energia elettrica sono di circa 24 mesi compreso l'anno corrente in quanto:

- Esistono posizioni aperte su un orizzonte pluriennale che derivano dall'esistenza di asset di produzione e dallo sviluppo commerciale;
- Le attività di costruzione del portafoglio elettrico cominciano 1 o 2 anni precedenti la data di *delivery*⁵;
- Il mercato esprime prodotti liquidi con orizzonte temporale biennale, all'interno del quale si possono gestire le posizioni aperte, cioè le posizioni per le quali non è ancora stato definito un piano di copertura.

⁴Asset è il termine inglese usato per indicare i valori materiali e immateriali facenti capo ad una proprietà.

⁵La data di *delivery* è la data di consegna dell'energia al cliente utilizzatore.

Limiti e regole di copertura sono differenziati sui diversi orizzonti temporali (per esempio un limite per anno in corso ed un limite per l'anno successivo, con riferimento all'anno solare per l'energia elettrica) in considerazione del diverso livello di probabilità associato all'entità delle transazioni e della diversa disponibilità di strumenti di copertura. Operazioni su orizzonti temporali più lunghi dovranno essere autorizzate attraverso opportune procedure.

3.5 I rischi connessi all'attività di business in ambito energetico

Una società che opera nel settore energetico viene principalmente esposta al rischio di oscillazione dei prezzi di tutte le commodity⁶ energetiche trattate (energia elettrica, gas naturale, carbone, prodotti petroliferi, titoli ambientali) poichè questi influiscono sui ricavi e costi delle attività di produzione, stoccaggio e compravendita. Tali fluttuazione agiscono tanto direttamente quanto indirettamente attraverso indicizzazioni presenti nelle formule di prezzo. Inoltre, poichè gran parte dei prezzi è determinata in dollari USA, uno dei rischi maggiormente sentiti riguarda il rischio derivato dal tasso di cambio.

Di seguito è possibile fare un elenco dei principali rischi connessi ad un'attività che opera in questo ambito, alcuni di questi possono essere ricondotti al concetto di rischio di mercato, cioè legati all'andamento non prevedibile delle variabili macroeconomiche, altri al rischio fisico legato agli asset aziendali.

- *Value Risk*, legato al prezzo dell'energia, cioè il rischio di essere lunghi o corti nel mercato⁷. L'esistenza di queste posizioni è dovuta all'esistenza di asset (capacità produttiva e clienti finali) che nel primo caso porta ad avere troppa capacità di produzione rispetto ai clienti da servire (posizione lunga), viceversa, nel secondo caso, un bacino di clienti con prospettive di prelievo più grandi rispetto la capacità produttiva (posizione corta). Tali posizioni sono quindi esposte alla volatilità dei prezzi che possono variare nel mercato;
- *Basis Risk*, è il termine utilizzato per definire il rischio di una variazione relativa tra il valore di una attività sotto copertura e il valore degli strumenti finanziari utilizzati per la copertura. Per esempio, un produttore di energia che intenda effettuare un'operazione di hedging⁸ ricorrendo alla vendita di con-

⁶La Commodity è un termine inglese che indica un bene per cui c'è domanda, ma che è offerto senza differenze qualitative sul mercato ed è fungibile, cioè il prodotto è lo stesso indipendentemente da chi lo produce, come per esempio il petrolio o il latte.

⁷Un'azienda assume una posizione *lunga* rispetto al mercato quando, in presenza di un'esubero di energia, è costretta a vendere la rimanenza a mercato, viceversa una posizione *corta* è segnale di scarsità di energia rispetto al fabbisogno e quindi l'obbligo di acquistare la differenza a mercato.

⁸Con il termine inglese hedging si identifica la strategia di un operatore che intenda coprirsi da rischi congiunti a variazioni future di prezzi.

tratti energetici, incorre nel rischio che nel momento del delivery il volume di energia derivante dalla sua produzione sia inferiore a quello standardizzato nel contratto;

- *Rischio Credito*, consiste nell'insolvenza di una o più controparti e in una variazione inattesa del merito creditizio di una controparte, nei confronti della quale esiste una esposizione, che può provocare una variazione non prevedibile del valore della posizione a credito;
- *Rischio Tasso di Cambio*, deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo);
- *Risk Replacement*, connesso al portafoglio clienti o alle unità di produzione, sorge quando si verificano mancate produzioni da parte delle unità o nell'altro caso ad una variazione dei consumi dei clienti finali rispetto alle previsioni a medio lungo termine;
- *Rischio Sbilanciamento*, è lo scostamento tra le previsioni di consumo e/o produzione e gli effettivi volumi scambiati sul breve periodo. Sono dovuti da cause di forza maggiore riconducibili a molti fattori difficilmente prevedibili (condizioni climatiche, chiusure/guasti improvvisi);
- *Rischio Profilo*, è la differenza tra il profilo storico di prelievo/immissione su cui si basano i modelli per stilare una previsione di profilo e l'effettivo volume scambiato;
- *Rischio Efficienza Produzione*, legato agli impianti di produzione/trasformazione di energia che utilizzano fonti primarie per la generazione di energia elettrica. Solitamente l'indice di efficienza diminuisce nel tempo a causa di degrado dei macchinari per la produzione.

3.6 Le linee guida di gestione dei singoli rischi sul mercato elettrico

Le posizioni aperte sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica derivano da molteplici cause. Solitamente possono essere ricondotte all'esistenza di posizioni corte o lunghe derivanti dal diverso andamento temporale delle vendite o degli approvvigionamenti, nonché la necessità di flessibilità operativa per la gestione del portafoglio.

Coerentemente quindi con il piano industriale, l'azienda effettua operazioni sul mercato all'ingrosso principalmente con l'obiettivo di copertura dei rischi connessi da queste posizioni.

Il controllo del rispetto delle linee guida da parte dell'azienda sarà basato sul monitoraggio delle attività, dei rischi e dei risultati mediante alcuni indicatori (un esempio può essere il controllo del volume totale dell'energia programmata sulle piattaforme che deve essere in linea con il volume dei clienti contrattualizzati).

3.6.1 La gestione del rischio di prezzo su posizioni aperte

Le posizioni aperte sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica derivano da:

- La disponibilità da parte degli impianti di generazione di eccedere nella produzione di energia rispetto le previsioni di consumo dei clienti;
- L'esistenza di posizioni corte e lunghe derivanti dal diverso andamento temporale delle vendite e degli approvvigionamenti;
- La necessità di flessibilità operativa per la gestione delle posizioni del portafoglio, per esempio acquisto e vendita di prodotti con indicizzazioni di prezzo diverse per la strutturazione delle vendite e degli approvvigionamenti.

La definizione di limiti di rischio utilizzati come strumenti di controllo, consente quindi di valutare correttamente le posizioni di rischio derivanti dagli asset produttivi e dalla vendita ai clienti finali che non sono rapidamente smobilizzabili.

I limiti pertanto:

- saranno monitorati tramite un indicatore di profitto;
- saranno definiti per ciascun anno solare.

La definizione di un limite diversificato per ciascun anno, consente di gestire:

- la flessibilità richiesta infra-anno per raggiungere la marginalità attesa;
- la fase di costruzione del portafoglio e pertanto la previsione di marginalità in termini di profitto aziendale alla chiusura dei bilanci.

3.6.2 La gestione del rischio replacement

Le variazioni di medio/lungo termine delle posizioni di vendita attese comportano una modifica delle posizioni aperte che devono essere gestite sui mercati all'ingrosso.

Relativamente alle vendite, tali variazioni sono caratteristiche del mercato italiano dell'energia che presenta le seguenti problematiche:

- difficoltà nel prevedere e monitorare il successo della campagna vendite che risulta nota solo ex-post, anche alcuni mesi dopo l'inizio;

- difficoltà nel prevedere i consumi dei clienti finali.

Tali variazioni non attese equivalgono alla gestione di una opzione sui volumi di vendita trasferiti che espongono la società alla volatilità dei mercati per tutto il periodo in cui permane l'incertezza sull'effettivo ammontare dei volumi di energia venduta.

Obiettivo della gestione del rischio replacement è di ridurre il periodo per cui permane incertezza sull'effettivo ammontare dei volumi di energia venduta, consentendo quindi aggiustamenti frequenti delle posizioni in modo da limitare il più possibile il rischio.

La gestione prevede:

- La funzione preposta al monitoraggio darà una prima indicazione sul quantitativo di energia da acquistare
 - in base ai volumi stimati con cadenza periodica, mensile per clienti di piccole dimensioni, settimanale se non addirittura quotidiana per i clienti industriali e i grandi clienti energivori;⁹
 - con prezzo di trasferimento basato sui prezzi di mercato e sui volumi stimati.
- Mensilmente tale quantitativo dev'essere monitorizzato ed aggiornato in base a nuovi parametri di input.
 - in base al reforecasting di medio/lungo termine dei volumi, con indicazioni derivanti da misurazioni a consuntivo dei mesi precedenti;
 - con prezzo di trasferimento basato su un meccanismo di penali in base al corretto/non corretto forecasting.

3.6.3 La gestione del rischio sbilanciamento e profilo

Il rischio sbilanciamento è causato da variazioni nelle immissioni in rete, derivanti da centrali di produzione, o nel prelievo dalla rete, per il consumo dei clienti finali, rispetto ai volumi previsti *day ahead*.¹⁰ La programmazione di tali volumi sulle piattaforme energetiche e quindi la definizione di piani vincolanti di immissione e prelievo comportano un'esposizione agli oneri di sbilanciamento applicati dal gestore della rete di trasporto *Terna S.p.A.*¹¹

⁹Termine utilizzato nell'ambiente energetico per identificare un cliente gran consumatore di energia, per l'appunto "che divora energia".

¹⁰Termine inglese per indicare un arco temporale giornaliero, giorno per giorno.

¹¹Terna è il principale proprietario della Rete di Trasmissione Nazionale di energia elettrica ad alta tensione. E' anche responsabile della trasmissione e del dispacciamento dell'energia sull'intero territorio nazionale.

Nel rischio sbilanciamento è implicito anche il rischio profilo, dovuto dalla differenza tra il profilo di prelievo dei clienti finali previsto in occasione della stipula del contratto e quello reale al momento del delivery, con la conseguente esposizione dei differenziali a prezzo di mercato.

La gestione del rischio profilo e del rischio sbilanciamento per i clienti finali sarà inclusa (laddove possibile) nella definizione delle clausole contrattuali, prevedendo la possibilità di ribaltare gli oneri di sbilanciamento attraverso formule studiate ad-hoc.

In altri casi durante l'offerta del prezzo di vendita nel listino verranno inclusi i costi per le coperture e per i rischi profilo e sbilanciamento. Il suddetto sovrapprezzo sarà rivisto mensilmente sulla base dei dati consuntivi di sbilanciamento e profilo. L'ammontare dei premi di rischio sarà determinato coerentemente con la necessità di applicare dei prezzi di mercato per la vendita di energia.

3.6.4 La gestione del rischio legato alla variabilità dell'efficienza di produzione

Questa tipologia di rischio è legata a maggiori consumi di materia prima a causa di una variazione di efficienza di trasformazione delle CCGT¹² rispetto alle assunzioni di piano (p.es. degrado maggiore rispetto alle curve del costruttore in funzione delle Equivalent Operating Hours).

Per limitare questa tipologia di rischio dovrà essere perseguita la continua ricerca dell'eccellenza operativa con continui monitoraggi dell'impianto.

3.6.5 La gestione del rischio penali

Il rischio penali è legato a variazioni inattese nelle immissioni e nei prelievi di energia dalla rete, e dal conseguente sbilanciamento che deve essere gestito dall'operatore di rete.

Le principali cause derivano da:

- variazioni nelle forniture che espongono a penali di portafoglio di trasporto e gestione dello stoccaggio;
- variazioni del prelievo dei clienti finali che espongono a penali di capacità di trasporto;
- specifiche clausole contrattuali nei contratti di approvvigionamento o nei contratti di trasporto, p.es. esempio clausole di *Take-or-Pay*¹³.

¹²Combined Cycle Gas Turbine, acronimo utilizzato per indicare le centrali a TurboGas di nuova generazione a ciclo combinato

¹³La clausola Take-or-Pay è una clausola che si può trovare nei contratti di acquisto, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare la quantità minima, prevista dal contratto, anche se non la ritira, in italiano sarebbe "o prendi o paghi".

La gestione del rischio penali deve essere integrata in una gestione unitaria di portafoglio a causa delle complesse interazioni tra le clausole di flessibilità presenti nei contratti di approvvigionamento e vendita e i vincoli all'utilizzo delle infrastrutture di trasporto e stoccaggio. Non esistono pertanto sul mercato strumenti di assicurazione contro i rischi penale e profilo. In questo caso la gestione verrà eseguita attraverso la definizione di procedure operative.

Un esempio di gestione di tali rischi sarà basata sul trasferimento degli oneri previsti sul prezzo di vendita dell'energia mediante l'applicazione di premi per il rischio che verranno aggiornati in base agli oneri effettivamente sostenuti.

Si è visto come la gestione aziendale è soggetta a innumerevoli rischi alcuni propri del settore in cui opera, altri comuni derivanti da rischi generali del mercato. Nel prossimo capitolo verranno definite le principali proprietà che una metrica di rischio deve rispettare per essere un buon strumento da utilizzare nella misura del rischio.

Capitolo 4

Le metriche di rischio

Il rischio si presenta come una componente strettamente probabilistica ed esso incide sulla liquidità aziendale, è cioè strettamente correlato all'equilibrio tra flussi monetari in entrata e in uscita. Il rischio è, naturalmente, sempre presente nel mercato, ma quello che cambia è la sua percezione da parte degli investitori.

Solitamente, il cambiamento di valore di un portafoglio viene definito tramite la *Profit and Loss* (P&L)¹. A determinare i possibili valori della P&L intervengono i fattori di rischio. E' chiaro che risulta difficile misurare i vari fattori di rischio a cui è soggetto un portafoglio e soprattutto determinare con esattezza quali parti dello stesso sono maggiormente esposte a rischio. Per costruire un sistema di misurazione del rischio è necessario modellare correttamente questi fattori e studiare la conseguente distribuzione di P&L. Una volta definito un modello probabilistico per la P&L si possono definire vari indicatori con lo scopo di valutare la rischiosità della posizione.

Le prime tecniche di calcolo del rischio (Risk Measurement) proposte dagli edge funds si basavano su misure che consideravano la media, la deviazione standard e in generale l'analisi sul lungo periodo della variabile da osservare. Solo recentemente l'attenzione si è spostata sullo studio di modelli innovativi come il Value-at-Risk (VaR), un nuovo metodo il cui punto di forza è quello di essere “forward-looking” cioè in grado di fornire una stima del rischio aggregato del portafoglio sul prossimo periodo.

4.1 Definizione delle proprietà di una metrica di rischio

Per poter misurare il rischio occorre innanzitutto definire quali siano le condizioni sotto cui una generica misura può essere definita valida o, per meglio dire, coerente.

¹Sia V_0 il valore al tempo 0 di un portafoglio, V_t il suo valore aleatorio a una data futura t ; $\Delta V = V_t - V_0$ rappresenta il cambiamento di valore della posizione e si chiama Profit and Loss (P&L).

A tal proposito, giunge utile far riferimento al lavoro di Artzner, Delbaen, Eber e Heath (1999) «Coherent Measure of Risk» (Vedi Appendice A), in cui gli autori individuano i 4 assiomi (in realtà sarebbero 5, ma uno è quasi irrilevante) per definire una buona misura di rischio.

Si tratta di:

1. Assioma di Invarianza transizionale: questo assioma garantisce che, aggiungendo una componente certa (titolo privo di rischio) ad una componente aleatoria, l'indice di rischio si riduce esattamente della proporzione di ricchezza investita nel titolo risk free.
2. Assioma di Subadditività: tale assioma richiede che l'indice di rischio riferito ad un portafoglio non sia mai più elevato della somma degli indici calcolati sui singoli titoli che compongono il portafoglio stesso. In pratica, tale assioma è coerente con l'idea per cui la diversificazione di portafoglio debba ridurre il rischio del portafoglio.
3. Assioma di Omogeneità positiva: aumentando l'investimento in un titolo, anche l'indice di rischio deve aumentare; difatti, essendo maggiore la ricchezza investita deve essere necessariamente superiore anche il rischio connesso all'investimento. In particolare, si richiede che il rischio aumenti tanto quanto è aumentato l'investimento.
4. Assioma di Monotonicità: se il titolo A ha rendimenti sempre maggiori rispetto al titolo B , allora questo assioma richiede che investire nel titolo A sia più remunerativo che investire nel titolo B . Questo assioma si traduce banalmente nel fatto che, qualora esistessero opportunità di *arbitraggio*² sui mercati finanziari, ecco che la misura di rischio deve aiutarci a sfruttarle.

Pertanto, una misura di rischio che rispetti tutte questi assiomi si definisce misura di rischio coerente.

4.1.1 Assioma di Invarianza transizionale

Dato un rendimento casuale ΔS , un rendimento di un titolo privo di rischio ΔG e una costante qualsiasi Θ_G , l'indice di rischio Ψ , cioè l'indice che identifica una possibile posizione a rischio, deve valere

$$\Psi(\Delta S + \Theta_G \Delta G) = \Psi(\Delta S) - \Theta_G$$

L'assioma richiede che, aggiungendo una componente certa Θ_G (nel caso finanziario si tratta di un titolo privo di rischio) a un rendimento aleatorio, il rischio

²In economia e in finanza, un arbitraggio è un'operazione che consiste nell'acquistare un bene o un'attività finanziaria su un mercato rivendendolo su un altro mercato, sfruttando le differenze di prezzo al fine di ottenere un profitto

si riduce esattamente della proporzione di ricchezza investita nel titolo certo. Tale proprietà garantisce anche che se viene acquistata una quantità del titolo privo di rischio esattamente pari al rischio che grava sul titolo, allora il rischio complessivo dell'investimento deve essere nullo.

4.1.2 Assioma Subadditività

Dati due rendimenti ΔS_1 e ΔS_2 deve valere

$$\Psi(\Delta S_1 + \Delta S_2) \leq \Psi(\Delta S_1) + \Psi(\Delta S_2)$$

Con il presente assioma si vuole dare evidenza che l'indice di rischio Ψ di due rendimenti non deve mai essere più elevato della somma degli indici di rischio calcolati sui singoli rendimenti. Tale proprietà, in ambito finanziario, sta ad indicare che la diversificazione degli investimenti deve ridurre il rischio; aggiungendo dei titoli a un portafoglio, l'indice di rischio dell'intero portafoglio non può aumentare più della somma degli indici di rischio dei nuovi titoli inseriti.

4.1.3 Assioma Omogeneità positiva

Dato un rendimento ΔS e una costante non negativa λ deve valere

$$\Psi(\lambda \Delta S) = \lambda \Psi(\Delta S)$$

L'Assioma prevede che, aumentando l'investimento nel titolo, anche l'indice di rischio del proprio investimento aumenti. In effetti, essendo maggiore il denaro messo in gioco, deve essere maggiore anche il rischio. L'ipotesi di omogeneità positiva, in particolare, richiede che il rischio aumenti tanto quanto è aumentato l'investimento.

L'assioma dell'omogeneità positiva acquisisce una valenza particolare, rispetto a quello della subadditività, nel caso in cui λ assuma valori interi. Quando, per esempio $\lambda = 2$ si può scrivere

$$\Psi(2\Delta S) = \Psi(\Delta S + \Delta S) = \Psi(\Delta S) + \Psi(\Delta S)$$

la quale mostra che investire il proprio denaro, in egual misura, su due variabili casuali perfettamente correlate, raddoppia il rischio del portafoglio. In questo caso, dunque, nell'assioma di subadditività vale il segno di uguaglianza.

4.1.4 Assioma di Monotonicità

Dati due titoli S_1 e S_2 , con i relativi rendimenti ΔS_1 e ΔS_2 tali che $\Delta S_1 \leq \Delta S_2$, deve valere

$$\Psi(\Delta S_2) \leq \Psi(\Delta S_1)$$

Se un titolo X ha rendimenti sempre maggiori rispetto a un altro titolo Y , allora l'assioma richiede che investire nel titolo X sia migliore che investire nel titolo Y . In altri termini, la perdita nella quale si può incorrere investendo in X , che dà sempre risultati maggiori rispetto a Y , deve essere minore rispetto alla perdita nella quale si può incorrere investendo in Y .

Potrebbe sorgere un po' di confusione nell'affermare che un rendimento maggiore, in assenza di arbitraggio, deve coincidere con un rischio maggiore. Il dubbio è presto risolto se si pensa che se un titolo S_2 dà risultati sempre maggiori di un altro titolo S_1 (cioè se vale $S_2 > S_1$) allora sul mercato esiste arbitraggio. L'arbitraggio si determina, in maniera banale, comprando il titolo migliore e vendendo allo scoperto il titolo peggiore.

4.2 Cos'è il Value-at-Risk (VaR)

Il *Value at Risk* (VaR) fu sviluppato per raggruppare in un'unica forma tutte le informazioni relative ai rischi di un portafoglio, in modo che i calcoli fossero relativamente semplici, veloci, comuni e comprensibili a tutti. E' una misura di rischio che solitamente viene applicata agli investimenti finanziari, il cui scopo è quello di valutare la massima perdita associata ad un portafoglio che, con un fissato livello di confidenza α , potrà verificarsi se le posizioni restano inalterate e non si adoperano modifiche.

Più precisamente, data una probabilità del $(1 - \alpha)\%$ e un periodo di t giorni, il VaR rappresenta la perdita che ci si aspetta venga superata al più con una probabilità dell' $\alpha\%$ nei prossimi t giorni.

Il VaR ha rappresentato quindi un significativo passo in avanti questo perché esso si applica ad ogni strumento finanziario ed è espresso nella stessa unità di misura ("potenziali soldi persi"). Include poi una stima degli eventi futuri e permette di trasformare in un singolo numero il rischio di un portafoglio.

Nel caso però di portafogli complessi, esposti a molte variabili di rischio, il calcolo del VaR potrebbe risultare molto difficile da realizzare dal punto di vista computazionale. Si rende quindi necessario a volte fare delle assunzioni sia sulla dipendenza tra gli strumenti finanziari che sulle distribuzioni di probabilità di ogni variabile.

4.2.1 Come si calcola

Dato un certo portafoglio di attività finanziarie il VaR è quindi la misura della massima perdita potenziale nella quale può incorrere il portafoglio, scaturita dall'evoluzione dei prezzi di mercato (nel caso di rischio di mercato), in un determinato periodo di tempo ad un certo livello di confidenza.

Una volta definita una distribuzione per la P&L si può procedere a valutare la rischiosità della posizione. Indicando con t il periodo in cui si detiene il portafoglio (Holding Period) e con ΔV il valore della variazione, il VaR, ovvero la massima perdita potenziale, per il livello di probabilità stabilito è quel valore che soddisfa la relazione:

$$Pr [\Delta V \leq v_{(1-\alpha)}] = 1 - \alpha$$

dove $v_{1-\alpha}$ rappresenta l' $(1 - \alpha)$ -esimo percentile della distribuzione di probabilità di ΔV

$$VaR_{\alpha} = -v_{(1-\alpha)}$$

con α il livello di confidenza (come livello di confidenza in genere sono raccomandati i valori 0.95 o 0.99).

Nell'esempio in Fig.4.1 si può vedere che, data una certa distribuzione dei rendimenti, il *Value-at-Risk* di un certo portafoglio su un periodo t , con probabilità del 95%, è di 473 Euro.

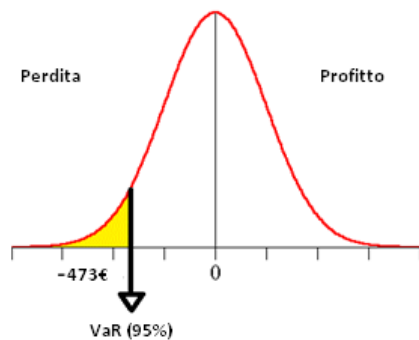


Figura 4.1: La distribuzione del *Value-At-Risk*

Alla base della costruzione del modello VaR si pone la *Teoria del Portafoglio di Markowitz* (Vedi Appendice B), che usa stime della volatilità e correlazioni tra i rendimenti dei differenti strumenti trattati. L'utilità del VaR risiede nella possibilità di applicarlo ai rischi di mercato associati a diverse tipologie di strumenti finanziari: il rischio su azioni, il rischio di tasso di interesse, il rischio di cambio e il basis risk.

I parametri determinanti per il calcolo del VaR sono la stima della volatilità futura e delle correlazioni tra gli strumenti finanziari che costituiscono il portafoglio.

Volatilità

Solitamente la misura impiegata per rappresentare la volatilità è la deviazione standard, che misura la dispersione delle realizzazioni intorno al loro valore atteso. Considerando una serie n di rendimenti R_i , la deviazione standard è:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (R(t) - \bar{R})^2}$$

dove:

$R(t)$ indica il rendimento del fondo all'istante t -esimo

$\bar{R}$ è il valore medio dei rendimenti osservati

T è il numero di osservazioni

Il metodo indubbiamente più diffuso per ottenere una previsione della volatilità relativa ad un certo tempo futuro è quello che si basa sulla stima della volatilità passata. Questa misura si rivela però molto spesso inadeguata per rappresentare un fenomeno statistico di tipo finanziario. Infatti, l'ipotesi implicita nel calcolo della volatilità storica, come stima di quella futura, è che la variabile della quale si intende misurare la volatilità sia caratterizzata da una distribuzione normale stazionaria, con media e varianza costanti, ipotesi spesso smentita dal comportamento reale delle variabili finanziarie.

Metodi più accurati prevedono invece l'utilizzo di tecniche basate per esempio sul ARCH-GARCH³. Sono modelli che consentono di prevedere la volatilità futura utilizzando una regressione basata sui valori passati della stessa volatilità.

Correlazione

La correlazione misura la tendenza di due variabili a muoversi simultaneamente nella stessa direzione.

Si esprime come:

$$\rho_{X,Y} = \frac{\sigma_{X,Y}}{\sigma_X \sigma_Y}$$

indice compreso tra -1 e 1.

Volatilità e correlazioni sono i due parametri fondamentali per il calcolo del VaR e rappresentano i parametri di input del modello. Esistono diversi modelli di calcolo, ognuno con suoi vantaggi e svantaggi che si possono riassumere sostanzialmente in semplicità/complessità di implementazione, ipotesi implicite del modello che si adattano o non si adattano alle peculiarità del portafoglio.

³Generalized AutoRegressive Conditional Heteroskedasticity

4.2.2 I metodi per il calcolo del VaR

Tre dei possibili metodi per il calcolo del VaR sono:

- simulazione parametrica, detta anche varianza/covarianza o metodo analitico;
- simulazione storica;
- simulazione di Monte Carlo.

Il primo rappresenta quella famiglia di metodi che si realizzano attraverso un algoritmo chiuso che richiede dei parametri di input.

Essi si avvicinano di più alle definizioni e ai concetti derivati dalla moderna teoria di portafoglio in quanto esprimono il *Value-at-Risk* come multiplo di deviazioni di profitti o perdite del portafoglio. In generale, vengono utilizzati in presenza di portafogli composti da strumenti finanziari con *payoff*⁴ lineari (es: obbligazioni).

Le maggiori critiche avanzate sull'utilizzo di questi modelli riguardano le ipotesi probabilistiche dei parametri di input, in particolare, l'assunzione di distribuzione dei rendimenti e fattori di mercato di tipo normale e quindi simmetrica, e le approssimazioni con relazioni lineari tra attività finanziarie e fattori di mercato. I modelli non parametrici tentano invece di superare queste problematiche.

Un'esempio viene dato dalla simulazione di *Monte Carlo*, una tecnica numerica per la trattazione di problemi caratterizzati da una sostanziale intrattabilità analitica. Inoltre, ha particolare successo per risolvere il problema della rappresentazione e del calcolo dei rendimenti di portafogli composti da strumenti finanziari non lineari o con un'alta percentuale di opzioni.

Il metodo o simulazione di Monte Carlo è una valida alternativa agli approcci parametrici nel caso in cui il portafoglio comprenda posizioni con andamento di prezzo non lineare. Rimane fondamentale, comunque, la scelta delle funzioni di valutazioni appropriate, l'eventuale rischio di scegliere accidentalmente un modello di valutazione errato viene chiamato *Model Risk*.

La simulazione storica si pone invece in una posizione intermedia tra le due soluzioni.

L'approccio parametrico

Si assume che le variazioni dei parametri di mercato si distribuiscano in modo normale. Da ciò deriva che la media e la varianza della distribuzione dei valori di portafoglio possono essere calcolate a partire dalla media e dalla varianza dei parametri di mercato sottostanti.

Il concetto si basa su alcune semplici considerazioni:

⁴Il termine viene utilizzato in economia e finanza per riferirsi ai valori associati ai possibili esiti di un'azione o di un evento

- il rischio totale si compend'è dal rischio non-sistematico che può essere ridotto per mezzo della diversificazione e dal rischio sistematico che non può essere diversificato;
- per misurare il rischio, nel caso dell'approccio parametrico, si deve assumere che la distribuzione di probabilità dei rendimenti segua una forma normale;
- una distribuzione normale si caratterizza per due soli parametri: media e deviazione standard.

Il vantaggio di poter disporre di una stima della massima perdita possibile utilizzando solamente i parametri di variabilità e sensibilità deriva dalle particolari ipotesi teoriche assunte dal modello:

1. si ipotizza che la distribuzione dei rendimenti dei fattori di rischio sia di tipo normale;
2. la relazione tra posizione i -esima e il relativo fattore di rischio è lineare.

La simulazione storica

Questo metodo non richiede alcuna assunzione riguardo la distribuzione di probabilità dei rendimenti. Si ipotizza che i potenziali cambiamenti nei rendimenti siano ben rappresentati dalla loro distribuzione empirica storica, cioè dai cambiamenti registrati in un periodo passato.

All'interno della simulazione storica esistono due approcci per la misura del VaR, per entrambi però esistono delle fasi comuni che devono essere necessariamente effettuate:

1. la scelta del periodo di detenzione (holding period);
2. il calcolo statistico delle variazioni di valore intervenute nel periodo scelto;
3. l'applicazione di tali variazioni storiche al valore corrente del portafoglio;
4. la scelta del livello di confidenza.

I pregi di questo metodo sono la sua estrema semplicità, il fatto che non devono essere svolte stime dei parametri e il fatto che i dati delle serie storiche non debbono essere elaborati.

Un limite della simulazione storica è costituito dall'ipotesi implicita che i dati storici costituiscano le realizzazioni di distribuzioni indipendenti e identicamente distribuite, ma se la distribuzione sottostante dei fattori di mercato non è costante nel tempo, non è possibile avanzare questo tipo di ipotesi.

Un secondo limite è legato alla lunghezza della serie storica di riferimento. In genere le serie contengono poche osservazioni, ciò provoca una scarsa definizione delle code della distribuzione empirica, incrementare però la lunghezza della serie potrebbe essere negativo causando problemi di complessità computazionale.

La simulazione di Monte Carlo

Questo metodo consiste nel simulare diverse volte il valore dei singoli elementi costituenti il portafoglio.

L'approccio richiede le seguenti fasi di calcolo:

1. simulazione delle variazioni di tutti i parametri di mercato rilevanti, che avviene attraverso l'utilizzo di modelli matematico-statistici;
2. calcolo delle variazioni del valore di portafoglio per ciascuno degli scenari simulati, utilizzando un algoritmo esterno preposto a questo tipo di elaborazione;
3. ripetizione dei passi 1. e 2. per un certo numero di volte (generalmente non meno di 1000 volte), al fine di ottenere una distribuzione delle variazioni del valore di portafoglio;
4. ordinamento dei risultati di cui al punto 3.

Quindi la simulazione di Monte Carlo genera delle osservazioni/campioni di variabili casuali, trasforma questi numeri in altrettanti scenari di mercato e li applica al portafoglio ricalcolando di volta in volta i margini attesi, al fine di generare una distribuzione di profitti e perdite. E' inoltre in grado di generare un'ampia scelta di possibili scenari evolutivi per ciascuna delle variabili rilevanti.

Tra i lati negativi si può considerare la complessità computazionale e quindi i tempi di elaborazione.

Molti dei modelli studiati ed applicati in ambito finanziario non permettono di ricavare soluzioni in forma chiusa e quindi richiedono l'utilizzo di tecniche di tipo numerico per ottenere una soluzione approssimata accettabile. In particolare negli ultimi anni, data anche la crescente complessità computazionale richiesta, si è registrato un aumento dello studio dei metodi numerici. Tra questi un ruolo di grande importanza è ricoperto dai metodi di simulazione Monte Carlo.

Questi metodi sono usati per trarre stime attraverso simulazioni. Si basano su algoritmi che generano una serie di numeri tra loro incorrelati, che seguono la distribuzione di probabilità che si suppone abbia il fenomeno da indagare. L'incorrelazione tra i numeri è assicurata attraverso particolari tecniche di calcolo. Una volta calcolato questo campione casuale, la simulazione esegue delle *misure* delle grandezze di interesse su tale campione. Molto spesso in letteratura si definisce il processo di simulazione Monte Carlo come *Esperimento Monte Carlo*, questo perchè è necessario indicare tutti gli elementi che ne consentono la replicazione e l'analisi dei risultati.

4.2.3 Ambiti di applicazione del VaR

Essendo il VaR una misura di rischio nata in ambito bancario, la maggior parte dei modelli e delle *best practice* riguardano un uso prettamente bancario, per portafogli con finalità di trading.

Le assunzioni tipiche del mondo bancario sono:

- Orizzonte temporale breve (1-10 giorni);
- Rendimenti degli asset/fattori di rischio distribuiti normalmente;
- Rendimento atteso pari a 0;
- Matrice varianza-covarianza costante;
- Assenza di benchmark.

Ovviamente nella gestione di un portafoglio di investimento, attività tipica degli società di gestione del risparmio, queste assunzioni non sono assolutamente accettabili proprio per le diverse peculiarità dell'attività di investimento rispetto a quella di trading.

E' immediatamente chiaro che l'holding period deve essere considerato di medio/lungo termine, in quanto rappresenta meglio il periodo di detenzione di portafoglio. Con questo tipo di scenario è quindi imprudente considerare che i rendimenti del portafoglio siano distribuiti normalmente con media dei rendimenti attesa pari a 0.

Da evidenze empiriche, la distribuzione dei rendimenti su un medio/lungo periodo mostra caratteristiche di asimmetria, ipotizzare perciò una distribuzione normale in condizioni come queste si rischia di sottostimare il rischio e quindi di fare un errore di valutazione. Inoltre, sempre da evidenze empiriche, per i periodi di medio/lungo periodo la volatilità e la correlazione tra le attività finanziarie non rimane costante nel tempo.

4.2.4 Le problematiche del VaR

Uno dei problemi legati al VaR è che esso non è una misura di rischio coerente. Tale misura di rischio non è infatti subadditiva, ciò equivale a dire che dati due portafogli, la loro diversificazione non riduce necessariamente il rischio.

Questa lacuna è particolarmente grave, dal momento che l'assioma di subaddittività ricopre, infatti, un ruolo di primaria importanza. Un'altra critica al VaR è che non fornisce una stima dell'ampiezza delle perdite in quegli scenari dove la soglia viene superata. E' nata quindi l'esigenza di trovare una misura alternativa che sia coerente e che sia in grado di tenere in considerazione e correggere i limiti del VaR.

Si è introdotta così una nuova misura del rischio chiamata Conditional-VaR (CVaR). Il CVaR rappresenta un indubbio passo in avanti rispetto al VaR, poiché

fornisce informazioni su tutta la distribuzione (code comprese) ed inoltre risulta essere una misura coerente del rischio.

Il CVaR rappresenta la perdita attesa, data una perdita maggiore (in valore assoluto) del VaR.

Definito $\Delta V = V_t - V_0$ il cambiamento di valore della posizione, dove V_0 è il valore al tempo 0 e V_t è il suo valore aleatorio ad una data futura t , allora:

$$CVaR_\alpha = E[\Delta V \mid \Delta V > VaR_\alpha]$$

Anche se il CVaR non è al momento usato ampiamente come il VaR, è una statistica utile che fornisce importanti informazioni addizionali. E' un modello della classe delle misure coerenti del rischio che permette di non rinunciare ai vantaggi del VaR, infatti è:

- universale: può essere applicato ad ogni strumento e ad ogni causa sottostante del rischio;
- completo: produce un'unica, globale stima per portafogli esposti a differenti cause di rischio;
- un semplice concetto: è la risposta ad una naturale domanda sul rischio che si incorre con un portafoglio.

Un aspetto interessante del CVaR è che se una società decidesse di utilizzarlo per calcolare il rischio dei suoi portafogli è sufficiente che modifichi il suo sistema di Risk Management basato sul VaR. Inoltre questa modifica può essere fatta con un piccolo sforzo computazionale, incentivando quindi ad utilizzare questo strumento.

Capitolo 5

I mercati finanziari

In questo capitolo si vuole dare una breve rappresentazione matematica del mercato finanziario al fine di comprendere meglio gli strumenti che vengono utilizzati per fare analisi, prendere decisioni e in generale che danno indicazioni sugli andamenti di mercato.

5.1 Il mercato a tempo discreto

Per abbozzare un primo concetto di mercato finanziario si può supporre di rappresentare il mercato con incrementi discreti di tempo, ovvero la possibilità di passare da un certo istante t a un istante successivo $t+1$ senza interessarsi di ciò che succede nel periodo compreso tra t e $t+1$.

Si può ipotizzare che all'interno di tale mercato esistano:

- un titolo privo di rischio (il cui prezzo al tempo t verrà indicato con $G(t)$)
- esistono n titoli rischiosi (il prezzo del titolo i al tempo t verrà indicato con $S_i(t)$, dove $i \in \{1, 2, \dots, n\}$)

Con $\Phi(t)$ verrà chiamato il vettore dei prezzi di tutti i titoli al tempo t su questo mercato:

$$\Phi_{(n+1) \times 1}(t) = \begin{bmatrix} G(t) \\ S_1(t) \\ S_2(t) \\ \vdots \\ S_n(t) \end{bmatrix}$$

Al tempo $t+1$ si potrà conoscere solamente il valore del titolo privo di rischio $G(t+1)$. Per gli altri titoli, invece, non è possibile conoscere a priori e con certezza quali saranno i prezzi dato che il loro valore dipende da svariati fattori che si verifichino sul mercato finanziario. In particolare, supponendo che, in $t+1$, ci si troverà

in k possibili stati, ognuno caratterizzato da una diversa manifestazione dei prezzi dei titoli:

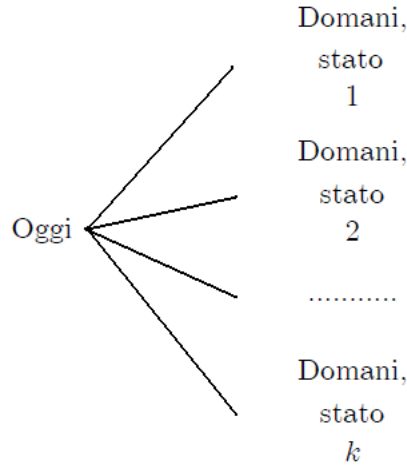


Figura 5.1: Struttura di un sistema con diversi stati finanziari

In questo modo il prezzo dei titoli nel futuro può essere indicato attraverso una matrice $\Phi(t+1)$ che ha $n+1$ righe e k colonne. Indicando con $S_i(t+1, j)$ il prezzo del titolo i , al tempo $t+1$ e nello stato j , allora detta matrice si può scrivere come segue:

$$\Phi_{(n+1) \times k}(t+1) = \begin{bmatrix} G(t+1) & G(t+1) & \dots & G(t+1) \\ S_1(t+1, 1) & S_1(t+1, 2) & \dots & S_1(t+1, k) \\ S_2(t+1, 1) & S_2(t+1, 2) & \dots & S_2(t+1, k) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ S_{1n}(t+1, 1) & S_n(t+1, 2) & \dots & S_n(t+1, k) \end{bmatrix}$$

Si può pertanto associare ad ognuno dei k possibili stati una probabilità. Se si indica con π il vettore di queste probabilità (vettore colonna che ha, ovviamente, k elementi), il valore atteso del prezzo futuro di ogni titolo si può rappresentare attraverso un prodotto matriciale nel modo seguente:

$$E_t^\pi[\Phi(t+1)] = \Phi(t+1) \times \pi$$

dove ogni prezzo viene pesato per la probabilità che si verifichi lo stato al quale esso si riferisce.

Estendendo la sommatoria per il primo titolo rischioso, questo prodotto si può scrivere come segue:

$$E_t^\pi[S_1(t+1)] = \pi_1 S_1(t+1, 1) + \pi_2 S_1(t+1, 2) + \dots + \pi_k S_1(t+1, k)$$

$$= \sum_{i=1}^k \pi_i S_1 \left(t+1, i \right)$$

Si può notare che l'apice sul valore atteso rappresenta la distribuzione di probabilità rispetto alla quale il valore atteso viene calcolato, mentre il pedice rappresenta l'istante in cui si effettua il calcolo e di conseguenza l'insieme informativo disponibile in quel momento.

5.2 Il mercato a tempo continuo

Il mercato che si è osservato nella precedente sezione è un mercato a tempo discreto e con un numero discreto di possibili stati (ovvero di possibili prezzi dei titoli). In questa sezione verrà introdotto e spiegato il significato di mercato a tempo continuo, nel quale le contrattazioni sui titoli avvengono istante per istante (e oggi giorno questo tipo di modelli appare molto più verosimile di quelli in tempo discreto) ed i possibili stati sono in numero infinito (sono dunque infiniti anche i prezzi che un titolo può assumere in ogni stato). Queste particolarità, purtroppo, impediscono di replicare tutti i risultati che si sono esposti precedentemente.

Il primo ostacolo da superare riguarda la rappresentazione della matrice $\Phi(t+1)$ nel caso in cui gli stati (cioè le k colonne della matrice) fossero infiniti. Non si possono più applicare i risultati ottenuti precedentemente.

5.2.1 Titolo privo di rischio

La nuova definizione di titolo privo di rischio in un mercato a tempo continuo nell'istante temporale (dt) è data dalla seguente:

$$dG(t) = G(t) \times r(t) dt$$

L'equazione appena descritta è un'equazione differenziale del primo ordine, ipotizzato di conoscere il valore del titolo all'istante t_0 (per semplicità in finanza si suppone sempre di conoscere il valore di tutti i titoli nell'istate presente) si può quindi scrivere:

$$G(t_0) = G_0$$

Il valore del titolo privo di rischio è quindi dato da:

$$G(t) = G(t_0) e^{\int_{t_0}^t r(s) ds}$$

La versione differenziale del titolo G può essere allora riscritta come:

$$\int_{t_0}^t dG(s) = \int_{t_0}^t G(s) \times r(s) ds$$

$$G(t) = G(t_0) + \int_{t_0}^t G(s) \times r(s) ds$$

in questa forma si vede chiaramente che il valore del titolo in t è dato dal suo valore iniziale $G(t_0)$ a cui vanno sommati tutti gli incrementi dovuti agli interessi maturati tra il periodo t_0 e il periodo t .

5.2.2 Titolo rischioso

Anche per i titoli rischiosi, il prezzo può essere rappresentato sia in forma differenziale sia in forma integrale come accade per il titolo privo di rischio. In questo caso però non sarà un'equazione differenziale ordinaria, in quanto si ammetterebbe di conoscere esattamente l'evoluzione dei prezzi dei titoli, cosa invece non vera.

Supponendo quindi di chiamare $\mu_i(t)$ il tasso di crescita del prezzo di un titolo $S_i(t)$, si può quindi scrivere:

$$dS_i(t) = S_i(t) \times \mu_i(t) dt$$

conoscendo come nel caso precedente il valore del titolo all'istante t_0 :

$$S_i(t_0) = S_{i,0}$$

Questa equazione, potrebbe per certi versi risultare molto simile a quella utilizzata per un titolo privo di rischio. Infatti per una questione di arbitraggio, il rendimento μ_i deve necessariamente uguagliare r . Se così non fosse si aprirebbero possibilità di arbitraggio, in particolare:

- con $r > \mu_i$ converrebbe acquistare G vendendo allo scoperto lo stesso ammontare di S_i e, alla scadenza prevista, ritirare la differenza (sempre positiva) tra i prezzi dei due titoli
- con $r < \mu_i$ converrebbe acquistare S_i vendendo allo scoperto lo stesso ammontare di G e, alla scadenza prevista, ritirare la differenza (sempre positiva) tra i prezzi dei due titoli

Questo risultato di arbitraggio altro non è se non la riformulazione del principio per il quale sul mercato finanziario non vi può essere più di un titolo privo di rischio. In questo caso per rappresentare un titolo rischioso occorre modificare l'equazione differenziale appena esposta in modo da tenere in considerazione anche il rischio.

$$dS_i(t) = S_i(t) \times \mu_i(t) dt + \text{Rischio}$$

L'idea alla base della rappresentazione più comune dei prezzi dei titoli è duplice:

1. si vuole che il valore medio atteso del tasso di crescita del titolo sia pari a μ_i

2. si vuole che la variabilità del rendimento del titolo sia tanto maggiore quanto maggiore è il periodo di tempo che si prende in considerazione

Le due condizioni si possono rappresentare attraverso le seguenti:

$$E_t \left[\frac{dS_i(t)}{S_i(t)} \right] = \mu_i(t) dt$$

$$V_t \left[\frac{dS_i(t)}{S_i(t)} \right] = \sigma_i^2(t) dt$$

che riscritte utilizzando la definizione di titolo rischioso si ha:

$$E_t \left[\frac{dS_i(t)}{S_i(t)} \right] = E_t \left[\mu_i(t) d(t) + \frac{Rischio}{S_i(t)} \right] = \mu_i(t) d(t) + \frac{1}{S_i(t)} E_t [Rischio]$$

$$V_t \left[\frac{dS_i(t)}{S_i(t)} \right] = V_t \left[\mu_i(t) d(t) + \frac{Rischio}{S_i(t)} \right] = \frac{1}{S_i^2(t)} V_t [Rischio]$$

le quali per rispettare le condizioni 1 e 2 deve valere:

$$E_t [Rischio] = 0$$

$$V_t [Rischio] = S_i^2(t) \times \sigma_i^2(t) dt$$

A questo punto si può approssimare il rischio con una variabile normale con media nulla e varianza pari al quadrato di $S_i \sigma_i$.

Riscrivendo la formula si ha:

$$dS_i(t) = S_i(t) \times \mu_i(t) d(t) + S_i(t) \sigma_i(t) dW(t)$$

con dW variabile casuale normale.

L'equazione appena scritta rappresenta la forma differenziale dell'equazione integrale:

$$S_i(t) = S_i(t_0) + \int_{t_0}^t S_i(s) \mu_i(s) ds + \int_{t_0}^t S_i(s) \sigma_i(s) dW(s)$$

Si può pertanto notare che l'equazione sopra riportata afferma che il prezzo di un titolo al tempo t è dato dal prezzo che il titolo aveva al tempo t_0 aumentato di tutti i rendimenti cumulati (i termini $S_i(s) \mu_i(s)$, infatti, rappresentano il rendimento offerto dal titolo i al tempo s) e corretto per tutti gli scostamenti casuali che si sono verificati tra t_0 e t (i quali possono dipendere dal prezzo del titolo $S_i(s)$). In questo tipo di modelli il termine $dW(t)$ rappresenta la fonte di rischio del prezzo di un titolo.

Quando però ci si trova ad analizzare una pluralità di titoli è difficile pensare che esista, per tutte le attività finanziarie, un'unica fonte di rischio. In questo caso è dunque necessario considerare anche una pluralità di termini di diffusione.

L'Equazione allora, si dovrà riscrivere in termini matriciali in modo da rappresentare, attraverso un'unica formula, i prezzi di diversi titoli che siano influenzati da diverse fonti di rischio.

$$\begin{bmatrix} \frac{dS_1(t)}{S_1(t)} \\ \frac{dS_2(t)}{S_2(t)} \\ \vdots \\ \frac{dS_n(t)}{S_n(t)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mu_1(t) \\ \mu_2(t) \\ \vdots \\ \mu_n(t) \end{bmatrix} dt + \begin{bmatrix} \sigma_{1,1}(t) & \sigma_{1,2}(t) & \dots & \sigma_{1,k}(t) \\ \sigma_{2,1}(t) & \sigma_{2,2}(t) & \dots & \sigma_{2,k}(t) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \sigma_{n,1}(t) & \sigma_{n,2}(t) & \dots & \sigma_{n,k}(t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} dW_1(t) \\ dW_2(t) \\ \vdots \\ dW_k(t) \end{bmatrix}$$

Ci si deve quindi chiedere quale relazione esista tra i loro prezzi. In genere, sul mercato finanziario i titoli sono fortemente correlati tra di loro poiché essi sono soggetti, in gran parte, a fonti di rischio comuni per tutti. Quando accade un fatto che influenza l'intera economia in modo negativo ci si aspetta che tutti i titoli scendano. Quando, tuttavia, accade un fatto che influenza negativamente solo un settore economico ci si può attendere che i settori con esso non collegati non risentano dello shock oppure, anche, che vi siano settori che possono beneficiare dello stesso shock (per esempio i settori che producono beni sostituti). Ipotizzando un rialzo dei prezzi del petrolio: si possono avere conseguenze positive (almeno nel breve periodo quando la domanda di petrolio si presume costante) sia sulle quotazioni delle imprese petrolifere sia sulle quotazioni delle imprese impegnate nella ricerca di fonti energetiche alternative (le quali potrebbero ricevere più finanziamenti).

Ancora, si può immaginare un'impresa petrolifera e una impresa di trasporti. In questo caso l'effetto di una variazione del prezzo del petrolio influenza le azioni delle due imprese in modo opposto. Un rialzo dei prezzi può significare un aumento di profitti (almeno nel breve periodo) per l'impresa petrolifera, ma significa un aumento dei costi (e quindi una riduzione degli utili) dell'impresa di trasporti.

5.2.3 Simulazione dei processi

Nella simulazione reale dei processi stocastici è chiaro che per poter effettuare analisi si rende necessario discretizzare il processo stocastico che descrive l'andamento del prezzo di un titolo. L'accuratezza starà poi nel scegliere intervalli di tempo più piccoli possibili in modo da rendere trascurabile l'errore che si commetterà.

Riprendendo quindi l'equazione che descrive l'andamento di un titolo rischioso e ipotizzando $\mu_i(t) = \mu$ e $\sigma_i(t) = \sigma$ costanti (vedi Appendice C), il passo successivo sarà quello di sostituire i termini infinitesimi con incrementi finiti, si ottiene perciò la seguente equazione:

$$S(t + \Delta t) - S(t) = S(t) \mu \Delta t + S(t) \sigma \Delta W(t)$$

La difficoltà maggiore che si incontra nell'implementazione di questa formula è come rappresentare $\Delta W(t)$ essendo una distribuzione normale avente media pari a zero e varianza pari a Δt .

Si può pensare quindi di approssimare ΔW con:

$$\varepsilon \sqrt{\Delta t}, \quad \varepsilon \sim N(0, 1)$$

In questo modo vengono preservate le caratteristiche di media e varianza, la nuova equazione avrà quindi forma:

$$S(t + \Delta t) - S(t) = S(t) \mu \Delta t + S(t) \sigma \varepsilon \sqrt{\Delta t}$$

dove la simulazione di una variabile casuale normale standard è molto più semplice ed esistono molti algoritmi di calcolo già implementati.

Il problema che a questo punto si incontra è sulla scelta del numero di elaborazioni che si desidera effettuare per calcolare l'andamento di un titolo. Se da una parte è chiaro che maggiore è il numero di iterazioni, migliore sarà la precisione del risultato e quindi si ridurrà il rischio d'errore, dall'altra parte il tempo di elaborazione e lo spazio necessario per archiviare i dati cresce in maniera esponenziale.

Se per esempio si vuole simulare l'andamento di un titolo per 5 anni e si suppone di suddividere ogni anno in $N = 200 = \frac{1}{\Delta t}$ intervalli, è chiaro che si renderà necessario simulare $5 * 200 = 1000$ valori di ε .

5.3 Esempio numerico relativamente alla simulazione di un processo stocastico

In questa sezione si vuole portare un esempio di simulazione che si basa sul tasso di cambio Euro/Dollaro riferita al periodo Gennaio 2011 a Luglio 2011.

Avendo a disposizione tutta la serie storica giornaliera dei tassi di cambio ci si pone la domanda su come poter determinare μ e σ al fine di dare una rappresentazione del processo il più possibile veritiera.

Possiamo pertanto descrivere il valore atteso e la varianza del rendimento del processo come:

$$E_t[d \ln S_i(t)] = \left(\mu_i - \frac{1}{2} \sigma_i^2 \right) dt$$

$$V_t[d \ln S_i(t)] = \sigma_i^2 dt$$

E' necessario trasformare i tassi di cambio, rilevati con frequenza giornaliera, in logaritmi e calcolarne successivamente la differenza.

La volatilità di queste differenze logaritmiche rappresenta la stima della volatilità relativa all'intervallo di tempo desiderato. Possiamo chiamare $\hat{\sigma}_i^2$ la volatilità delle differenze logaritmiche calcolata sul campione:

$$\hat{\sigma}_i^2 = \sigma_i^2 dt$$

mentre, chiamiamo $\hat{\mu}_i$ la media delle differenze logaritmiche calcolata sul campione:

$$\hat{\mu}_i = \left(\mu_i - \frac{1}{2} \sigma_i^2 \right) dt$$

Ponendo a sistema le due equazioni troviamo che:

$$\begin{cases} \mu_i = (\hat{\mu}_i + \frac{1}{2} \hat{\sigma}_i^2) \frac{1}{dt} \\ \sigma_i^2 = \hat{\sigma}_i^2 \frac{1}{dt} \end{cases}$$

ricostruendo in questo modo i parametri iniziali di media e varianza necessari per la simulazione.

Di seguito viene riportata una tabella che rappresenta i tassi di cambio giornalieri Euro/Dollaro.

Data	Cambio	Data	Cambio	Data	Cambio	Data	Cambio
03/01/2011	1,3348	04/03/2011	1,3957	09/05/2011	1,4397	08/07/2011	1,4242
04/01/2011	1,3421	07/03/2011	1,3957	10/05/2011	1,4358	11/07/2011	1,4056
05/01/2011	1,3213	08/03/2011	1,3898	11/05/2011	1,4357	12/07/2011	1,3975
06/01/2011	1,3091	09/03/2011	1,3928	12/05/2011	1,4153	13/07/2011	1,4073
07/01/2011	1,2961	10/03/2011	1,3817	13/05/2011	1,428	14/07/2011	1,4202
10/01/2011	1,2903	11/03/2011	1,3773	16/05/2011	1,4143	15/07/2011	1,4146
11/01/2011	1,2948	14/03/2011	1,3948	17/05/2011	1,4171	18/07/2011	1,4045
12/01/2011	1,2973	15/03/2011	1,3884	18/05/2011	1,4227	19/07/2011	1,416
13/01/2011	1,3199	16/03/2011	1,3951	19/05/2011	1,4265	20/07/2011	1,4207
14/01/2011	1,3349	17/03/2011	1,4004	20/05/2011	1,4237	21/07/2011	1,4222
17/01/2011	1,3311	18/03/2011	1,413	23/05/2011	1,402	22/07/2011	1,4391
18/01/2011	1,3371	21/03/2011	1,4194	24/05/2011	1,4089	25/07/2011	1,438
19/01/2011	1,3506	22/03/2011	1,4211	25/05/2011	1,4069	26/07/2011	1,4471
20/01/2011	1,3472	23/03/2011	1,4136	26/05/2011	1,4168	27/07/2011	1,4446
21/01/2011	1,3521	24/03/2011	1,4128	27/05/2011	1,4265	28/07/2011	1,426
24/01/2011	1,3571	25/03/2011	1,4115	30/05/2011	1,4272	29/07/2011	1,426
25/01/2011	1,3596	28/03/2011	1,4032	31/05/2011	1,4385	01/08/2011	1,4415
26/01/2011	1,3681	29/03/2011	1,4066	01/06/2011	1,4408	02/08/2011	1,417
27/01/2011	1,3716	30/03/2011	1,409	02/06/2011	1,446	03/08/2011	1,43
28/01/2011	1,371	31/03/2011	1,4207	03/06/2011	1,4488	04/08/2011	1,4229
31/01/2011	1,3692	01/04/2011	1,4141	06/06/2011	1,4596	05/08/2011	1,4155
01/02/2011	1,3755	04/04/2011	1,424	07/06/2011	1,4652	08/08/2011	1,4225
02/02/2011	1,3803	05/04/2011	1,4166	08/06/2011	1,4608	09/08/2011	1,4267
03/02/2011	1,3745	06/04/2011	1,43	09/06/2011	1,4614	10/08/2011	1,4367
04/02/2011	1,3631	07/04/2011	1,4283	10/06/2011	1,4486	11/08/2011	1,4143
07/02/2011	1,3553	08/04/2011	1,4401	13/06/2011	1,4354	12/08/2011	1,425
08/02/2011	1,3635	11/04/2011	1,4434	14/06/2011	1,4448	15/08/2011	1,4309
09/02/2011	1,3647	12/04/2011	1,447	15/06/2011	1,4292	16/08/2011	1,436
10/02/2011	1,3604	13/04/2011	1,4493	16/06/2011	1,4088	17/08/2011	1,4477
11/02/2011	1,3524	14/04/2011	1,4401	17/06/2011	1,427	18/08/2011	1,4369
14/02/2011	1,344	15/04/2011	1,445	20/06/2011	1,4235	19/08/2011	1,4385
15/02/2011	1,351	18/04/2011	1,4275	21/06/2011	1,4373	22/08/2011	1,4413
16/02/2011	1,351	19/04/2011	1,4302	22/06/2011	1,4397	23/08/2011	1,4462
17/02/2011	1,356	20/04/2011	1,4515	23/06/2011	1,4212	24/08/2011	1,4433
18/02/2011	1,3627	21/04/2011	1,4584	24/06/2011	1,422	25/08/2011	1,4424
21/02/2011	1,3668	26/04/2011	1,4617	27/06/2011	1,4205	26/08/2011	1,4402
22/02/2011	1,3667	27/04/2011	1,4668	28/06/2011	1,4261	29/08/2011	1,4487
23/02/2011	1,3731	28/04/2011	1,4794	29/06/2011	1,4425	30/08/2011	1,4402
24/02/2011	1,3773	29/04/2011	1,486	30/06/2011	1,4453	31/08/2011	1,445
25/02/2011	1,3762	02/05/2011	1,4837	01/07/2011	1,4488	01/09/2011	1,4285
28/02/2011	1,3834	03/05/2011	1,478	04/07/2011	1,45	02/09/2011	1,4255
01/03/2011	1,3825	04/05/2011	1,4882	05/07/2011	1,4461	05/09/2011	1,4126
02/03/2011	1,3809	05/05/2011	1,4814	06/07/2011	1,4318	06/09/2011	1,4099
03/03/2011	1,385	06/05/2011	1,4501	07/07/2011	1,4247	07/09/2011	1,4036

Tabella 5.1: Tassi di cambio Euro/Dollaro 2011

Il passo successivo è quello di calcolare i rendimenti logaritmici tra periodi

adiacenti utilizzando la formula:

$$\ln \frac{S_i(t+1)}{S_i(t)}$$

si nota come per il primo valore della serie storica in esame non sia possibile calcolare il rendimento in quanto viene assunto come punto iniziale della nostra osservazione.

Di seguito viene riportata una tabella rappresentativa dei calcoli

Periodo	Rendimento
03/01/2011-04/01/2011	-1,43%
04/01/2011-05/01/2011	-0,32%
05/01/2011-06/01/2011	-0,72%
06/01/2011-07/01/2011	0,56%
07/01/2011-10/01/2011	-0,24%
10/01/2011-11/01/2011	1,04%
11/01/2011-12/01/2011	0,11%
⋮	⋮
06/09/2011-07/09/2011	-0,41%

Tabella 5.2: Rendimenti logaritmici del processo studiato

A questo punto si possono calcolare i valori di $\hat{\mu}_i$ e $\hat{\sigma}_i^2$ relativi ai rendimenti utilizzando appositi fogli di calcolo:

$$\begin{aligned}\hat{\mu}_i &= 0,0001282 \\ \hat{\sigma}_i^2 &= 0,0000477\end{aligned}$$

Utilizzando poi le due equazioni messe a sistema ricaviamo che i nuovi valori di μ_i e σ_i sono:

$$\begin{aligned}\mu_i &= \hat{\mu}_i + \frac{1}{2}\hat{\sigma}_i^2 = 0,0001520 \\ \sigma_i &= \hat{\sigma}_i^2 = 0,0000477\end{aligned}$$

Con questi valori possiamo a questo punto effettuare una simulazione del processo, successivamente possiamo mettere a confronto i dati della simulazione con quelli reali per capire la bontà del modello, come riportato nella figura sottostante

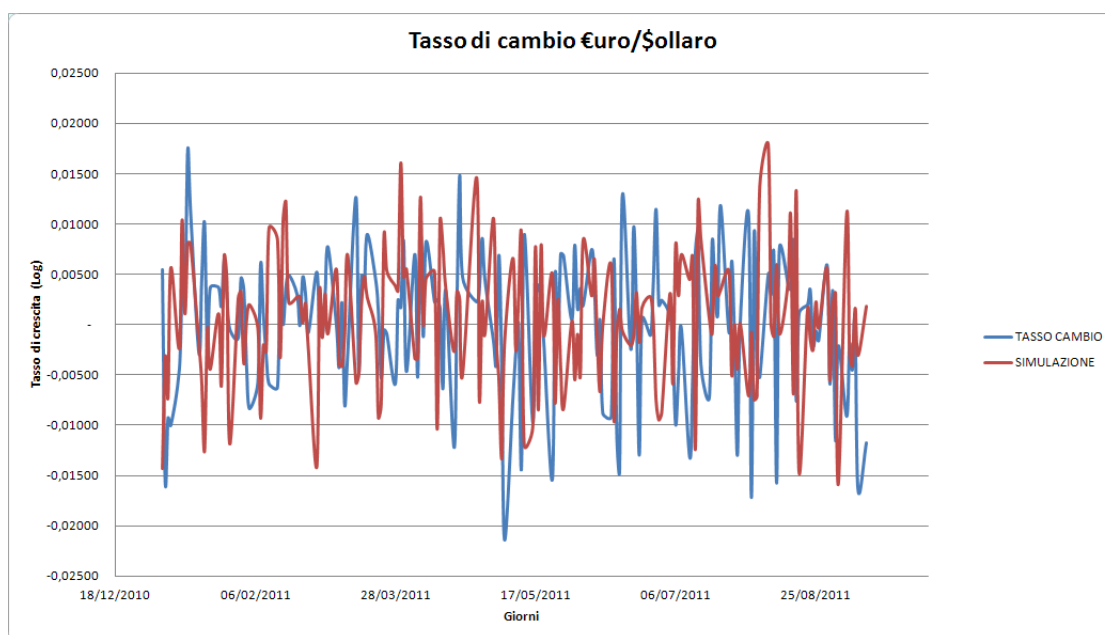


Figura 5.2: Confronto tra simulazione del processo con i valori reali

Ad una prima analisi del grafico, da un punto di vista della forma, sarebbe difficile distinguere qual'è la simulazione e quale il dato reale.

Si può notare che il modello non è in grado di approssimare eventuali picchi, esistono però modelli molto più complessi che rappresentano bene la realtà, ma si paga lo scotto che sono difficili da gestire. L'utilizzo di modelli più semplici, pur catturando solo parzialmente la realtà, consentono di raggiungere comunque risultati conclusivi sui comportamenti da tenere per gli investitori. Nella letteratura finanziaria esistono modelli molto più avanzati di quelli gaussiani, ma per iniziare l'approccio alla finanza, i modelli normali sono fondamentali poichè consentono di raggiungere risultati di facile interpretazione e di accessibile complessità algebrica. I risultati che da essi derivano, possono essere usati come indicazioni di massima a cui attenersi, con l'accortezza che sono validi tanto più la realtà si avvicina alla normalità in termini statistici.

In base a queste considerazioni possiamo osservare dal grafico ad istogramma che la simulazione gaussiana è un buon modello che esprime in maniera abbastanza corretta l'andamento del titolo.

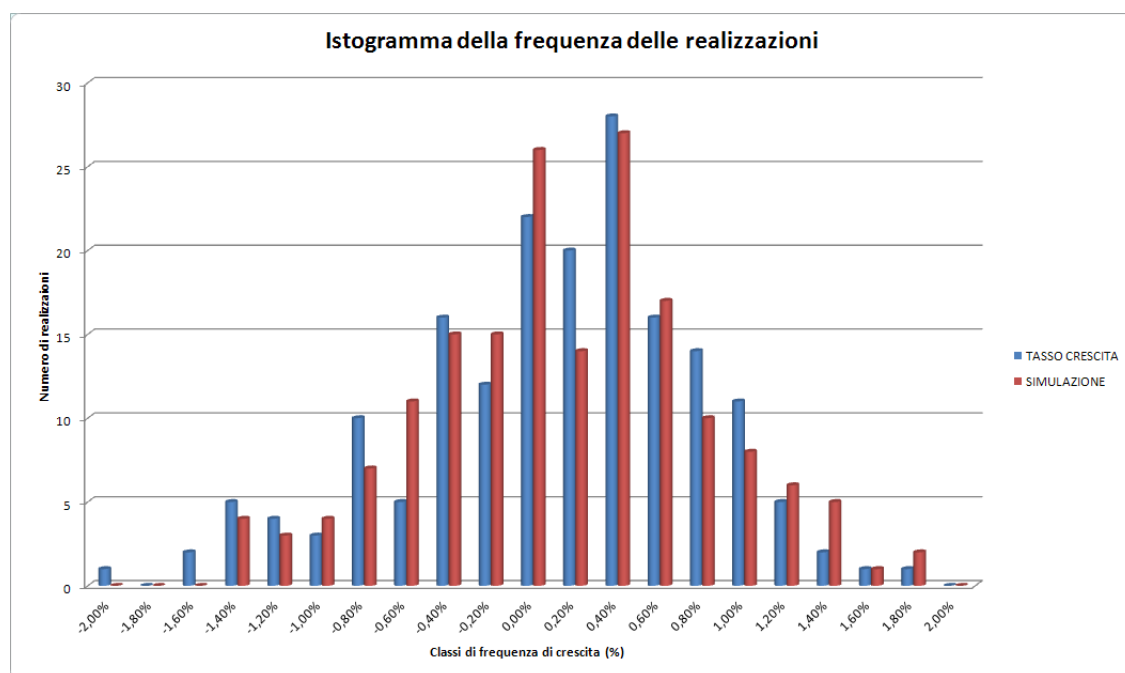


Figura 5.3: Istogramma della frequenza delle realizzazioni

Capitolo 6

Esempio di analisi e gestione di un portafoglio power

6.1 Cos'è la gestione del portafoglio

Le tecniche di gestione del portafoglio forniscono suggerimenti su come investire il capitale in un vasto insieme di mercati (azioni, obbligazioni, valute). Le informazioni di base necessarie a disegnare una strategia di gestione del portafoglio sono principalmente tre.

Come prima cosa bisogna avere un'idea del tipo di mercato di riferimento, in questo caso il mercato energetico. Capire pertanto il tipo di attività finanziaria, la dimensione temporale dei flussi di cassa, ecc. In secondo luogo bisogna stabilire quanto rischio siamo disposti ad accettare in cambio di maggiori rendimenti (Benchmark). Infine bisogna scegliere il tipo di gestione che si vuole intraprendere. Una gestione di tipo attiva permette di affrontare il rischio con interventi organizzativi, con l'obiettivo di ridurre se non eliminare il rischio. Una gestione passiva tende a ridurre il rischio attraverso per esempio l'utilizzo di coperture.

Delineate tutte queste strategie di allocazione del portafoglio il passo successivo, cosa per niente facile, è l'implementazione cioè tradurre il tutto in strategie di tipo operativo.

Nelle prossime sezioni verrà presentato un modello di portafoglio energetico, soggetto a vari rischi. Verrà data una rappresentazione dello stesso suddivisa in fonti e impieghi, successivamente sarà redatta una prima analisi sui possibili margini di profitto e infine si cercherà di calcolare il Risk Capital a cui il portafoglio è soggetto.

6.2 Presentazione di un portafoglio power

Per dare una rappresentazione semplificata ed immediata di un portafoglio energy si decide spesso di suddividere lo stesso tra fonti e impieghi, cioè tra fornitori e clienti. Questa suddivisione permette una più semplice lettura tra i costi e i ricavi aziendali,

permette inoltre di avere una visione più completa e dà la possibilità di effettuare analisi mirate sui singoli costi di ogni attività.

Nel caso particolare per la parte di approvvigionamento è stata simulata la presenza di:

- una centrale di produzione profilata su base oraria, il prezzo è stato fissato con la formula GasRelease 2007¹ con uno sconto di 2€/MWh Calendar 2011;
- una fornitura proveniente da più contratti OTC per un totale di 35 MW BaseLoad prezzo fisso ponderato di 72€/MWh Calendar 2011;
- una fonte di approvvigionamento data da un contratto OTC 20 MW BaseLoad prezzo indicizzato ITEC²+2,5€/MWh sempre Calendar 2011.

FONTI					
Tipo	Indice	Profilo	MW	MWh	Prezzo medio (euro/MWh)
Centrale	GR-07	Profilato	-	73.000	GR07-0,02
OTC 1	FIX	BaseLoad	35	306.600	72
OTC 2	ITEC	BaseLoad	20	175.200	ITEC+2,5

Tabella 6.1: Fonti di approvvigionamento

Per la parte impieghi, i vari contratti stipulati con i clienti, hanno portato essenzialmente a due tipologie di vendita:

- un profilo di vendita a prezzo FIX con prezzo medio di 74€/MWh
- un profilo di vendita a prezzo PUN maggiorato di 2€/MWh

IMPIEGHI					
Tipo	Indice	Profilo	MW	MWh	Prezzo medio (euro/MWh)
Domestici	FIX	Profilato	-	350.000	74
Business	PUN	Profilato	-	240.000	PUN+2

Tabella 6.2: Vendite ai clienti

La prima tipologia di prezzo è stata principalmente proposta ai piccoli consumatori, tipologie di clienti come domestici e piccole attività aziendali, per i quali il prezzo fisso è più appetibile in quanto non vengono esposti ai rischi di mercato. La seconda tipologia invece ha premiato in qualche modo i grossi consumatori (clienti energivori) che, restando esposti ai prezzi di mercato, per i primi 7 mesi di consuntivo vedranno un margine di guadagno rispetto al prezzo fisso di circa 4€/MWh.

¹con il termine GasRelease 2007 si intende la procedura d'asta avviata nel 2007 per l'assegnazione dei lotti offerti da Eni S.p.A. di gas al punto di scambio virtuale, il prezzo si sviluppa tramite una specifica formula.

²l'indice ITEC (Italian Thermoelectric Cost) rappresenta una formula per il calcolo del costo medio variabile del parco termoelettrico italiano.

A prima vista dalle due tabelle si nota chiaramente come la totalità delle vendite non è stata completamente coperta da acquisti. Questo implica che l'azienda prevede di acquistare il differenziale direttamente in borsa elettrica. Si nota inoltre che solamente 85% delle vendite a prezzo FIX è stata coperta con un acquisto a FIX, mentre per i clienti a prezzo PUN, solamente il 15% sarà acquistato direttamente a mercato. Il mismatching tra indici di acquisto e vendita indica che il tipo di strategia utilizzata per la gestione di questo portafoglio non è quindi totalmente passiva.

Per tutte le successive simulazione è bene ricordare che i dati riportati saranno consuntivati fino al 31 Luglio 2011, i successivi valori andranno a modificare gli indici forward, le curve di profilo ed altri parametri per analizzare i risultati.

6.3 La profilazione dei volumi

Come spiegato nel paragrafo 2.4.3, il mercato elettrico è una piattaforma ad aste che regola ora per ora il prezzo dell'energia scambiata. In quest'ottica, per ottenere una simulazione il più possibile veritiera con la realtà, tutti i dati devono essere necessariamente profilati a livello orario. La difficoltà che sta alla base di queste simulazioni riguarda proprio la struttura della base dati che deve essere sufficientemente adeguata al volume di informazioni che si intende analizzare. Basti pensare che per rappresentare un anno, ogni profilo deve essere suddiviso in 8760 valori (il numero delle ore presenti in un anno).

Molto spesso nelle simulazioni si rende quindi necessario accorpare più profili per tipologia di prezzo in modo da ridurre le dimensioni dei database che altrimenti arriverebbero a rallentare enormemente i tempi di simulazione e ad occupare volumi di spazio notevoli. E' per questo che il supporto di calcolatori, al fine di riuscire ad effettuare analisi in tempi relativamente brevi, è praticamente d'obbligo.

Sono state quindi raggruppate le varie curve e rappresentate tramite 3 profili di acquisto e 2 profili di vendita, ad ognuno di questi profili è stato affiancato il prezzo orario ponderato. La prima cosa che si deve andare a quantificare sono tutte le posizioni short e long tra l'acquisto e la vendita di energia. Essendo il mercato elettrico un mercato che comunque deve rispettare alcune regole dettate dalla struttura fisica del sistema (la necessità di un bilanciamento continuo tra energia prodotta e consumata), si possono monitorare e monetizzare immediatamente tutti gli sfridi orari che vengono regolati con la borsa elettrica.

$$\Delta VolumeBORSA(MWh) = \sum Fonti(MWh) - \sum Impieghi(MWh)$$

Il segno del risultato determina quindi se sarà necessario effettuare un'acquisto (segno +) oppure una vendita (segno -) a mercato.

Di seguito viene riportata una tabella dove si mostra nel dettaglio il bilanciamento orario del sistema tra Impieghi e Fonti:

Data	Domestici	Business	Centrale	OTC 1	OTC 2	Delta (MWh)
18/04/2011-1:00	-26,72	-15,06	0,00	35	20	-13,22
18/04/2011-2:00	-23,39	-13,96	0,00	35	20	-17,65
18/04/2011-3:00	-21,97	-14,51	0,00	35	20	-18,52
18/04/2011-4:00	-21,47	-15,01	0,00	35	20	-18,52
18/04/2011-5:00	-21,46	-15,87	0,00	35	20	-17,67
18/04/2011-6:00	-22,60	-21,16	0,00	35	20	-11,24
18/04/2011-7:00	-26,34	-25,85	0,00	35	20	-2,81
18/04/2011-8:00	-34,68	-33,56	0,00	35	20	13,24
18/04/2011-9:00	-40,24	-33,59	10,00	35	20	8,83
18/04/2011-10:00	-41,33	-33,36	15,00	35	20	4,69
18/04/2011-11:00	-40,32	-35,70	15,00	35	20	6,02
18/04/2011-12:00	-40,16	-36,33	15,00	35	20	6,49
18/04/2011-13:00	-36,80	-36,00	15,00	35	20	2,8
18/04/2011-14:00	-35,42	-35,09	15,00	35	20	0,51
18/04/2011-15:00	-37,16	-36,88	15,00	35	20	4,04
18/04/2011-16:00	-37,77	-35,70	15,00	35	20	3,47
18/04/2011-17:00	-38,66	-32,15	15,00	35	20	0,81
18/04/2011-18:00	-39,97	-28,71	15,00	35	20	-1,32
18/04/2011-19:00	-42,36	-27,16	15,00	35	20	-0,48
18/04/2011-20:00	-46,35	-25,82	15,00	35	20	2,17
18/04/2011-21:00	-51,48	-24,08	15,00	35	20	5,56
18/04/2011-22:00	-50,15	-23,07	10,00	35	20	8,22
18/04/2011-23:00	-42,27	-22,83	0,00	35	20	10,1
18/04/2011-24:00	-34,28	-23,57	0,00	35	20	2,58
19/04/2011-1:00	-28,15	-23,60	0,00	35	20	-3,25
19/04/2011-2:00	-24,32	-22,05	0,00	35	20	-8,63
19/04/2011-3:00	-22,22	-21,62	0,00	35	20	-11,16
19/04/2011-4:00	-21,57	-23,27	0,00	35	20	-10,16
19/04/2011-5:00	-21,54	-24,19	0,00	35	20	-9,27
19/04/2011-6:00	-22,70	-25,68	0,00	35	20	-6,62
19/04/2011-7:00	-26,25	-31,30	0,00	35	20	2,55
19/04/2011-8:00	-34,79	-36,52	0,00	35	20	16,31
19/04/2011-9:00	-40,34	-38,15	10,00	35	20	13,49
19/04/2011-10:00	-41,76	-36,77	15,00	35	20	8,53
19/04/2011-11:00	-40,84	-36,70	15,00	35	20	7,54
19/04/2011-12:00	-40,71	-37,12	15,00	35	20	7,83
19/04/2011-13:00	-37,10	-35,91	15,00	35	20	3,01

Tabella 6.3: Profilo orario impieghi e fonti

Ora per ora è possibile quindi conoscere il saldo monetario derivante dall'energia acquistata/venduta in borsa attraverso una semplice moltiplicazione dei volumi scambiati per i prezzi generati a mercato determinati dall'intersezione tra domanda e offerta, (vedi paragrafo 2.4.4).

$$CostiMGP(Euro) = \Delta VolumeMGP(MWh) \times PrezzoOrario(Euro/MWh)$$

Data	Delta (MWh)	Prezzi PUN (€/MWh)	Costo (€)
18/04/2011-1:00	13,22	60,11	794,89
18/04/2011-2:00	17,65	50,00	882,64
18/04/2011-3:00	18,51	49,33	913,21
18/04/2011-4:00	18,51	49,25	911,92
18/04/2011-5:00	17,67	49,37	872,48
18/04/2011-6:00	11,24	51,58	579,81
18/04/2011-7:00	2,80	63,75	178,75
18/04/2011-8:00	-13,24	73,41	-972,50
18/04/2011-9:00	-8,82	83,60	-738,10
18/04/2011-10:00	-4,68	76,49	-358,60
18/04/2011-11:00	-6,01	75,77	-456,12
18/04/2011-12:00	-6,49	72,72	-472,00
18/04/2011-13:00	-2,79	67,93	-189,86
18/04/2011-14:00	-0,51	65,90	-33,73
18/04/2011-15:00	-4,04	67,84	-274,51
18/04/2011-16:00	-3,46	68,10	-236,21
18/04/2011-17:00	-0,81	69,08	-56,21
18/04/2011-18:00	1,31	66,59	57,79
18/04/2011-19:00	0,48	66,28	31,95
18/04/2011-20:00	-2,16	69,57	-150,80
18/04/2011-21:00	-5,56	89,28	-496,54
18/04/2011-22:00	-8,22	71,20	-585,59
18/04/2011-23:00	-10,09	69,10	-697,43
18/04/2011-24:00	-2,84	61,03	-173,74
19/04/2011-1:00	3,25	56,56	180,62
19/04/2011-2:00	8,63	49,22	424,90
19/04/2011-3:00	11,15	46,94	523,66
19/04/2011-4:00	10,15	46,00	467,21
19/04/2011-5:00	9,27	46,00	426,46
19/04/2011-6:00	6,61	50,00	330,66
19/04/2011-7:00	-2,55	61,49	-156,80
19/04/2011-8:00	-16,30	66,58	-1085,67
19/04/2011-9:00	-13,49	76,39	-1031,21
19/04/2011-10:00	-8,53	80,08	-683,41
19/04/2011-11:00	-7,53	79,70	-600,87
19/04/2011-12:00	-7,83	73,67	-577,32
19/04/2011-13:00	-3,01	70,97	-213,52

Tabella 6.4: Profilo volumi a mercato e relativi prezzi di acquisto/vendita

Solitamente si preferisce rappresentare in un formato grafico questi risultati per avere una lettura più immediata e conoscere meglio l'esposizione a mercato.

Il primo grafico rappresenta la curva di prelievo settimanale (lunedì-domenica) dei clienti sovrapposta alla curva di approvvigionamento.

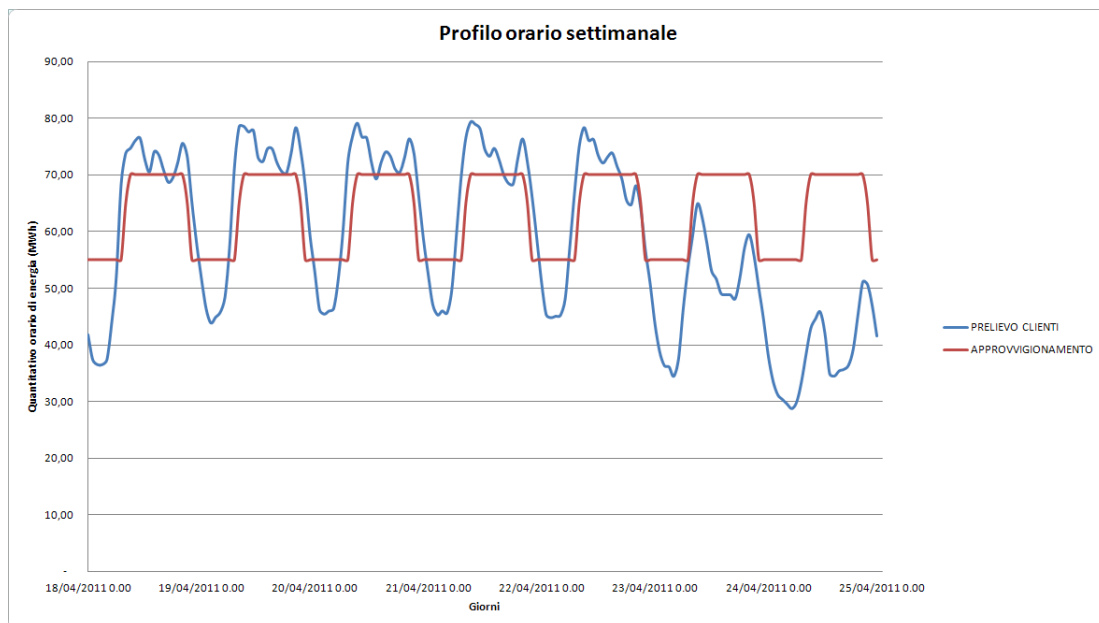


Figura 6.1: Profilo orario settimanale acquisti-vendite

Dove la curva di colore blu sta sopra la curva rossa sarà necessario acquistare il differenziale a mercato per mantenere bilanciato il sistema, viceversa nel caso contrario.

Il successivo grafico rappresenta proprio questo differenziale tra acquisti e vendite che dovrà essere regolato con la Borsa Elettrica (quando la curva è positiva segnala una vendita a mercato, se la curva è negativa sarà necessario acquistare dal mercato).

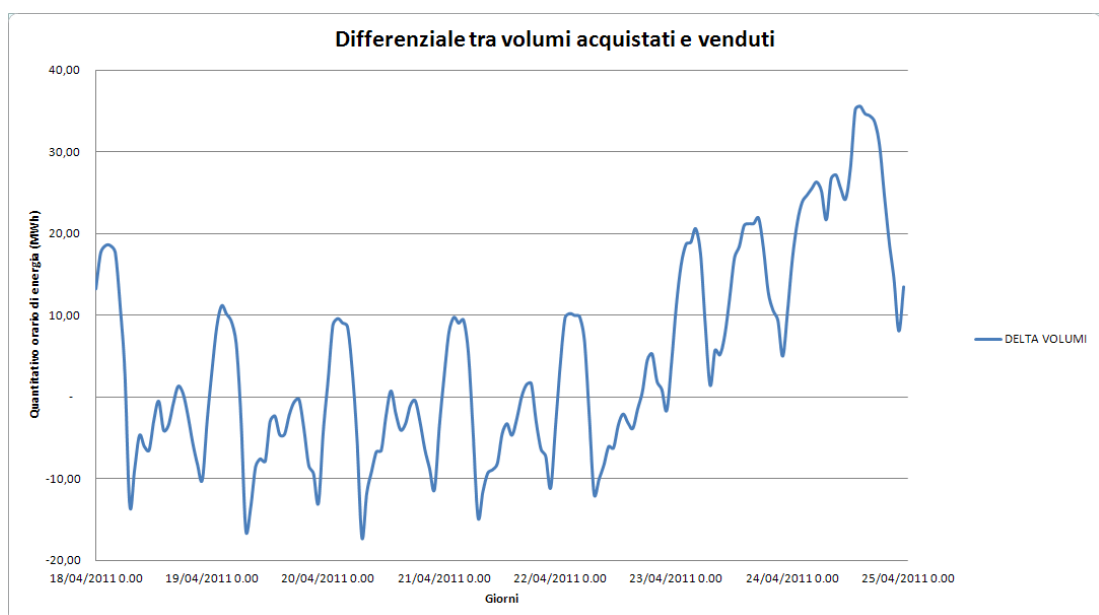


Figura 6.2: Profilo orario dei volumi scambiati col mercato elettrico

Il grafico a seguire rappresenta l'istogramma delle partite economiche che dovranno essere regolate con la Borsa Elettrica giorno per giorno (istogramma positivo indica un ricavo dal mercato, istogramma negativo un costo).

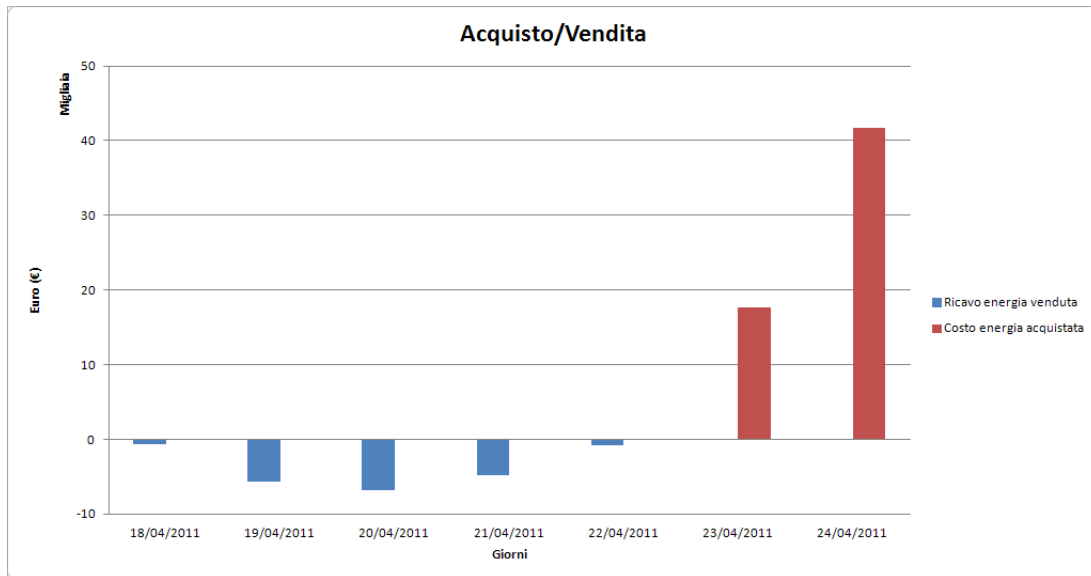


Figura 6.3: Regolazione economica con il mercato elettrico

6.4 Il Mark To Market del portafoglio

Il *Mark To Market* è l'espressione utilizzata per qualificare il metodo di valutazione in base al quale il valore di uno strumento o contratto finanziario è sistematicamente aggiustato in funzione dei prezzi correnti di mercato. Se si volesse fare una traduzione letterale si potrebbe usare l'espressione: "valutare secondo il mercato".

Le attività finanziarie, ma anche quelle reali, possono quindi essere valutate secondo il costo storico, oppure secondo una procedura detta di "costo corrente", che sarebbe il costo storico riportato ad oggi mediante un indice dei prezzi, o ancora secondo il prezzo di mercato. Nell'ottica di stabilire la "verità dei bilanci" i principi contabili solitamente impongono di usare il mark to market per valutare attività e passività finanziarie.

Per effettuare una valutazione del portafoglio in oggetto è pertanto necessario calcolare il mark to market al fine di elaborare un primo risultato dell'EBITDA.

L'EBITDA³, altro termine inglese che spesso si incontra nel mondo finanziario, rappresenta l'utile prima degli interessi passivi, imposte e ammortamenti su beni materiali e immateriali. Questo indicatore, risulta utile anche per comparare i risultati di diverse aziende che operano in uno stesso settore. Viene spesso utilizzato in quanto è molto simile al valore dei flussi di cassa prodotti da una azienda, fornisce quindi indicazioni significative al fine di valutarne il valore. Può essere inoltre utilizzato per calcolare il risultato operativo di un'azienda (partendo dall'utile lordo,

³EBITDA, acronimo che sta per Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization

togliendo le imposte, gli ammortamenti, i deprezzamenti e gli interessi dell'azienda), se i costi saranno maggiori dei ricavi, si avrà una perdita, rispettivamente se figureranno dei ricavi maggiori dei costi, si avrà un utile.

Quello che ovviamente risulta complesso in questo tipo di analisi è riuscire ad effettuare un'ipotesi di proiezione dei volumi e dei prezzi del bene a medio/lungo termine. Nel caso in esame riuscire a fare un'ipotesi di movimento degli indici con cui il bene (l'energia) è stata acquistata/venduta e dei volumi che verranno impegnati e scambiati.

E' proprio in questo che il metodo scelto per il mark to market gioca un ruolo davvero importante per l'analisi che si intende effettuare.

Di seguito viene rappresentata una possibile proiezione degli indici da Agosto a Dicembre 2011 ricavati dalle simulazioni effettuate:

Consuntivo (€/MWh)							
Indici	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug
PUN	65,00	66,28	68,18	65,18	71,28	68,41	69,74
ITEC	65,19	66,69	68,66	72,56	75,93	76,75	78,56
GR07	59,73	60,28	60,35	63,39	65,42	68,63	70,85

Proiezione (€/MWh)							
Indici	Ago	Sett	Ott	Nov	Dic		
PUN	77,12	77,06	79,98	79,65	79,46		
ITEC	81,13	80,72	80,13	79,35	80,19		
GR07	73,22	74,79	76,68	77,88	77,68		

Tabella 6.5: Proiezioni prezzi indicizzati secondo semestre 2011

Una singola proiezione non è comunque sufficiente per ricavare una stima attendibile dell'EBITDA. Ecco perchè per ogni indice di prezzo sono stati ricavati i parametri essenziali utili per simulare n proiezioni forward al fine di considerare il maggior numero di casi possibili.

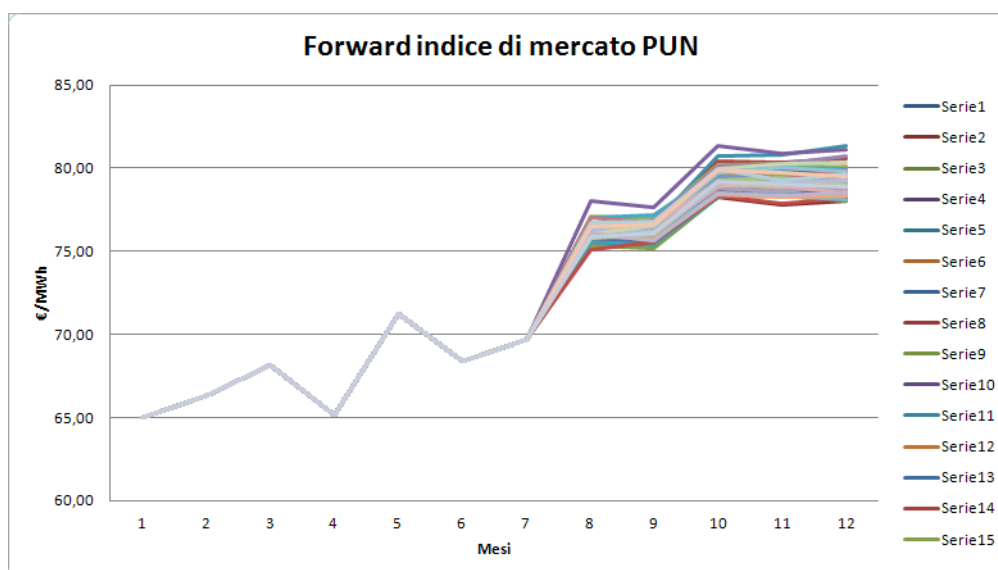


Figura 6.4: Distribuzione degli scenari indice PUN

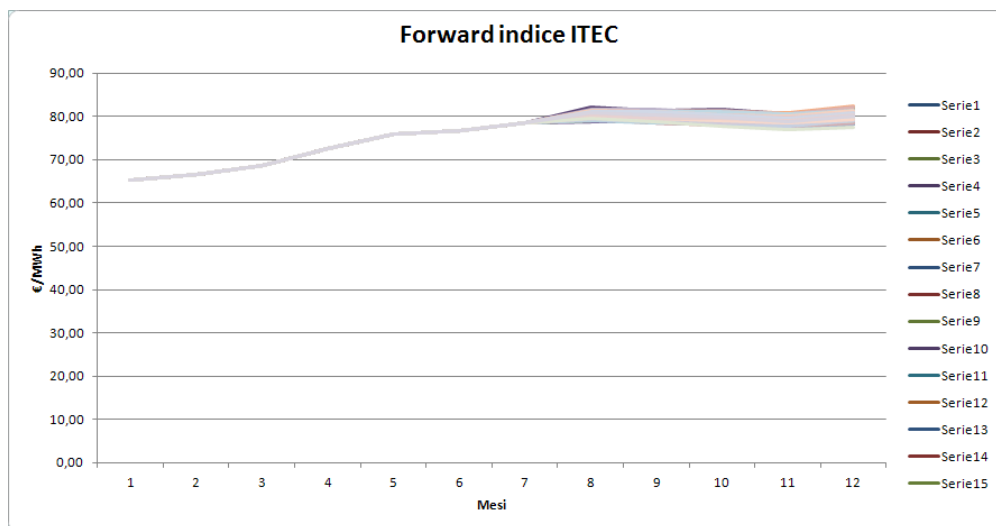


Figura 6.5: Distribuzione degli scenari indice ITEC

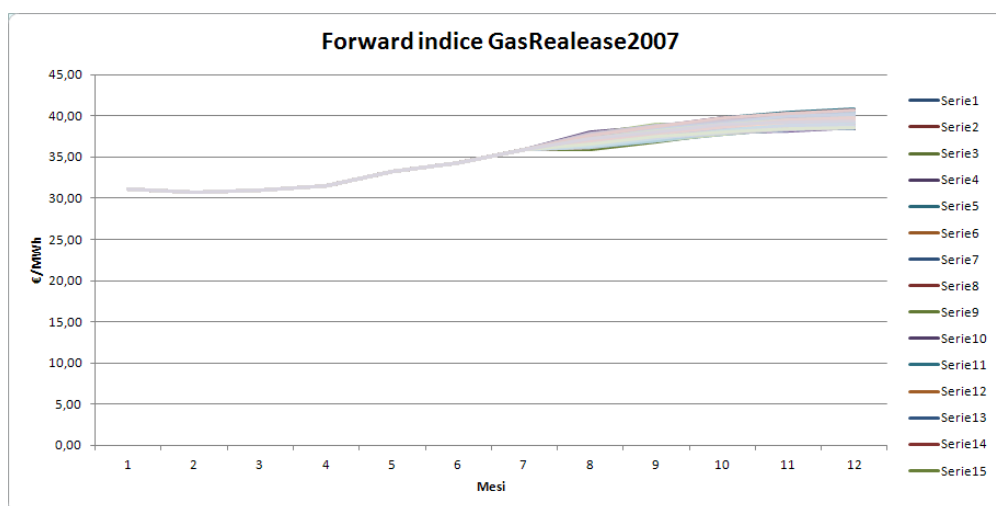


Figura 6.6: Distribuzione degli scenari indice GasRelease2007

Possiamo ad esempio notare dalle simulazioni che l'indice PUN ha un'apertura molto più ampia e i suoi cambi sono molto più repentini a conferma del fatto che l'esposizione completa a prezzo di mercato comporta rischi maggiori. Negli altri due casi essendo gli indici ITEC e GR07 calcolati utilizzando formule che mediano il prezzo con valori di 3, 6 o 9 mesi precedenti, l'andamento è più smorzato.

A questo punto, utilizzando i valori a consuntivo e prendendo a caso un profilo forward per ogni indice, è possibile fare una prima ipotesi di margine di portafoglio suddiviso tra impieghi e fonti con il calcolo finale dell'EBITDA.

IMPIEGHI (€)	
Clientsi FIX	25.900.000
Clientsi PUN	17.827.518
Totale Impieghi	43.727.518
FONTI (€)	
OTC FIX	-22.075.200
OTC ITEC	-13.672.842
Centrale GR07	-4.903.053
Totale Fonti	-40.651.095
RIEPILOGO (€)	
Impieghi	43.727.518
Fonti	-40.651.095
Regolazione a PUN degli sfridi	-2.592.138
EBITDA (€)	484.285

Tabella 6.6: Calcolo approssimativo EBITDA Anno 2011

Il margine a Mart To Market calcolato è di 484.285€.

I dati economici sono ricavati dai dati dei volumi moltiplicati per il prezzo medio stabilito secondo i contratti definiti.

6.5 Simulazione dei rischi

L'analisi appena conclusa deriva dal Mark To Market del portafoglio portato come esempio, ci si rende immediatamente conto però che i risultati sarebbero attendibili solo se fossero a consuntivo in quanto sia per gli indici di prezzo che per i profili di consumo sono state fatte delle ipotesi sui valori futuri. Ipotesi rappresentative della realtà, ma anche sensibili scostamenti potrebbero influire in maniera significativa sul margine atteso.

I prezzi dei sottostanti sono variabili aleatorie (le cui dinamiche sono state spiegate nei precedenti capitoli) che possono essere simulate al fine di valutare come cambia il margine del portafoglio al variare dei prezzi di mercato. Lo stesso dicasi per i volumi, è chiaro che anche la clientela non preleva un quantitativo fisso di energia uguale ogni giorno, ed è anche su questo che si cercherà di dare una rappresentazione per cercare di capire come può variare un portafoglio e i rischi a cui si va incontro.

Si scopre ben presto che non si ha un'adeguata sensibilità per valutare il risultato ottenuto, preme quindi capire quanto lo stesso rappresenta il portafoglio in esame.

Avendo a disposizione quindi n scenari forward di ogni variabile aleatoria coinvolta, generati utilizzando simulazioni di Monte Carlo, verrà di volta in volta calcolato il Mark To Market del portafoglio al fine di produrre un numero sufficientemente elevato di simulazioni dalle quali ricavare il valore medio atteso di guadagno.

Ai fini didattici verranno studiati i tre principali rischi che influiscono sui profitti di un portafoglio power:

- Risk Price: il rischio che il valore di un titolo o di un portafoglio di titoli diminuirà in futuro
- Risk Replacement: il rischio che insorge quando si verificano variazioni dei consumi dei clienti finali rispetto alle previsioni a medio lungo termine
- Rischio Rendimento: il rischio legato agli impianti di produzione/trasformazione di energia che utilizzano fonti primarie per la generazione di energia elettrica. Solitamente l'indice di efficienza diminuisce nel tempo a causa di degrado dei macchinari per la produzione

Per ognuno di questi tre fattori di rischio sono stati ricavati, dai margini derivanti dagli n scenari di simulazione, un istogramma ed inoltre è stato calcolato il PaR⁴ 95%, che sta ad indicare lo scostamento dal margine atteso. Alla fine, dal momento che risulta difficile trovare una correlazione tra i 3 diversi PaR 95%, tali valori ricavati sono stati quindi sommati, ottenendo un indice di riferimento, cioè il Risk Capital che per sua definizione rappresenta l'investimento minimo necessario all'impresa per assicurarsi una copertura da possibili perdite.

Con tale metodologia il Risk Capital va considerato come un semplice indice da monitorare, utile per ridimensionare il portafoglio nel caso in cui venga superata una soglia limite definita dall'azienda. Nel caso di rischi non liquidi, il superamento della soglia limite presuppone la definizione di nuove procedure o di avviamento di processi aziendali al fine di ridurre i medesimi rischi.

6.5.1 Risk Price

La prima simulazione ha come scopo quello di modificare gli n scenari legati ai prezzi PUN, GasRelease07, ITEC e di calcolare l'EBITDA per ogni scenario.

Di seguito vengono riportati una serie di risultati su tabella e una rappresentazione ad istogramma di più facile comprensione:

⁴Profit at Risk: misura statistica del massimo scostamento potenziale negativo del margine atteso in caso di movimenti sfavorevoli dei mercati, con un dato orizzonte temporale e intervallo di confidenza.

Scenari	n 1	n 2	n 3	n 4	n 5	n 6	...	n 1000
Gen	130.277	130.277	130.277	130.277	130.277	130.277	...	130.277
Feb	134.752	134.752	134.752	134.752	134.752	134.752	...	134.752
Mar	125.775	125.775	125.775	125.775	125.775	125.775	...	125.775
Apr	399	399	399	399	399	399	...	399
Mag	46.103	46.103	46.103	46.103	46.103	46.103	...	46.103
Giu	-25.030	-25.030	-25.030	-25.030	-25.030	-25.030	...	-25.030
Lug	-51.712	-51.712	-51.712	-51.712	-51.712	-51.712	...	-51.712
Ago	22.442	19.804	17.135	15.044	20.619	13.367	...	16.253
Set	8.438	7.461	3.128	6.045	8.594	1.136	...	4.372
Ott	52.051	50.153	44.667	48.808	50.626	42.890	...	44.087
Nov	56.073	51.937	45.230	54.174	53.853	45.803	...	44.658
Dic	32.194	32.830	24.792	32.802	30.742	24.753	...	24.158
Tot	531.762	522.749	495.516	517.437	524.998	488.513	...	494.092

Tabella 6.7: Scenari simulazione Risk Price

A questo punto se si vuole dare una rappresentazione grafica dell’andamento e delle frequenze delle realizzazioni si riesce ad avere una visione più intuitiva del rischio legato agli indici di prezzo

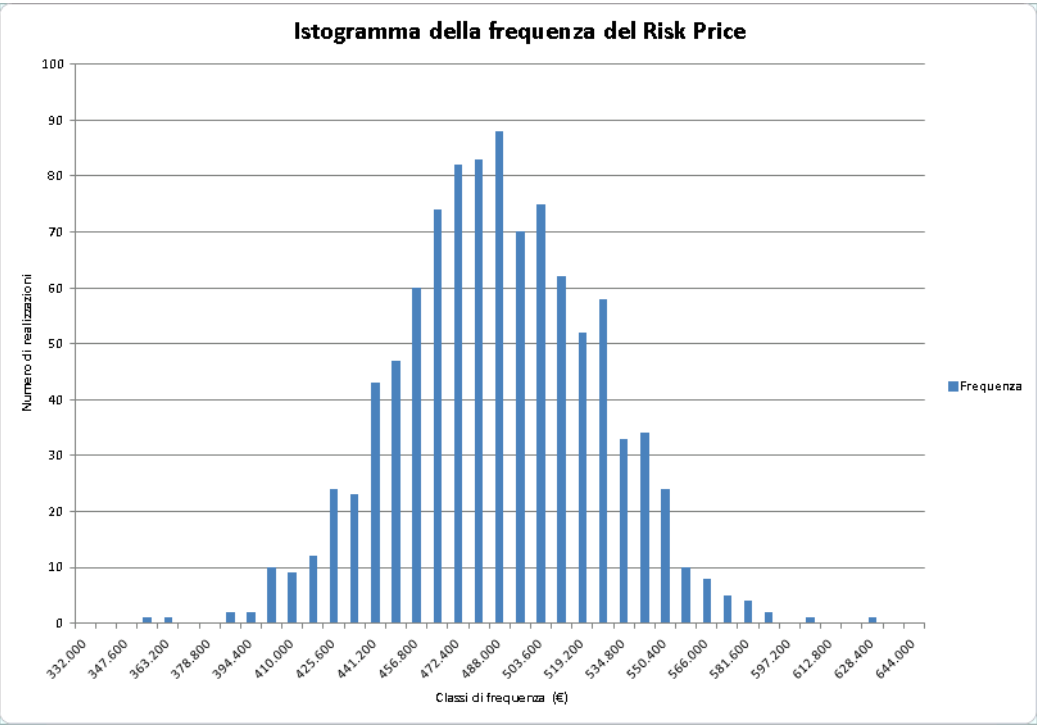


Figura 6.7: Istogramma margini totali ottenuti dalla simulazione per il Risk Price

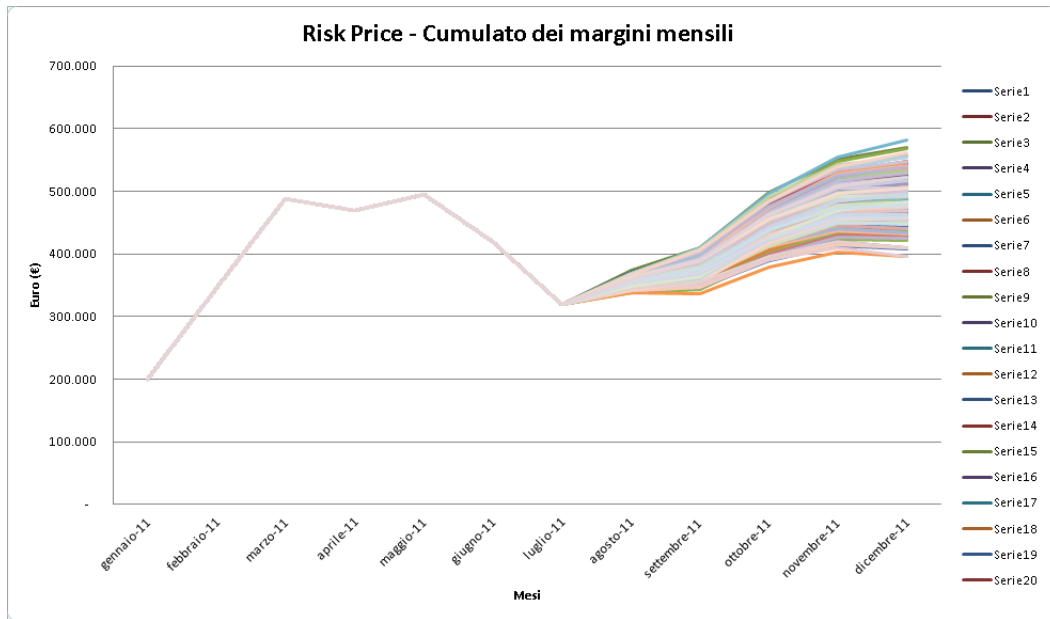


Figura 6.8: Cumulato margini mensili 2011 per il Risk Price

Possiamo quindi ricavare il margine atteso medio che è di 510.000€, il PaR 95% calcolato come percentile delle n simulazioni è $510.000 - 471.757 = 38.243€$.

6.5.2 Risk Replacement

Lo scopo principale di questa analisi è capire quanto lo scostamento sui profili di consumo dei clienti può influire sul margine del portafoglio in esame. Anche per questa simulazione si è proceduto simulando n scenari legati a diversi profili di consumo dei clienti. Bisogna ricordare che l'eventuale modifica del profilo influisce sulle posizione short o long nei confronti del mercato con una variazione di esposizione sui prezzi che si formeranno in borsa.

Operativamente sono stati modificati a livello orario i consumi dei clienti che compongono i due profili di impiego generali come da tabella 6.3. I profili sono stati incrementati/decrementati in maniera aleatoria di un fattore $x\%$. Per rendere la simulazione ancora più vicina alla realtà si è ipotizzata inoltre la possibilità di perdere un cliente dal portafoglio e quindi incontrare un possibile sbilanciamento improvviso lato vendita.

Riportiamo come nel precedente caso i medesimi grafici e tabelle così da poter avere un confronto immediato sui due tipi di rischio fin qui simulati.

Scenari	n 1	n 2	n 3	n 4	n 5	n 6	...	n 1000
Gen	130.277	130.277	130.277	130.277	130.277	130.277	...	130.277
Feb	134.752	134.752	134.752	134.752	134.752	134.752	...	134.752
Mar	125.775	125.775	125.775	125.775	125.775	125.775	...	125.775
Apr	399.000	399.000	399.000	399.000	399.000	399.000	...	399.000
Mag	46.103	46.103	46.103	46.103	46.103	46.103	...	46.103
Giu	-25.030	-25.030	-25.030	-25.030	-25.030	-25.030	...	-25.030
Lug	-51.712	-51.712	-51.712	-51.712	-51.712	-51.712	...	-51.712
Ago	18.255	18.083	17.594	18.409	17.457	18.174	...	17.675
Set	5.109	4.931	4.436	5.235	4.303	5.015	...	4.518
Ott	47.575	47.212	46.295	47.490	46.129	47.276	...	46.455
Nov	49.688	49.355	48.474	49.747	48.280	49.456	...	48.625
Dic	27.727	27.396	26.520	27.801	26.323	27.502	...	26.670
Tot	582.036	581.575	580.998	579.784	581.430	580.983	...	581.148

Tabella 6.8: Scenari simulazione Risk Replacement

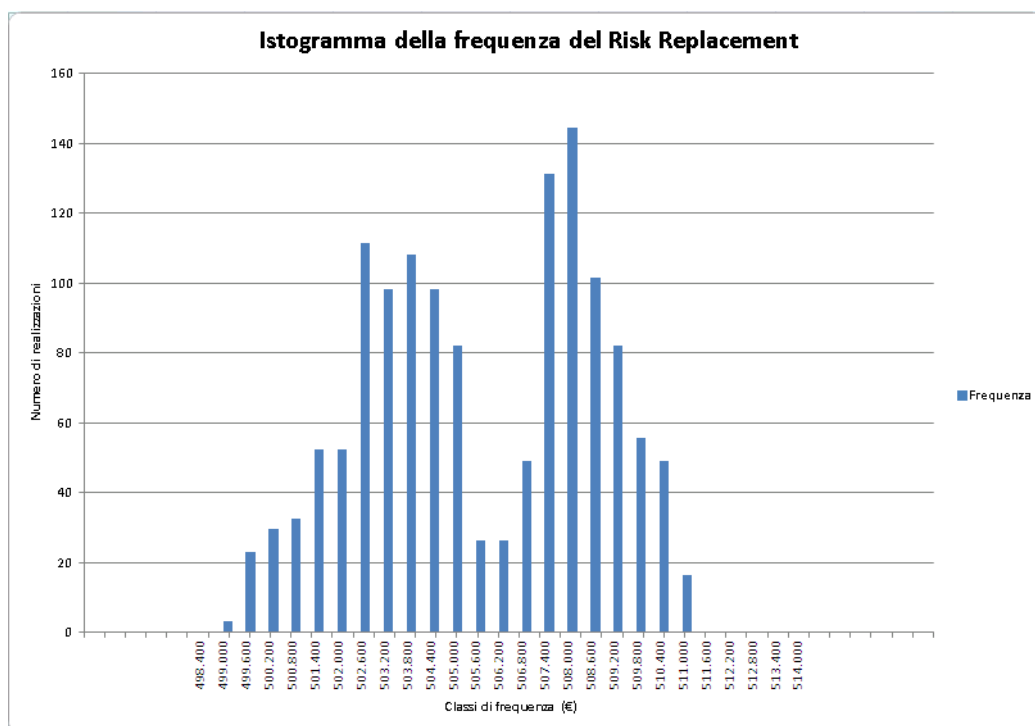


Figura 6.9: Istogramma margini totali ottenuti dalla simulazione per il Risk Replacement

Si può a prima vista notare come la perdita improvvisa di un cliente, e quindi la scelta di eliminare su alcune simulazioni un profilo di consumo ha portato alla generazione di due Gaussiane. E' facilmente comprensibile in quanto la presenza o meno di un quantitativo rilevante di energia da regolare a mercato a partire da un determinato momento comporta lo scostamento dei margini.

Comunque, come si può notare dalla prossima figura lo scostamento in termini di margini finali è talmente localizzato che non comporta una sostanziale perdita di profitto. Anzi è possibile notare che il Risk Replacement incide in maniera

molto meno significativa del Risk Price, come ovviamente ci si aspettava in fase di definizione del portafoglio.

Possiamo stimare che il margine medio atteso oscilla attorno ai 509.000€, il PaR 95% calcolato come percentile delle n simulazioni è 509.000-501.286=7.714€.

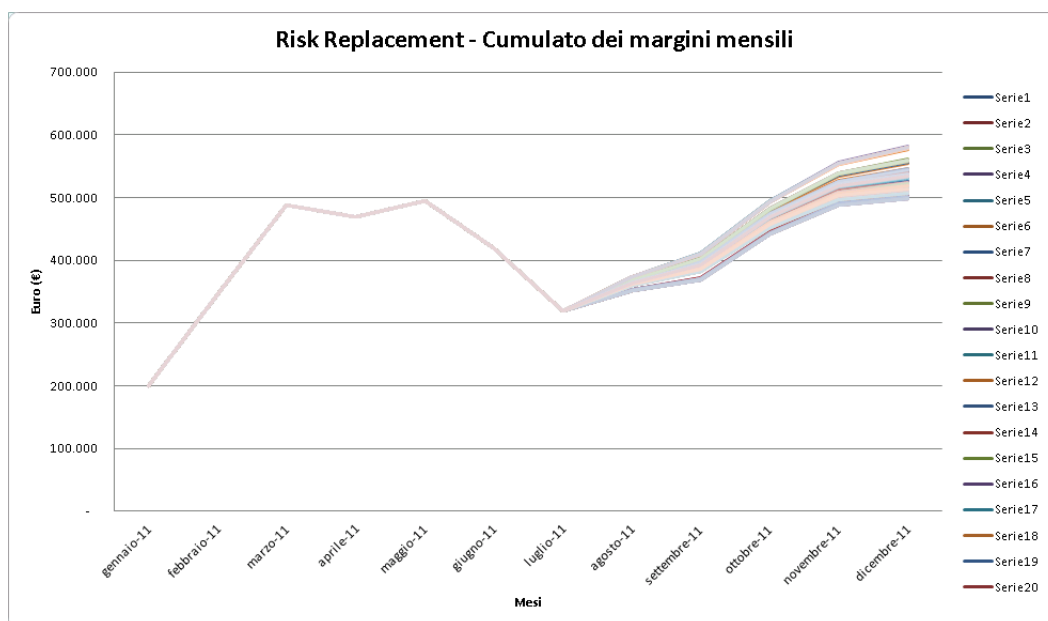


Figura 6.10: Cumulato margini mensili 2011 per il Risk Replacement

6.5.3 Rischio Rendimento

Come nelle precedenti simulazioni anche in questo caso l'analisi prenderà in considerazione possibili variazioni sul rendimento della centrale CCGT che indicato col produttore in sede di stipula del contratto. Anche per la terza simulazione sono stati generati n scenari, utilizzando il modello Monte Carlo, i quali andranno a modificare in maniera sensibile il profilo della centrale in funzione anche della stagionalità.

Quello che ci si aspetterà di vedere sarà un sostanziale scostamento del volume di energia che non verrà più garantita dalla centrale, ma dovrà essere di volta in volta bilanciata confrontandosi con il mercato e quindi con l'esposizione dei prezzi a mercato.

Di seguito i risultati su tabella e una rappresentazione ad istogramma:

Scenari	n 1	n 2	n 3	n 4	n 5	n 6	...	n 1000
Gen	130.277	130.277	130.277	130.277	130.277	130.277	...	130.277
Feb	134.752	134.752	134.752	134.752	134.752	134.752	...	134.752
Mar	125.775	125.775	125.775	125.775	125.775	125.775	...	125.775
Apr	399.000	399.000	399.000	399.000	399.000	399.000	...	399.000
Mag	46.103	46.103	46.103	46.103	46.103	46.103	...	46.103
Giu	-25.030	-25.030	-25.030	-25.030	-25.030	-25.030	...	-25.030
Lug	-51.712	-51.712	-51.712	-51.712	-51.712	-51.712	...	-51.712
Ago	29.221	9.761	32.249	-8.853	11.719	20.768	...	21.984
Set	18.628	4.848	7.933	7.287	-7.604	-18.145	...	1.385
Ott	56.699	59.580	70.118	24.287	27.691	43.922	...	45.233
Nov	23.133	23.607	67.854	26.431	29.777	67.542	...	66.604
Dic	21.024	30.526	10.653	41.074	33.381	12.632	...	33.810
Tot	509.268	488.885	549.371	450.791	455.527	487.283	...	529.580

Tabella 6.9: Scenari simulazione Rischio Rendimento

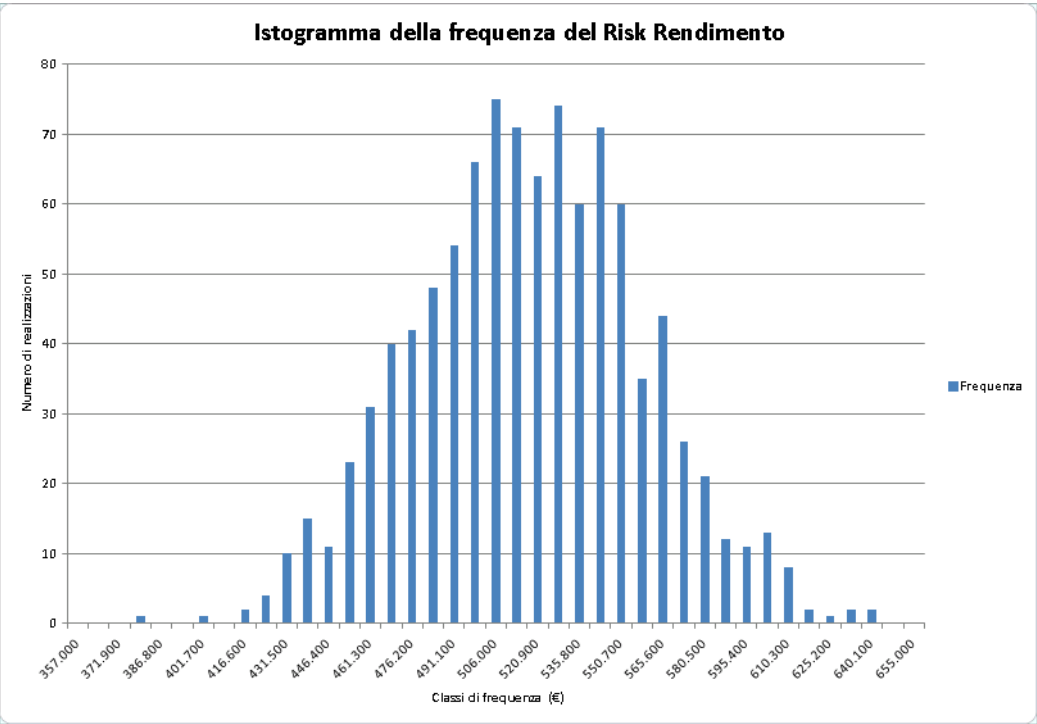


Figura 6.11: Istogramma margini totali ottenuti dalla simulazione per il Rischio Rendimento

Nella prossima figura si può meglio notare come la variazione dei volumi di acquisto a prezzo fisso obbliga la società, a parità di volumi di vendita, ad essere più o meno esposta a prezzi di mercato e quindi in qualche modo si riconduce al concetto di Risk Price.

Il grafico che rappresenta il cumulato dei margini ha infatti un’apertura più ampia simile al grafico del Risk Price

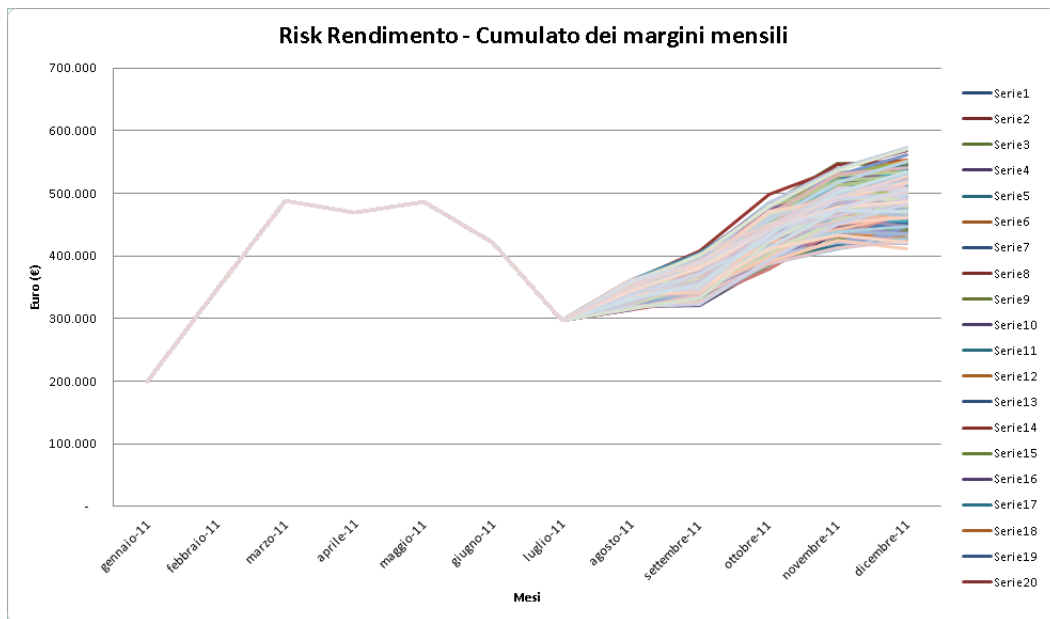


Figura 6.12: Cumulato margini mensili 2011 per il Rischio Rendimento

Possiamo stimare che il margine medio atteso oscilla attorno ai 498.000€, il PaR 95% calcolato come percentile delle n simulazioni è $498.000 - 443.043 = 54.957€$.

6.5.4 Risultati e calcolo del Risk Capital

L'analisi fa capire come l'esposizione a mercato sia in qualche modo il rischio che maggiormente bisogna tenere sotto controllo perchè, come indicato nel paragrafo 2.3, il mercato elettrico, per la natura del bene sottostante, presenta prezzi estremamente volatili per i quali è difficile ipotizzare una previsione.

Per avere una visione generalizzata del rischio, e tradotta in termini monetari, si rende necessario fissare il Risk Capital come riferimento per l'azienda in modo da stabilire una soglia massima. Per semplicità può essere calcolato come somma dei 3 PaR 95%. Il valore così ottenuto del Risk Capital risulta essere: $\text{PaR 95\% (Risk Price)} + \text{PaR 95\% (Risk Replacement)} + \text{PaR 95\% (Rischio Rendimento)} = 38.243€ + 7.714€ + 54.957€ = 100.914€$.

Il numero, che rappresenta semplicemente un indicatore di riferimento, indica che con una soglia di attendibilità pari al 95% il profitto a rischio è pari a circa 100.000€, pertanto il margine atteso sarà di circa $500.000 - 100.000 = 400.000€$.

I risultati portati al consiglio CdA d'azienda serviranno per prendere decisioni in merito al fine di migliorare o semplicemente tenere monitorata la situazione di bilancio previsto con i flussi di cassa reali.

6.6 What If?

I risultati ottenuti dalle analisi appena terminate hanno permesso di avanzare ipotesi sul margine operativo finale dell'azienda. Quello che giustamente ci si chiede

è se fosse stato possibile, con operazioni studiate *ad-hoc*, cercare di aumentare il guadagno minimizzando al contempo i rischi ad esso connessi.

Quando si effettuano operazioni di trading nei mercati finanziari, è generalmente impossibile conoscere tutte le variabili che potrebbero influenzare i risultati. Le strategie di *What-If* permettono quindi di prendere in considerazione molteplici situazioni al fine di comprendere una gamma di possibili scenari che si potrebbero incontrare.

E' bene pertanto che ogni *Portfolio Manager* abbia sempre pronte nel cassetto una serie di analisi sulle possibili evoluzioni future, prendendo in considerazione la situazione migliore, la situazione peggiore e la situazione più probabile. Questi tre insiemi di dati possono essere impostati per collegarsi automaticamente all'analisi del rendimento aziendale. In questo modo si è in grado di analizzare e stilare rapporti su come i diversi set di informazioni influenzeranno i risultati.

L'obiettivo finale è riuscire ad avere una serie di piani di azione di trading da usarsi al momento giusto per entrare o uscire da un potenziale mercato in pieno panico con una serie di operazioni precostituite a mente fredda. Tradotto per un'azienda legata al settore energetico questo significa concentrare maggiormente gli sforzi per sfruttare le opportunità offerte dal mercato elettrico.

Riprendendo l'analisi appena terminata si può cercare di capire quali fattori influenzano maggiormente i risultati, ad esempio il Risk Price risente molto del *mismatching* tra indici utilizzati nell'approvvigionamento e nella vendita. Dalle tabelle 6.1 e 6.2 si nota che le principali fonti di approvvigionamento sono indicizzate a:

- prezzo fisso;
- prezzo indicizzato ITEC.

Mentre per la vendita gli indici sono:

- prezzo fisso;
- prezzo indicizzato PUN.

Risulta pertanto evidente che a parità di volumi di energia acquistata/venduta, la vendita a prezzo indicizzato PUN è totalmente scoperta, in altri termini questo significa che si è totalmente esposti al rischio che l'indice utilizzato nell'approvvigionamento (nel caso in particolare l'indice ITEC) possa a consuntivo essere maggiore dell'indice utilizzato nella vendita (indice PUN) incassando pertanto una perdita. In questi casi per bilanciare il portafoglio si dovrebbe effettuare un "cambio di indice" cioè, a fronte di un acquisto già effettuato, attraverso un'operazione finanziaria poter modificare il prezzo di acquisto.

Nel caso in esame si dovrebbe pertanto inserire nel portafoglio uno *swap finanziario* (vedi 2.5.3) che permetta di vendere ITEC acquistando PUN. Essendo però questa tipologia di swap piuttosto costosa (è normale pensare che in un cambio di prezzo tra indici variabili, le controparti sono più soggette a rischio e quindi vengono aumentati i margini di sicurezza), si può cercare di valutare se effettuando uno swap tra l'indice ITEC e un prezzo fisso, si può ottenere comunque qualche miglioramento.

Nella seguente tabella vengono illustrate le 4 possibili casistiche di swap tra indici finanziari a prezzo fisso e variabile.

	FLOATING > FIX	FIX > FLOATING
ACQUISTO	FISICO: Acq. Variabile + Ritiro Quantità FINANZIARIO: Vend. Variabile + Acq. Fisso RISULTATO: = Acq. Fisso + Ritiro Quantità	FISICO: Acq. Fisso + Ritiro Quantità FINANZIARIO: Acq. Variabile + Vend. Fisso RISULTATO: = Acq. Variabile + Ritiro Quantità
	FISICO: Vend. Variabile + Cessione Quantità FINANZIARIO: Acq. Variabile + Vend. Fisso RISULTATO: = Vend. Fisso + Cessione Quantità	FISICO: Vend. a Fisso + Cessione Volume FINANZIARIO: Vend. Variabile + Acq. Fisso RISULTATO: = Vend. Variabile + Cessione Quantità

Tabella 6.10: Tabella swap fisico finanziario

Analizzando per esempio il primo riquadro in alto a sinistra, il soggetto *A* è nella situazione di aver acquistato un certo quantitativo di bene ad un prezzo variabile. Il soggetto *A* può pertanto decidere di stipulare uno swap con un soggetto *B* con il quale, al momento della stipula, fissa un prezzo di riferimento per lo stesso quantitativo di bene. A consuntivo entrambi i soggetti si scambieranno flussi di cassa, in particolare il soggetto *A* pagherà a *B* il quantitativo $PrezzoFisso \times Quantità$, mentre il soggetto *B* pagherà ad *A* il quantitativo $PrezzoVariabile \times Quantità$.

Scenari	Quantità	PrezzoVariabile	PrezzoFisso	A paga B	B paga A
Caso 1	100	150€/qta	120€/qta	12.000€	15.000€
Caso 2	100	80€/qta	120€/qta	12.000€	8.000€

Tabella 6.11: Scenari simulazione Risk Price

A consuntivo, a seconda di come l'indice varierà, il soggetto *A* nel primo caso riceverà un guadagno di 3.000€ dall'operazione effettuata, nel secondo caso incasserà una perdita di 4.000€.

Ritornando all'analisi del portafoglio si ipotizzi che l'azienda, finita la campagna di acquisizione clienti per l'anno 2011 e stilato un primo rapporto sugli indici coinvolti nell'approvvigionamento e nella vendita, decida di effettuare uno swap con

un istituto finanziario fissando un prezzo fisso (chiamato anche *strike price*⁵) per l'indice ITEC cercando così di riallineare il portafoglio acquisti con il portafoglio vendite.

Ai fini didattici, per dare maggiore evidenza dei risultati, lo *strike price* è stato scelto volutamente basso pari a 78,5€/MWh. Nella realtà del mondo finanziario la probabilità di stipulare degli swap a premio, cioè con la sicurezza di incassare un guadagno rispetto alle curve forward è rasente a zero.

Id Swap	s1
Data Deal	07/12/2010
Fornitore	Barclays
Tipo	Floating To Fix
Profilo	Base 15MW
Periodo	Giugno-Dicembre 2011
Strike €/MWh	78,5
Indice	ITEC
Settlement €/MWh	
Gen11	-
Feb11	-
Mar11	-
Apr11	-
Mag11	-
Giu11	-1,75
Lug11	0,06
Ago11	1,60
Sett11	1,36
Ott11	0,95
Nov11	0,62
Dic11	1,27
Settlement €	
Gen11	-
Feb11	-
Mar11	-
Apr11	-
Mag11	-
Giu11	-18.900
Lug11	670
Ago11	17.846
Sett11	14.658
Ott11	10.647
Nov11	6.715
Dic11	14.122
Tot	45.757

Tabella 6.12: Tabella rappresentativa degli swap 1ř

⁵Lo strike price è una variabile chiave che caratterizza uno strumento derivato. Laddove la conclusione del contratto prevede uno scambio di flussi finanziari, la differenza tra prezzo d'esercizio e prezzo spot determina il valore del contratto.

Dalla tabella si evince subito che se i prezzi dell'indice ITEC fossero a consuntivo si avrebbe un potenziale guadagno di 45.757€. Generando una nuova simulazione per il Risk Price si nota immediatamente come il margine finale tende ad aumentare da 500.000€ a circa 550.000€.

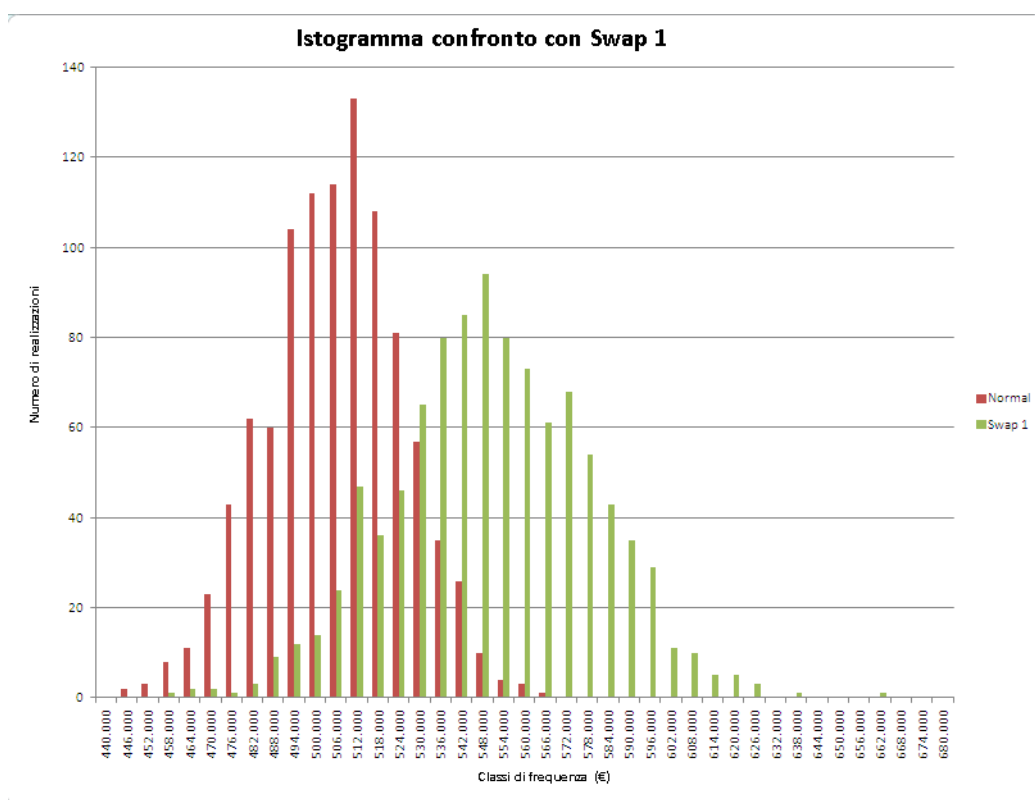


Figura 6.13: Confronto istogramma margini Risk Price con e senza swap 1^o

Dal grafico in figura la traslazione verso destra dell'istogramma mette maggiormente in evidenza il vantaggio dell'operazione. Il nuovo grafico presenta però una curva più smorzata, è ipotizzabile pertanto che il calcolo del PaR porterà ad un risultato sfavorevole rispetto al precedente, infatti risulta $547.405 - 501.658 = 45.747$ €. Il Risk Capital aumenterà pertanto fino a sfiorare i 110.000euro€. Il motivo è presto spiegato in quanto sebbene lo swap ha portato ad un beneficio perchè migliora i prezzi di acquisto, lo stesso ha però aumentato il disallineamento in termini di volume tra fonti e impieghi a fisso. Infatti se nel caso iniziale si avevano 350Gwh di vendita di energia contro circa 300Gwh di acquisto a prezzo fisso, con l'introduzione dello swap l'acquisto a fisso è aumentato a circa 430Gwh e quindi il differenziale è stato cambiato di segno ed aumentato in valore assoluto.

A questo punto a fronte di un margine salito di circa il 10%, l'azienda potrebbe trovare sconveniente veder lievitare anche il Risk Capital. Per cercare di ridurre lo scompenso generato, si potrebbe pensare di introdurre un secondo swap, questa volta vendendo fisso e acquistando variabile, sempre riferito all'indice ITEC, a prezzo *fair value*.

Con il concetto di *fair value* si identifica il potenziale valore di un elemento (nel caso in particolare l'indice ITEC oggetto dello swap), in maniera indipendente ed oggettiva, tenendo in considerazione sia le condizioni di mercato sia le specifiche caratteristiche dell'elemento oggetto di valutazione. In pratica è il valore neutrale o privo di distorsioni che mantiene un distacco dai diversi portatori d'interessi che ruotano attorno all'azienda.

Risulta pertanto chiaro che dal punto di vista economico le simulazioni sul secondo swap non porteranno alcun margine di guadagno in termini monetari, in quanto essendo l'indice quotato a prezzo neutrale per entrambe le parti, si ipotizza una chiusura in pareggio e quindi le marginalità non verranno toccate, ma verrà ridotto solamente il differenziale di volumi creato dal precedente swap, rientrando quindi nei limiti del Risk Capital.

Si nota che il sottostante quotato è questa volta di *10MW Base* e non *15MW Base* come il precedente cambio di indice. Riquotando pertanto questo quantitativo di energia a prezzo variabile si riequilibrerà il mismatching creato dal precedente swap.

Id Swap	s2
Data Deal	07/12/2010
Fornitore	Barclays
Tipo	Fix To Floating
Profilo	Base 10MW
Periodo	Gennaio-Dicembre 2011
Strike €/MWh	Fair Value
Indice	ITEC
Settlement €/MWh	
Gen11	-
Feb11	-
Mar11	-
Apr11	-
Mag11	-
Giul1	-
Lug11	-
Ago11	-
Sett11	-
Ott11	-
Nov11	-
Dic11	-
Settlement €	
Gen11	-
Feb11	-
Mar11	-
Apr11	-
Mag11	-
Giul1	-
Lug11	-
Ago11	-
Sett11	-
Ott11	-
Nov11	-
Dic11	-
Tot	-

Tabella 6.13: Tabella rappresentativa degli swap 2ř

Generando una nuova simulazione per il Risk Price giustamente il margine finale non verrà toccato, quello che ci si auspica di vedere sarà una diminuzione del PaR.

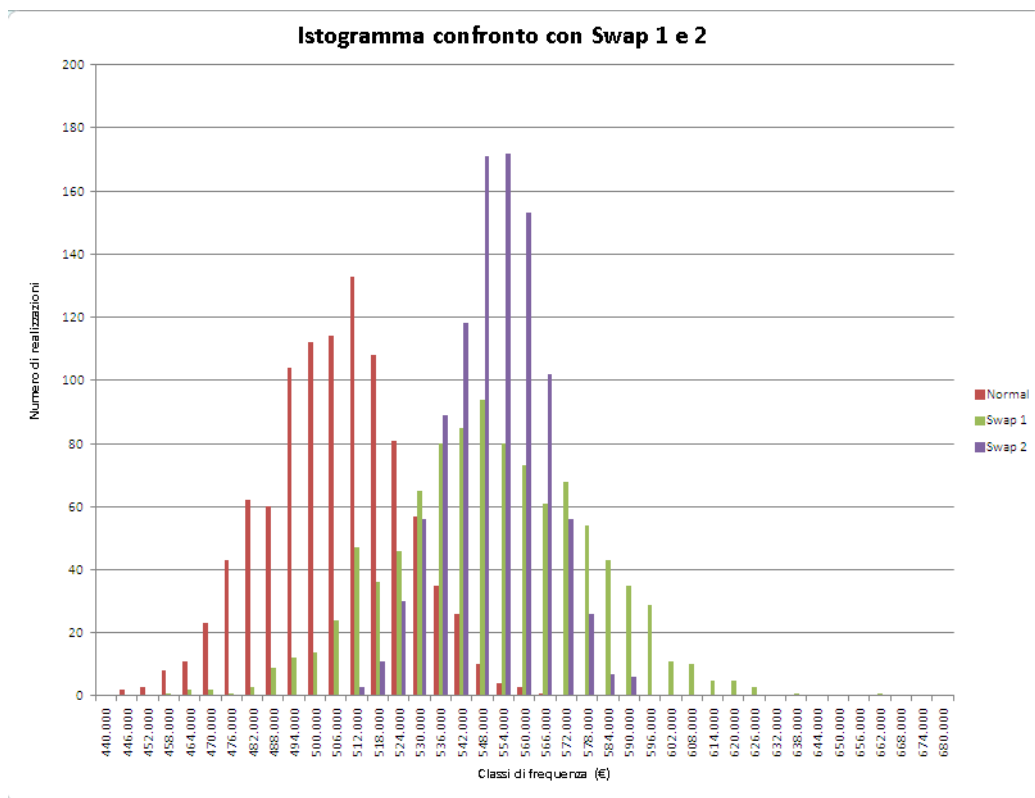


Figura 6.14: Confronto istogramma margini Risk Price con e senza swap 2 $\tilde{r}$

Dal grafico e anche dai calcoli il PaR per il Risk Price è stato ridotto a 548.342-524.792=23.550€. Il Risk Capital ora è di 93.168€. Si può pertanto concludere che grazie a l'introduzione di questa copertura si è potuto rientrare nei limiti con qualche miglioramento rispetto al caso base.

Capitolo 7

Conclusioni

I paragrafi precedenti hanno messo in evidenza le problematiche legate al sistema elettrico e le possibili soluzioni di rinnovamento. Sicuramente il tempo delle ipotesi e degli scenari di massima è ormai superato, preme pertanto la necessità di iniziare su larga scala l'adozione di una struttura decentralizzata ed intelligente come le smart grid per poter far fronte alla crescente domanda di capacità e qualità del servizio, ma le imprese sembrano ancora restie a lanciarsi verso questa nuova sfida. A fronte di tali condizioni favorevoli, anche la posizione degli attori economici è più di attendismo perché il rischio circa la difficoltà di prevedere gli scenari futuri sui prezzi è un tema per molti aspetti delicato e ancora del tutto imprevedibile. Basti pensare che ad oggi la dipendenza dalle fonti convenzionali quali gas, petrolio e carbone per la produzione di energia elettrica si attesta ancora attorno al 75% dell'intero fabbisogno nazionale. Un cambiamento radicale anche sui prezzi potrebbe compromettere la redditività di molti portafogli energetici dato che la maggior parte degli indici utilizzati per le coperture dipendono ancora in larga scala dalle 3 principali fonti appena citate.

Perseguire questo risultato è quindi tanto complesso quanto necessario. L'Italia, favorita anche dalla sua conformazione geografica che attualmente la obbliga a realizzare grandi opere per il trasporto di energia, potrebbe essere tra i primi paesi europei a sfruttare i vantaggi offerti da una rete intelligente ed interconnessa, e svolgere pertanto un ruolo di primo attore nell'adozione su larga scala di questa nuova tecnologia.

Appendice A

Misure di rischio coerenti

Nell'ambito della finanza matematica hanno di recente riscosso un interesse crescente la ricerca di metodi e lo sviluppo di modelli teorici per la valutazione dei rischi connessi a posizioni finanziarie. Ha così assunto notevole rilievo la nozione di misura di rischio coerente, introdotta da P. Artzner, F. Delbaen, S. Eber e D. Heath in alcuni articoli nei quali tali autori hanno individuato alcuni requisiti ritenuti, a loro giudizio, fondamentali e che ogni misura di rischio dovrebbe ragionevolmente soddisfare.

Sovente la valutazione di un rischio viene effettuata da un'autorità indipendente o da una sorta di supervisore che, pur non gestendo direttamente le posizioni, ha l'autorità e la responsabilità di decidere se tali posizioni possono essere assunte o meno (ad esempio un'autorità deputata al controllo delle compagnie assicurative o una società che debba valutare rischi assunti da società controllate). Inoltre, poichè usualmente vi è un gap temporale tra l'istante in cui una tale valutazione di rischio viene effettuata ($t = 0$) e l'istante ($t = T$) in cui tali posizioni vengono regolate, è usuale assumere l'esistenza sul mercato di uno strumento di riferimento che, per ogni unità monetaria investita in $t = 0$, produca l'ammontare certo $r > 0$ in $t = T$. Dal punto di vista operativo quindi una misura di rischio $\rho(X)$ potrà assumere il significato, se $\rho(X) > 0$, di minimo ammontare che è necessario aggiungere alla posizione X , in $t = 0$, ed investire in tale strumento, per rendere tale posizione accettabile al supervisore. Analogamente, se $\rho(X) < 0$, $-\rho(X)$ rappresenterà il massimo ammontare che è possibile togliere ad X mantenendo la posizione accettabile.

Naturalmente, perchè una misura di rischio assuma un concreto significato operativo, è necessario che soddisfi alcuni requisiti fondamentali di consistenza. Tale necessità ha portato all'introduzione degli assiomi di coerenza per una misura di rischio, riportati nella definizione che segue. Si indichi con $\mathbb{C}$ una partizione finita dell'evento certo.

Definizione

Sia $\mathcal{L}$ lo spazio lineare di tutti i numeri aleatori¹ definiti su $\mathbb{P}$. Un'applicazione ρ da $\mathcal{L}$ in $\mathbb{R}$ è una misura coerente di rischio se e soltanto se soddisfa i seguenti assiomi:

1. $\forall X \in \mathcal{L}, \forall \alpha \in \mathbb{R}, \rho(X - \alpha r) = \rho(X) - \alpha$, invarianza per traslazioni
2. $\forall X \in \mathcal{L}, \forall \lambda \geq 0, \rho(\lambda X) = \lambda \rho(X)$, positiva omogeneità
3. $\forall X, Y \in \mathcal{L}$, se $X \leq Y$ allora $\rho(Y) \leq \rho(X)$, monotonia
4. $\forall X, Y \in \mathcal{L}, \rho(X + Y) \leq \rho(X) + \rho(Y)$, subadditività

¹Bruno de Finetti, matematico e statistico italiano, definiva numero aleatorio (termine suggerito dallo stesso per denotare la variabile casuale) un numero ben determinato ma non noto per carenza di informazioni.

Appendice B

Teoria del Portafoglio di Markowitz

Lo studio di Markowitz si basa sull'analisi del processo che genera la domanda e l'offerta di attività finanziarie in funzione del rapporto rischio/rendimento da esse espresso.

Il principio base che governa la teoria di Markowitz è che al fine di costruire un portafoglio efficiente occorre individuare una combinazione di titoli tale da minimizzare il rischio e massimizzare il rendimento complessivo compensando gli andamenti asincroni dei singoli titoli. Per far sì che ciò accada, i titoli che compongono il portafoglio dovranno essere incorrelati o, meglio, non perfettamente correlati.

Gli assunti fondamentali della teoria di portafoglio secondo Markowitz sono i seguenti:

1. Gli investitori intendono massimizzare la ricchezza finale e sono avversi al rischio.
2. Il periodo di investimento è unico.
3. I costi di transazione e le imposte sono nulli, le attività sono perfettamente divisibili.
4. Il valore atteso e la deviazione standard sono gli unici parametri che guidano la scelta.
5. Il mercato è perfettamente concorrenziale.

Il rendimento di un'attività finanziaria viene definito come il rapporto tra il capitale iniziale e gli utili prodotti da operazioni di investimento o di compravendita in un periodo di tempo specificato. Il rischio può essere definito come il grado di incertezza che il mercato esprime sulla effettiva realizzazione dei rendimenti attesi. Tanto il rendimento, quanto il rischio, possono essere oggetto di misurazione ex-ante ovvero sono ex-post.

Il rendimento di un titolo azionario misurato ex-post su un periodo T , può essere espresso come:

$$R_T = \frac{P(t+T) - P(t) + D_T}{P(t)}$$

dove $P(t)$ e $P(t+T)$ sono i prezzi di mercato negli istanti t e $t+T$ e D_T il dividendo per azione riconosciuto dall'emittente. La formula presuppone che il dividendo D_T , sia percepito all'istante T e che non sia reinvestito, che i costi di transazione siano nulli, che sia nulla la ritenuta fiscale sui dividendi e, infine, che T sia l'istante di valutazione.

Il rendimento ex-ante è quello stimato all'inizio del periodo di investimento T . Poiché per i titoli azionari le variabili $P(t+T)$ e D_T non sono note con certezza è necessario, per quantificare il rendimento atteso ex-ante, fare delle previsioni sul loro valore futuro. L'approccio classico considera R_T , valutato ex-ante, come una variabile casuale caratterizzata da un valore medio μ , che misura il rendimento atteso sul titolo, da un livello di varianza σ^2 , assunto come misura attendibile dell'incertezza che venga perseguito quel livello di rendimento atteso e da una distribuzione di probabilità che identifica statisticamente il processo generatore dei prezzi.

Appendice C

Il moto Browniano

Nel 1828 il botanico britannico Robert Brown, studiando una soluzione acquosa con pollini disciolti, si accorgeva che piccole particelle vegetali si agitavano nel liquido, movendosi di un moto vorticoso e caotico. Brown non seppe mai fornire una spiegazione scientifica, né tantomeno una descrizione matematica del fenomeno, ma la sua osservazione aprì la strada a un filone di ricerche che si è rivelato, e che continua a rivelarsi, estremamente fecondo sia dal punto di vista dei risultati teorici sia delle applicazioni: lo studio delle dinamiche browniane.

Da allora, in suo onore, il termine moto browniano sta a indicare nella letteratura scientifica l'evoluzione casuale, puramente stocastica, dei componenti elementari di un sistema fisico complesso il quale, però, si trova in una condizione di equilibrio (statico o dinamico) se visto come un tutto, ossia osservato su scale spaziali e temporali macroscopiche. Sistemi in equilibrio macroscopico celano dinamiche microscopiche complesse. La trattazione matematica del moto browniano è piuttosto complessa (e peraltro relativamente recente), sia perché coinvolge strumenti analitici avanzati come equazioni differenziali alle derivate parziali, sia perché si utilizzano strumenti statistici nel trattare le dinamiche stocastiche dei componenti microscopici al fine di dedurre informazioni essenzialmente deterministiche su scale macroscopiche.

In realtà la natura è intrisa di moti browniani: sono trattabili tramite modelli legati al moto browniano un numero enorme di fenomeni fisici interessanti, dalla diffusione di un gas al riscaldamento di una sbarra di metallo, fino alle dinamiche delle popolazioni. La cosa estremamente interessante è che anche la finanza è un immenso, vorticosissimo moto browniano. Infatti, tanto l'evoluzione dei prezzi dei beni di consumo quanto l'andamento temporale di strumenti finanziari complessi quali derivati finanziari o titoli di cartolarizzazione è funzione di un numero molto alto di parametri elementari indipendenti (diversi di volta in volta) i cui valori sono sostanzialmente casuali.

Particolarmente illuminante da questo punto di vista è il comportamento di uno strumento finanziario derivato. I derivati sono infatti titoli finanziari che dipendono da un paniere di parametri sottostanti la cui evoluzione è puramente stocastica: uno

strumento del genere segue in modo naturale una dinamica di tipo browniano.

Dinamica di un moto browniano geometrico

Analizzando l'equazione integrale di un titolo rischioso:

$$S_i(t) = S_i(t_0) + \int_{t_0}^{t_1} S_i(t) \mu_i(t) dt + \int_{t_0}^{t_1} S_i(t) \sigma_i(t) dW(t)$$

se ipotizziamo $\mu_i(t) = \mu_i$ e $\sigma_i(t) = \sigma_i$ costanti, si dice che $S_i(t)$ segue un moto browniano geometrico.

Applicando quindi il lemma di Itô (vedi Appendice D) al logaritmo dell'equazione si ha quindi una soluzione analitica nella forma:

$$\begin{aligned} d \ln S_i &= \left(\frac{\partial \ln S_i}{\partial t} + \frac{\partial \ln S_i}{\partial S_i} S_i \mu_i + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 \ln S_i}{\partial S_i^2} S_i^2 \sigma_i^2 \right) dt + \frac{\partial \ln S_i}{\partial S_i} S_i \sigma_i dW(t) \\ &= \left(0 + \frac{1}{S_i} S_i \mu_i + \frac{1}{2} \left(-\frac{1}{S_i^2} \right) S_i^2 \sigma_i^2 \right) dt + \frac{1}{S_i} S_i \sigma_i dW(t) \end{aligned}$$

ottenendo

$$d \ln S_i = \left(\mu_i - \frac{1}{2} \sigma_i^2 \right) dt + \sigma_i dW(t)$$

integrando ora ambo i membri della relazione sopra esposta e passando agli esponenziali si ottiene:

$$\int_{t_0}^{t_1} d \ln S_i(t) = \left(\mu_i - \frac{1}{2} \sigma_i^2 \right) \int_{t_0}^{t_1} dt + \sigma_i \int_{t_0}^{t_1} dW(t)$$

$$S_i(t_1) = S_i(t_0) e^{(\mu_i - \frac{1}{2} \sigma_i^2)(t_1 - t_0) + \sigma_i(W(t_1) - W(t_0))}$$

Calcolando ora il rendimento logaritmico del titolo S_i si trova:

$$\ln \frac{S_i(t_1)}{S_i(t_0)} = \left(\mu_i - \frac{1}{2} \sigma_i^2 \right) (t_1 - t_0) + \sigma_i (W(t_1) - W(t_0))$$

la quale è una variabile aleatoria normale con media:

$$E_{t_0} \left[\ln \frac{S_i(t_1)}{S_i(t_0)} \right] = \left(\mu_i - \frac{1}{2} \sigma_i^2 \right) (t_1 - t_0)$$

e varianza:

$$V_{t_0} \left[\ln \frac{S_i(t_1)}{S_i(t_0)} \right] = \sigma_i^2 (t_1 - t_0)$$

Applicando dunque il teorema di Čebyšëv ad una variabile stocastica con parametri μ e σ appena trovati:

$$Pr [\mu - \lambda\sigma \leq X \leq \mu + \lambda\sigma] \geq 1 - \frac{1}{\lambda^2}$$

si può affermare che almeno il 75% ($\lambda = 2$) delle realizzazioni si troverà all'interno della forchetta data da:

$$\left[E_{t_0} \left[\ln \frac{S_i(t_1)}{S_i(t_0)} \right] - 2\sqrt{V_{t_0} \left[\ln \frac{S_i(t_1)}{S_i(t_0)} \right]}, E_{t_0} \left[\ln \frac{S_i(t_1)}{S_i(t_0)} \right] + 2\sqrt{V_{t_0} \left[\ln \frac{S_i(t_1)}{S_i(t_0)} \right]} \right]$$

Se volessimo ora dare un esempio numerico delle espressioni appena trovate, ipotizzando dei valori di $\mu = 0.5$, $\sigma = 0.7$ si può tratteggiare il seguente grafico dipendente dalla variabile t dove la linea continua indica il rendimento medio cumulato, mentre le due linee tratteggiate delimitano l'intervallo in cui si trovano almeno il 75% delle realizzazioni del rendimento (il grafico mostra come siano possibili, ovviamente, rendimenti negativi).

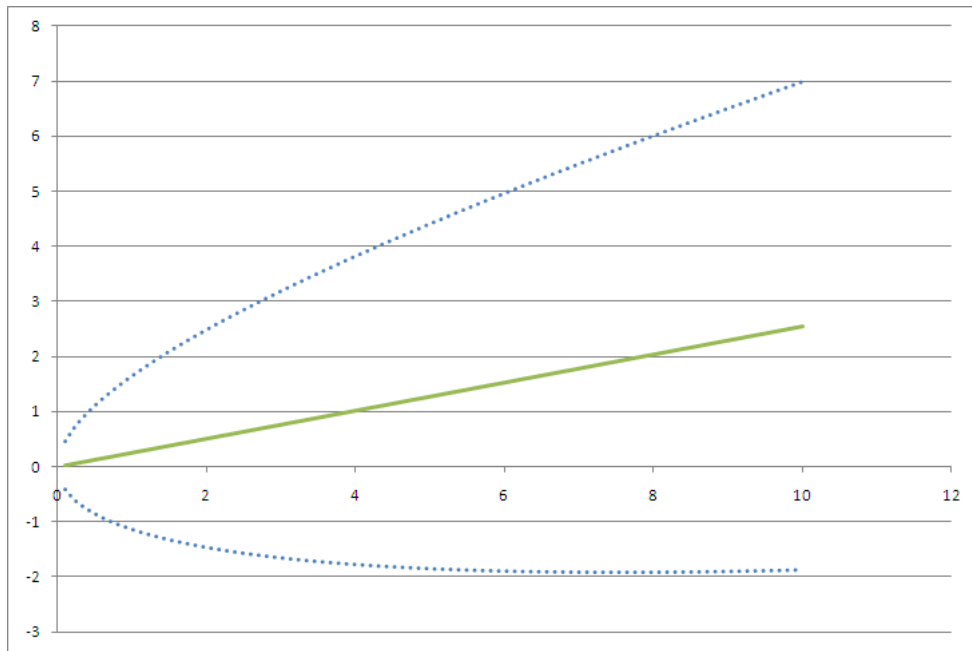


Figura C.1: Rendimento di un titolo con intervallo di tolleranza del 75%

Appendice D

Lemma di Itô

Il lemma di Itô è usato in matematica nel calcolo stocastico, al fine di computare il differenziale di una funzione di un particolare tipo di processo stocastico. Sta dunque al calcolo stocastico come la regola della catena sta all'analisi matematica standard. Il lemma trova ampio impiego nella finanza matematica.

Il lemma di Itô è un'estensione dello sviluppo in serie di Taylor che si usa per funzioni matematiche (deterministiche, ossia senza termine casuale). Il lemma di Itô è applicabile per una funzione stocastica, ossia con un termine in dW . Tale termine non è un differenziale esatto e rappresenta la componente casuale di una variabile aleatoria.

dW è l'abbreviazione che indica un processo Browniano, usato per rappresentare il moto delle particelle nella teoria cinetica dei gas. In frazioni piccole a piacere della variabile temporale, una grandezza di questo tipo manifesta comunque un'elevata variabilità.

Dal lemma di Itô si ricava l'integrale di Itô, che estende e generalizza l'integrale di Riemann per funzioni stocastiche. Diversamente dall'integrale di Riemann, non ha un significato geometrico, non è un'area.

Definizione

Sia $x(t)$ un processo di Itô (o processo Browniano generalizzato); in altre parole $x(t)$ soddisfa l'equazione generalizzata:

$$dx(t) = a(x, t)dt + b(x, t)dW$$

Sia inoltre una funzione f , avente derivata seconda continua. Allora $f(x(t), t)$ è ancora un processo di Itô e:

$$df(x(t), t) = \left(a(x, t) \frac{f}{x} + \frac{f}{t} + \frac{1}{2} (b(x, t))^2 \frac{f^2}{x^2} \right) dt + b(x, t) \frac{f}{x} dW$$

Ringraziamenti

Desidero ringraziare innanzitutto il prof. Vangelista, relatore di questa tesi, che mi ha dato l'opportunità di sviluppare questo lavoro, per la grande disponibilità e cortesia dimostratami, particolarmente preziose sono risultate le sue indicazioni e le aperture di ricerca. Un sentito ringraziamento ai miei genitori, che, con il loro sostegno morale ed economico, mi hanno permesso di raggiungere questo traguardo. Desidero inoltre ringraziare tutti i miei colleghi di lavoro per il supporto dal punto di vista tecnico ed organizzativo. Un grazie infine ai miei amici che mi hanno incoraggiato fino alla fine.

Bibliografia

- [1] P. Artzner, *Application of coherent risk measures to capital requirements in insurance*, North American Actuarial Journal 3 (1999).
- [2] Philippe Artzner, Freddy Delbaen, Jean-Marc Eber, David Heath, *Coherent Measures of Risk*, (2008).
- [3] Associazione Italiana di Grossisti di Energia e Trader (AIGET), *Smart future e non solo smart grid*, WorkShop (Milano 28 Novembre 2011).
- [4] Autorità Energia Elettrigas e Gas (AEEG), *Arg/elt 12/11, Arg/elt 39/10*, (2010-2011).
- [5] Enel Distribuzione, *Progetti - Smart Grids*, http://www.enel.it/it-IT/reti/enel_distribuzione/qualita/progetti_smart_grids/.
- [6] Davide Scullino, *Smart Grid l'elettricità diventa intelligente*, ELETTRONICA IN (2011).
- [7] Emilio Cremona, *Elementi 24*, Magazine del GSE (Dicembre 2011).
- [8] GSE, *Bilancio Elettrico Italiano 2010*, [http://www.gse.it/sezione "Dati e Bilanci"](http://www.gse.it/sezione/Dati_e_Bilanci).
- [9] Sironi A., Marsella M., *La misurazione e la gestione dei rischi di mercato*, Il Mulino, (1997).
- [10] Aifirm, *Le moderne tecniche di risk management: il VaR*, Amministrazione & Finanza Oro (2001).
- [11] Betti Francesco, *Value at Risk. La gestione dei rischi finanziari e la creazione di valore* (2001).
- [12] C. Alexander, *Volatility and correlation: measurement, models and applications*, Risk management and analysis (1998).
- [13] Johnson B, Sogomonian, A. *Electricity futures. The US power market*. London: Risk Publications, (1997).

- [14] ERG P&G, *Policy per la gestione e il controllo dei rischi di mercato*, (2009).
- [15] John C. Hull, *Introduction of Futures and Options Markets*, traduzione di Emilio Barone (1999).
- [16] Carmelo Di Natale e Damiano Ricceri, *Dalle molecole alla finanza, Il moto browniano e le sue applicazioni alla finanza matematica*, (2008).
- [17] Lucia Caramellino, *Metodi Monte Carlo in Finanza*, (2007).
- [18] Dezzani Flavio - Pisoni Piero - Puddu Luigi, *Swap, option, future. Contabilità e bilancio*, (1997).
- [19] M.Gabrielli S. De Bruno, *Capire la finanza, guida pratica agli strumenti finanziari*, Il Sole 24 ore, (2005).
- [20] Levis M.,Pecetto M., *I Contratti Swap*, Il Sole 24 ore, (1996).
- [21] Mori Margherita, *Swap. Una tecnica finanziaria per l'impresa*, (1990).