

LA REGOLAMENTAZIONE DELLA BORSA DEL MERCATO
ELETTRICO: MODELLI ORGANIZZATIVI DELLE
TRANSAZIONI, STRUTTURA DEI MERCATI FISICI,
ARTICOLAZIONE DELLE OFFERTE

Ing. Michelangelo CELOZZI

Il contesto normativo

Il Decreto Legislativo n. 79/99, di recepimento della Direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, ha previsto che la gestione economica del mercato elettrico sia affidata ad un "gestore del mercato", società per azioni costituita dal Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN).

Questa società è stata costituita il 27 giugno 2000.

Il mercato elettrico sarà quindi gestito dalla società Gestore Mercato Elettrico (GME), sulla base di una disciplina predisposta dalla stesso GME ed approvata dal Ministro dell'industria, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

GME ha elaborato la proposta di disciplina del mercato, contenuta nel "Regolamento del mercato elettrico e dei certificati verdi", che è stata trasmessa il 21 novembre 2000, per l'approvazione sentita l'Autorità, al Ministro dell'industria.

Organizzazione del mercato

Il regolamento si basa su un assetto di riferimento del mercato coerente con l'assetto del settore elettrico, come disegnato dal Decreto 79/99.

La proposta di Regolamento organizza la partecipazione al mercato da un lato dei produttori, o più in generale dei soggetti che dispongono di capacità di generazione di energia elettrica, e dall'altro dei consumatori ed in particolare dell'Acquirente Unico, S.p.A. costituita da GRTN con il compito di assicurare la fornitura al mercato vincolato tramite i Distributori, e dei clienti idonei (finali e grossisti).

Tale organizzazione prevede l'integrazione della contrattazione bilaterale fra produttori e consumatori, secondo le modalità previste dalla normativa vigente, con i meccanismi del mercato elettrico.

Partecipa al mercato, come venditore, anche GRTN per collocare le disponibilità connesse alla contrattualizzazione degli impianti che utilizzano fonti rinnovabili ed assimilate, ai sensi del Provvedimento CIP n. 6/92 e successive modifiche ed integrazioni, e degli impianti il cui funzionamento è giudicato essenziale ai fini della sicurezza del servizio elettrico, tipicamente per esigenze di stabilità della tensione sulla rete di trasmissione nazionale.

I titolari di contratti bilaterali fisici partecipano al mercato per l'approvvigionamento dei servizi di riserva e per il bilanciamento dei propri programmi di produzione e consumo.

Nel modello proposto il Gestore del mercato gestisce le offerte di acquisto/vendita sul mercato dell'energia, in base alle quali definisce il programma di produzione che minimizza il costo complessivo di copertura della domanda.

Tutti gli impianti chiamati a produrre in una unità di tempo (ora) secondo il programma ricevono il prezzo marginale di sistema, lo stesso che pagano tutti i consumatori.

Struttura dei mercati fisici ed articolazione delle offerte

Le offerte di vendita/acquisto collocate sul mercato sono offerte semplici quantità (MWh) – prezzo (Lit/MWh), che consentono la costruzione della curva di offerta e della curva di domanda, il cui incrocio determina il prezzo di equilibrio domanda-offerta sul **mercato del giorno prima**.

Tale procedura conferisce un ruolo attivo alla domanda sul mercato, nei limiti ovviamente dell'elasticità della domanda rispetto al prezzo; in prospettiva viene valorizzata la flessibilità della domanda e quindi viene favorita la riduzione dei costi complessivi dell'approvvigionamento di energia elettrica sul mercato.

I contratti bilaterali partecipano al mercato attraverso la comunicazione di programmi bilanciati e vincolanti di produzione e di consumo.

Tale comunicazione consente a GRTN di valutare giornalmente le esigenze di riserva con riferimento alla domanda complessiva di energia.

Sul mercato GRTN offre a prezzo nullo l'energia prodotta dagli impianti contrattualizzati ai sensi del Provvedimento CIP n. 6/92 e dagli impianti da GRTN contrattualizzati in quanto essenziali ai fini della sicurezza del servizio elettrico; queste quantità vengono remunerate dal mercato al prezzo di equilibrio domanda-offerta, restando a carico della globalità dei consumatori il riequilibrio della gestione economico-finanziaria di GRTN per le differenze che si generano fra prezzi di acquisto e prezzi di vendita dell'energia prodotta dai suddetti impianti, secondo procedure fissate dall'Autorità.

I programmi di produzione derivanti dagli esiti del mercato del giorno prima sono comunicati da GME a GRTN, che li sottopone a verifica di compatibilità con i vincoli di trasmissione; in particolare sussistono vincoli ai flussi di potenza tra diverse aree del Paese, il cui superamento, nelle ore in cui si verifica, determina la separazione ai fini del mercato tra zone geografiche; tali vincoli sono resi noti in anticipo da GRTN, affinché non costituiscano un'incognita per gli operatori del mercato.

Nel caso di separazione di due zone, si determinano prezzi di equilibrio diversi nelle due zone, ed in particolare un prezzo più elevato nella zona che importa ed un prezzo più basso nella zona che esporta.

In tal caso i consumatori ed i produttori pagano e ricevono i prezzi della zona in cui si trovano, per cui i produttori della zona che esporta (in cui si forma un prezzo più basso rispetto alla zona che importa) ricevono per le quantità esportate un prezzo più basso rispetto a quello che pagano i consumatori della zona che importa: la differenza viene restituita alla globalità dei clienti attraverso una corrispondente riduzione dei prezzi che si determinano sul mercato.

Sul mercato del giorno prima viene quotata anche la **riserva**, il cui onere è posto a carico dei clienti attraverso una corrispondente maggiorazione dei prezzi dell'energia sul mercato del giorno prima.

La domanda di riserva non è espressa direttamente dai consumatori, ma da GRTN che la determina sulla base della previsione della domanda complessiva di energia per il giorno successivo; sulla base di questa domanda GME seleziona le offerte di capacità di riserva (espresse in Lit/MW) attraverso sessioni articolate per tipologia di riserva da approvvigionare (differenziate in base ai tempi di risposta che GRTN richiede) e per zona, determinando in ogni sessione il prezzo marginale della riserva.

Il prezzo medio nazionale che si determina è posto a carico di tutti i consumatori, mentre ai produttori viene corrisposto il prezzo marginale zonale.

I costi dell'energia eventualmente prodotta dagli impianti di riserva sono coperti dal gettito dei prezzi di bilanciamento pagati dai consumatori, che si formano sul mercato di bilanciamento.

Nelle ore precedenti il tempo reale è stata prevista una **sessione di aggiustamento** (prevedibilmente collocata nelle ore notturne), che consente ai partecipanti al mercato, fermi restando i programmi vincolanti determinati sul mercato del giorno prima, di modificare i programmi di immissione/prelievo di energia attraverso un procedimento del tutto analogo a quello del mercato del giorno prima.

Nel corso della giornata sono state previste delle **sessioni di bilanciamento**, basate su offerte che consentano la valorizzazione del bilanciamento in tempo reale degli scostamenti delle immissioni e dei prelievi effettivi, in ciascuna ora, rispetto ai programmi di immissione/prelievo determinati sul mercato del giorno prima.

Impilando le offerte di bilanciamento in aumento, che si dovessero rendere necessarie per produzioni inferiori a quelle programmate o prelievi superiori a quelli programmati, a prezzi crescenti, compreso l'eventuale utilizzo della riserva reperita sul mercato della riserva, si valorizzano i bilanciamenti in aumento; analogamente si valorizzano i bilanciamenti in riduzione.

Si perviene così alla determinazione di prezzi marginali di bilanciamento in aumento ed in riduzione; tali prezzi sono pagati dai consumatori o dai produttori che sbilanciano rispetto ai programmi.

Ai produttori o ai consumatori che offrono di modificare le immissioni o i prelievi tuttavia non viene corrisposto il prezzo marginale, ma il prezzo offerto; si determina così un margine che viene restituito a tutti i consumatori sul mercato del giorno successivo, attraverso una corrispondente riduzione dei prezzi del mercato della riserva.

CONTESTO NORMATIVO

Decreto legislativo n. 79/99, articolo 5:

- gestore del mercato: gestione economica del mercato elettrico
- SpA costituita dal Gestore della rete di trasmissione nazionale
- Disciplina del mercato: predisposta dal gestore del mercato, approvata con decreto del Ministero dell'industria, sentita l'Autorità
- Disciplina del mercato:
 - gestore del mercato: gestione offerte di acquisto/vendita di energia e servizi connessi
 - obblighi produttori e importatori di energia elettrica che non si avvalgono della contrattazione bilaterale

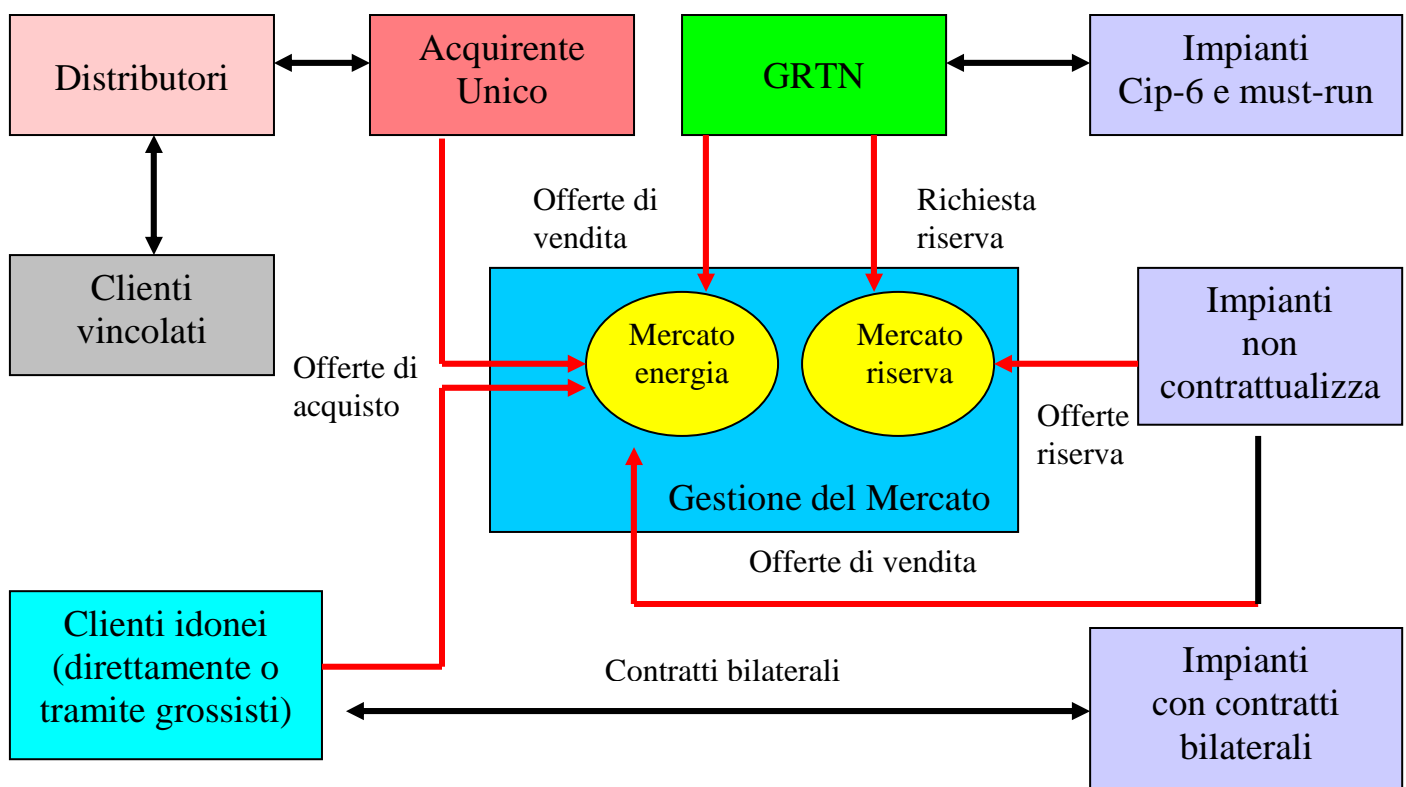
Decreto legislativo n. 79/99, articolo 6 (contrattazione bilaterale)

- l'Autorità, su richiesta degli interessati e previo parere del sistema delle offerte (mercato elettrico)
- l'Autorizzazione può essere negata o condizionata... comunque quando tali contratti pregiudicano gravemente la concorrenza o la sicurezza ed efficienza del servizio elettrico

I PRIMI ADEMPIMENTI

- 27 giugno 2000: GRTN ha costituito GME SpA
- 21 novembre 2000: GME ha trasmesso dell'industria, del commercio e dell'artigianato, per l'approvazione sentita l'Autorità

REGOLAMENTO DEL MERCATO ELETTRICO



ORGANIZZAZIONE DEL MERCATO

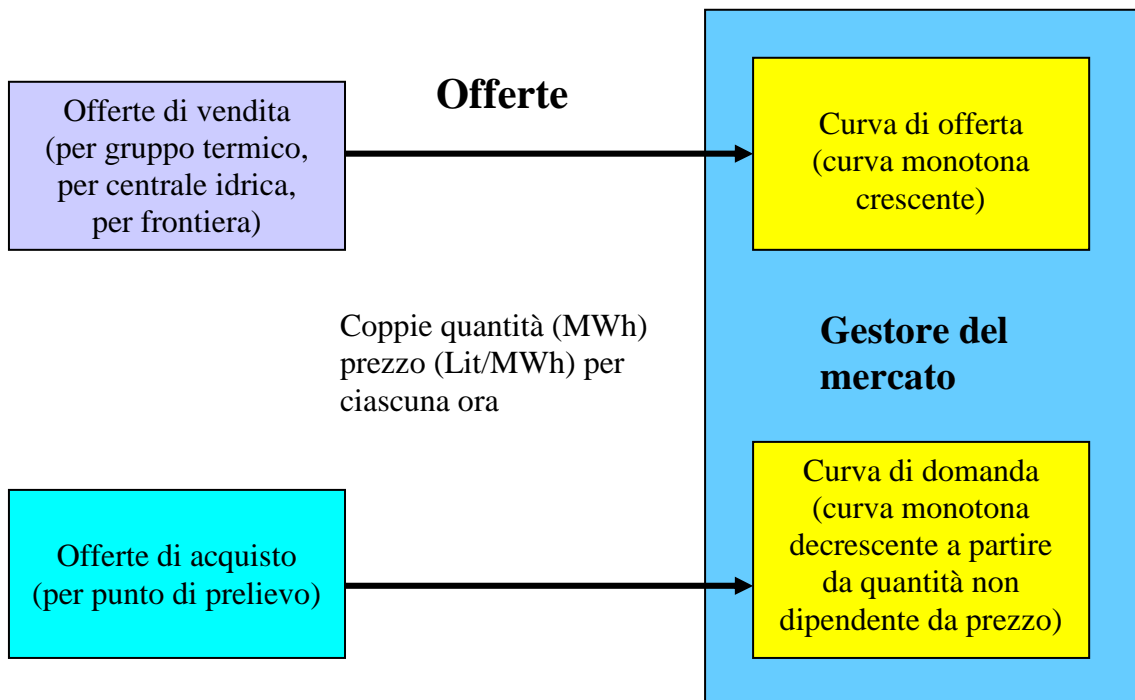
- Modello di borsa
- Prezzo marginale di sistema
- Mercati fisici
 - mercato del giorno prima dell'energia
 - mercato del giorno prima della riserva
 - mercato infragiornaliero di aggiustamento
 - mercato di bilanciamento

STRUTTURA DEI MERCATI FISICI

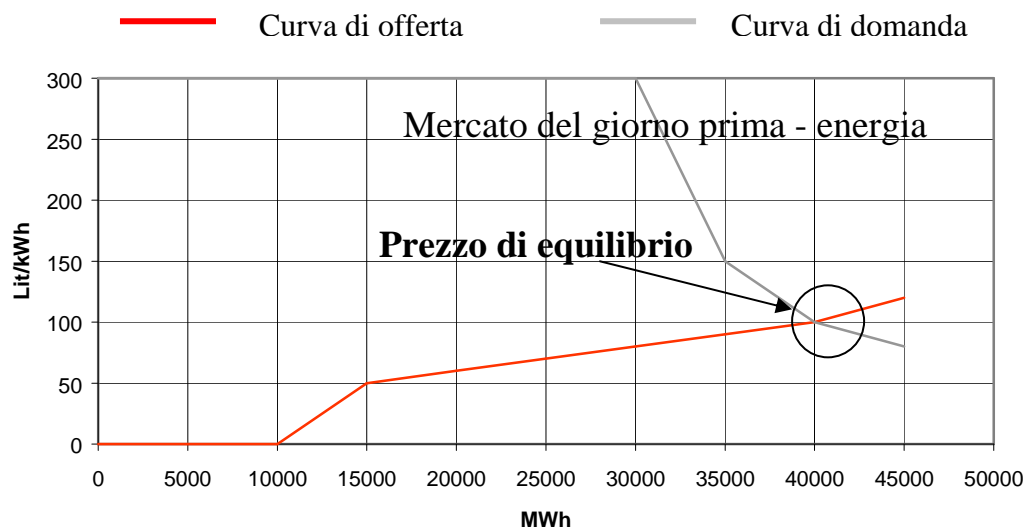
- **Mercato del giorno prima dell'energia**
Gestione offerte di acquisto/vendita dell'energia
Definizione dei programmi di immissione/prelievo di energia
- Mercato del giorno prima della riserva
- Mercato infragiornaliero di aggiustamento
- Mercato di bilanciamento

MERCATO DEL GIORNO PRIMA – ENERGIA

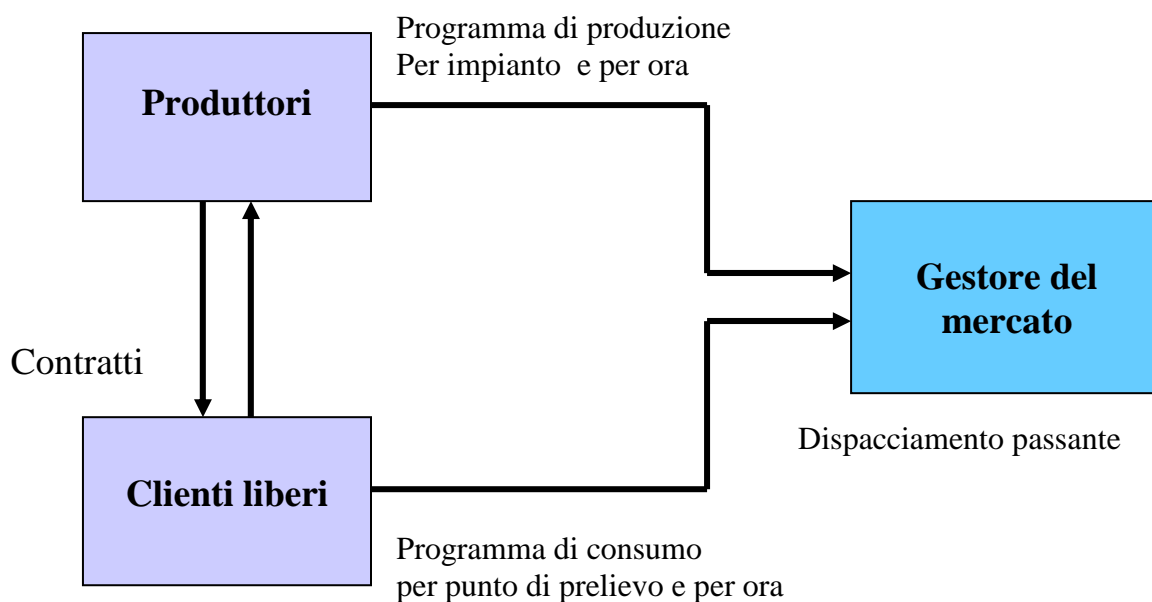
Per ciascuna delle 24 ore del giorno seguente



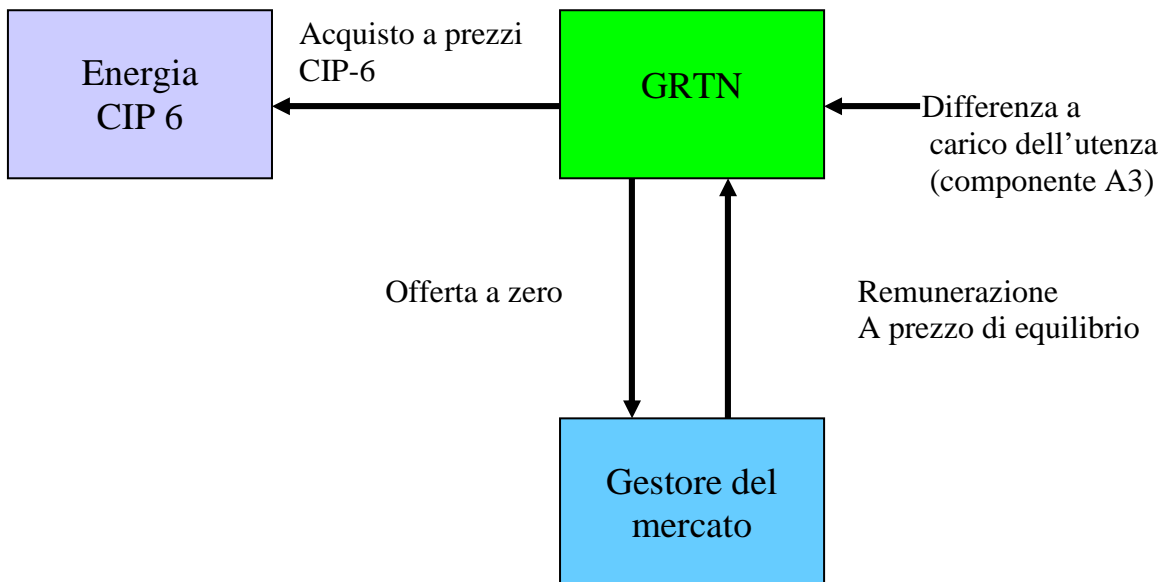
Determinazione quantità e prezzi



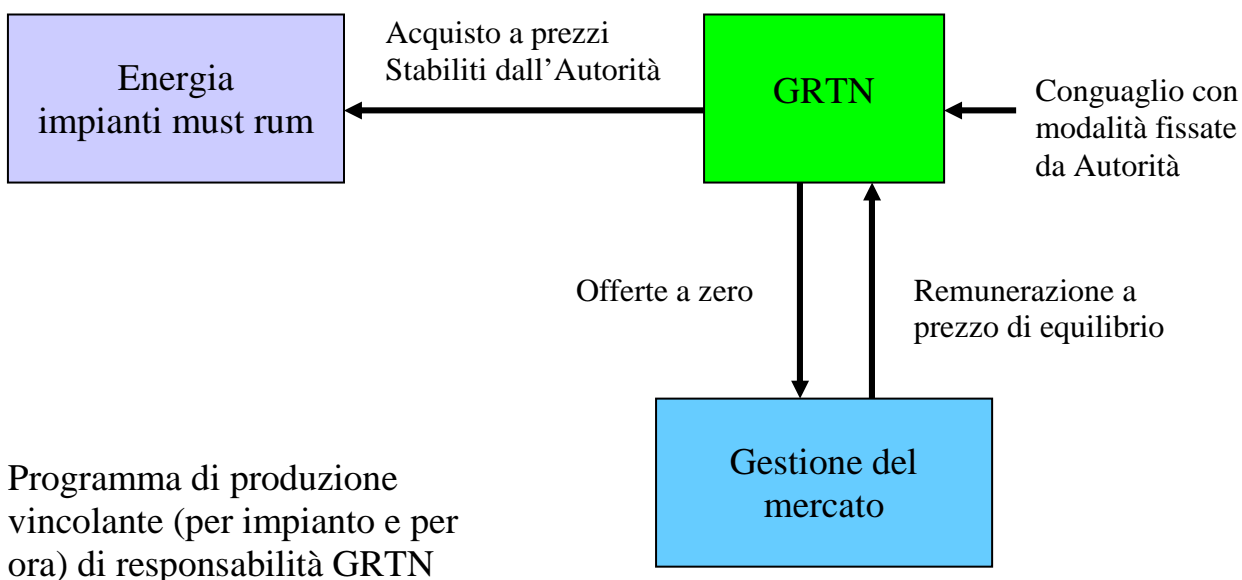
Contratti bilaterali: programmi bilanciati e vincolanti



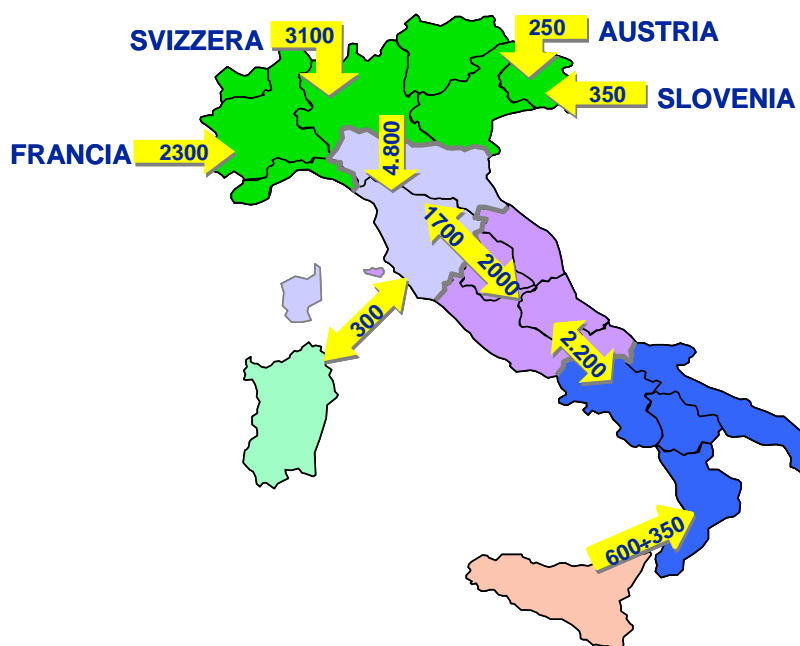
Impianti CIP 6



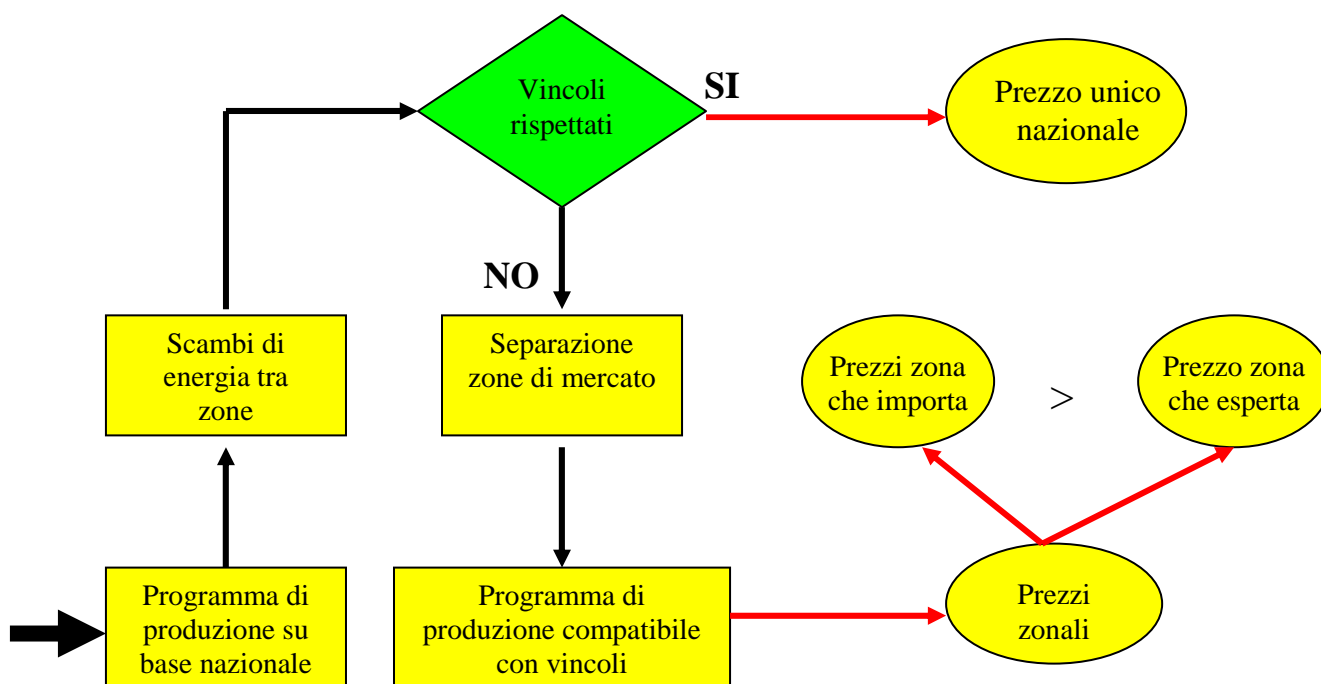
Impianti essenziali per la sicurezza



Vincoli di trasmissione: zone geografiche

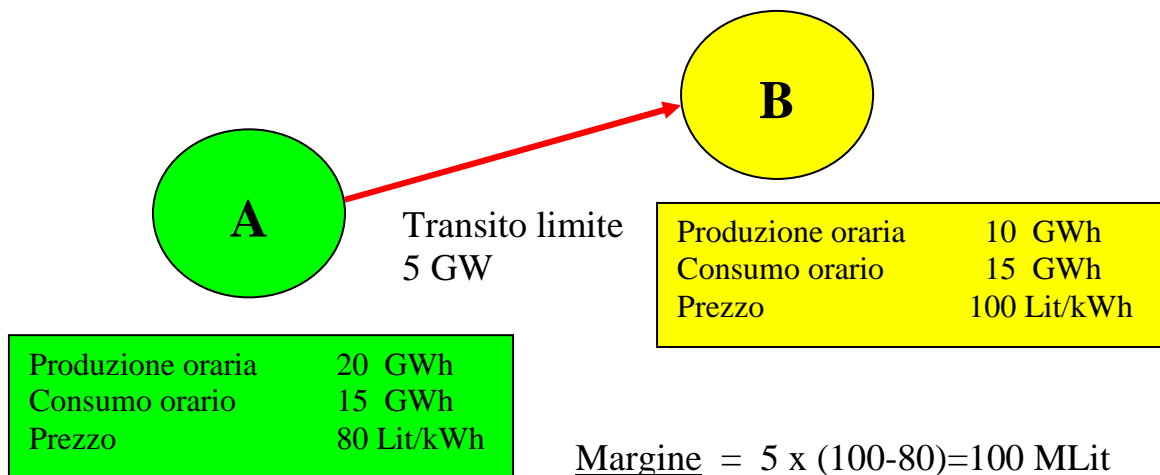


Separazione del mercato in zone



Effetto della separazione in zone:

margin positivo tra quanto pagato dagli acquirenti e quanto ricevuto dai venditori, ridistribuito a tutti i clienti attraverso la riduzione del prezzo energia



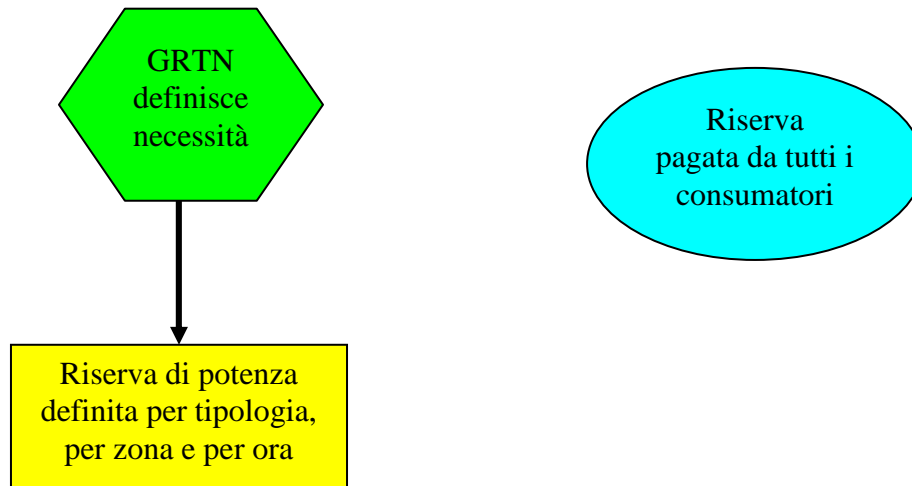
STRUTTURA DEI MERCAI FISICI

Mercato elettrico

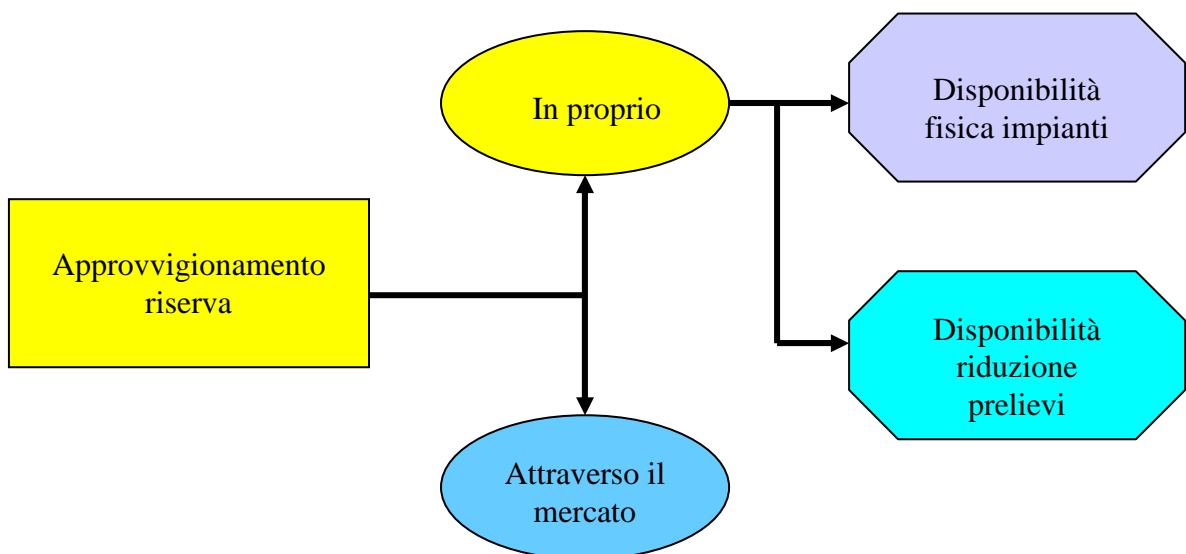
- Mercato del giorno prima dell'energia
- **Mercato del giorno prima della riserva**
individuazione degli impianti che garantiscono la disponibilità della riserva di potenza (secondaria e terziaria)
- Mercato infragiornaliero di aggiustamento
- Mercato di bilanciamento

MERCATO DEL GIORNO PRIMA - RISERVA

Definizione riserva secondaria e terziaria

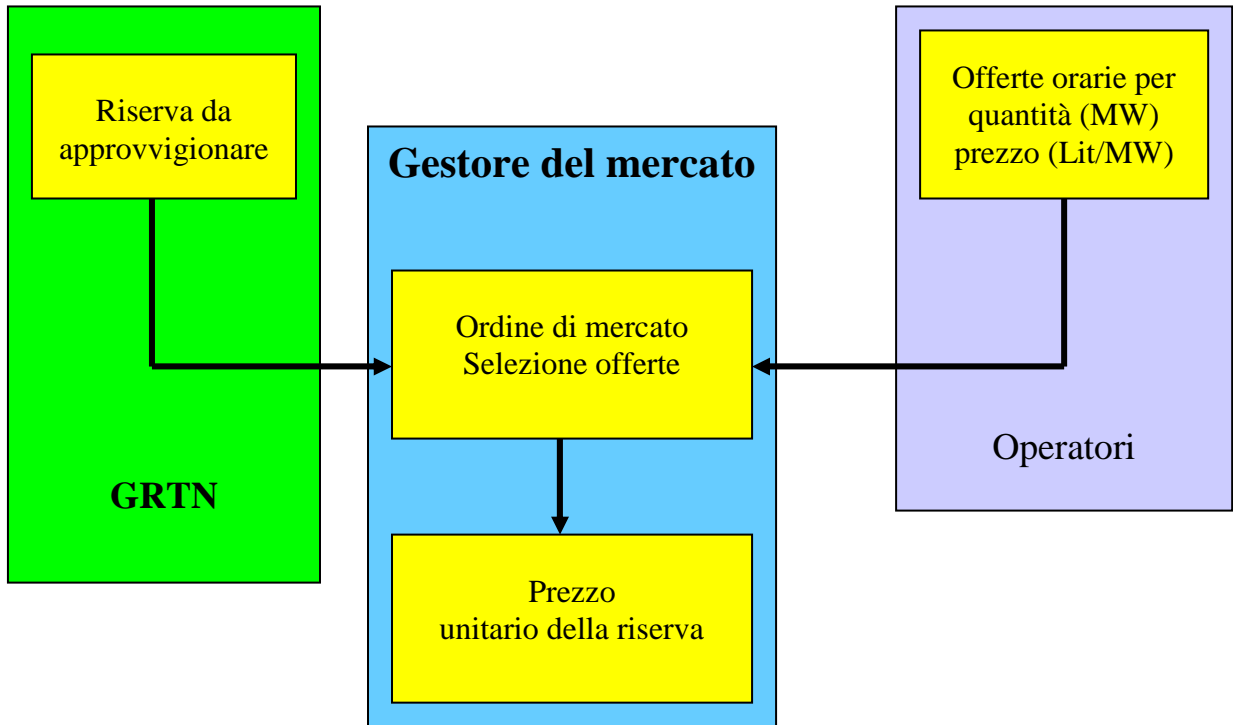


Contratti bilaterali

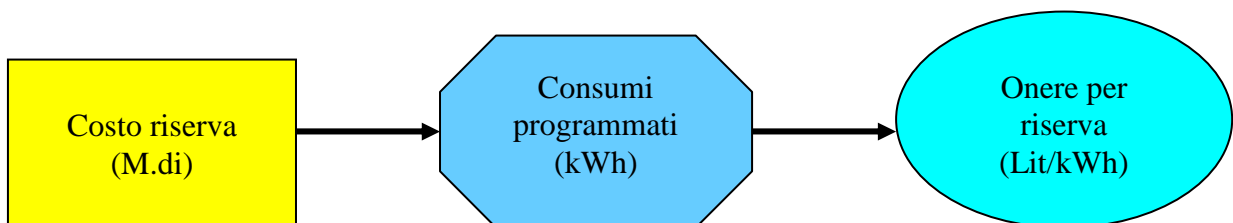


Selezione offerte

Sessioni separate per tipologia e per zona



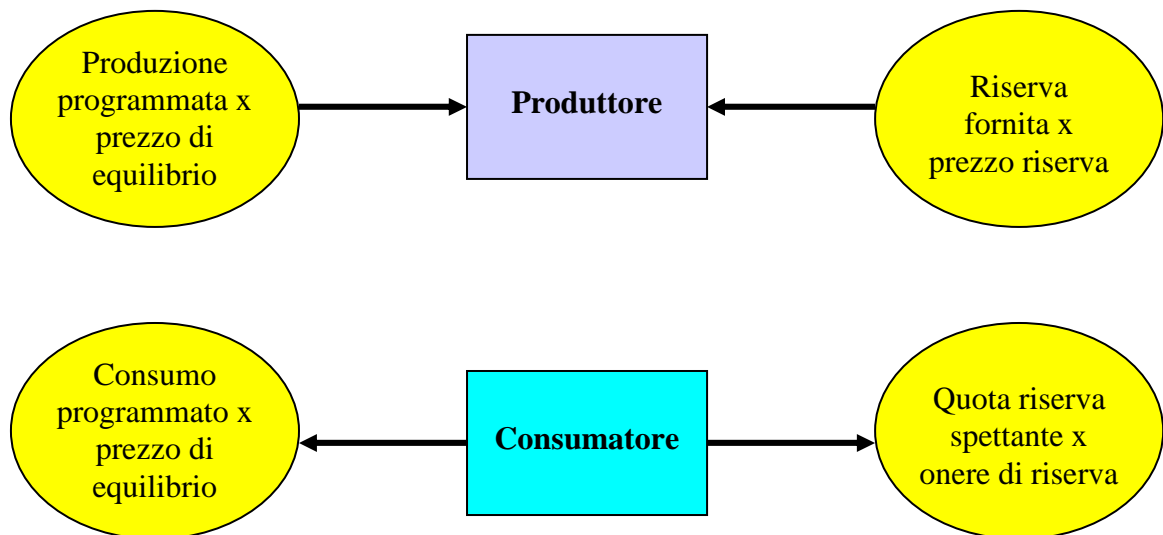
Ripartizione costo riserva



I costi dell'energia eventualmente prodotta sono coperti attraverso il mercato di bilanciamento

MERCATO DEL GIORNO PRIMA

Settlement



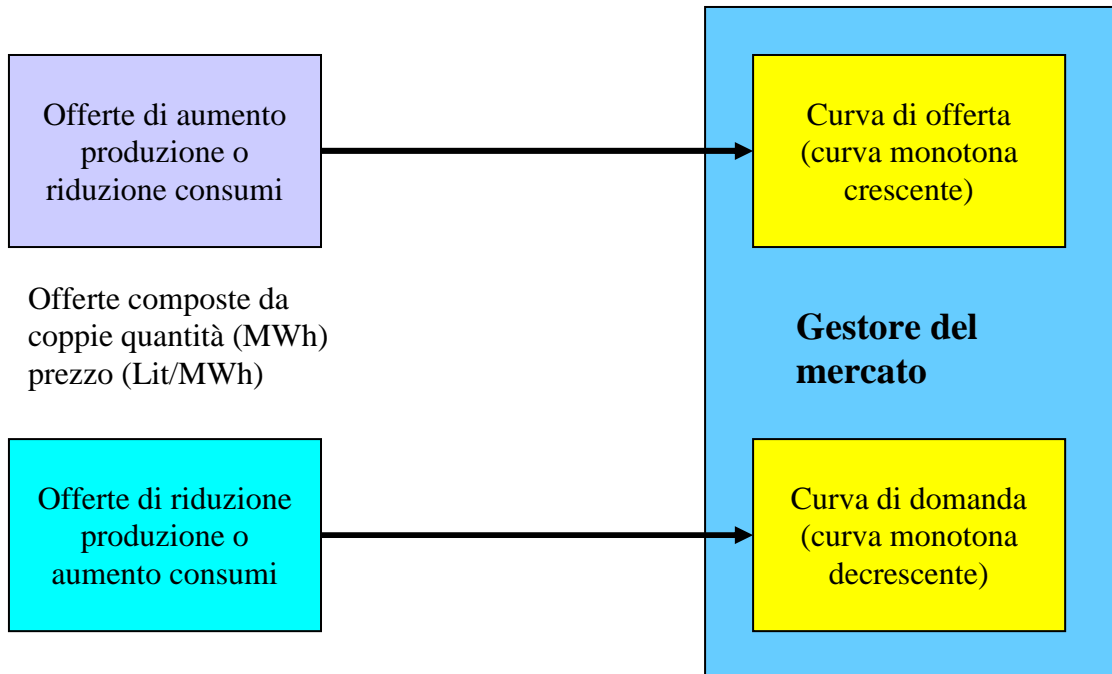
STRUTTURA DEI MERCATI FISICI

Mercato elettrico

- Mercato del giorno prima
- Mercato del giorno prima della riserva
- **Mercato infragiornaliero di aggiustamento**
 modifica dei programmi di immissione e prelievo definiti nel mercato del giorno prima
- Mercato di bilanciamento

MERCATO INFRAGIORNALIERO DI AGGIUSTAMENTO

Offerte: variazioni rispetto al mercato del giorno prima, riferite alle singole ore



Zone di mercato

Il mercato è riferito inizialmente alle zone individuate nel mercato del giorno prima

Zone geografiche che non sono state separate nel mercato del giorno prima: capacità di transito residue disponibili

Eventuale ulteriore separazione delle zone geografiche in zone di mercato valide solo per il mercato infragiornaliero

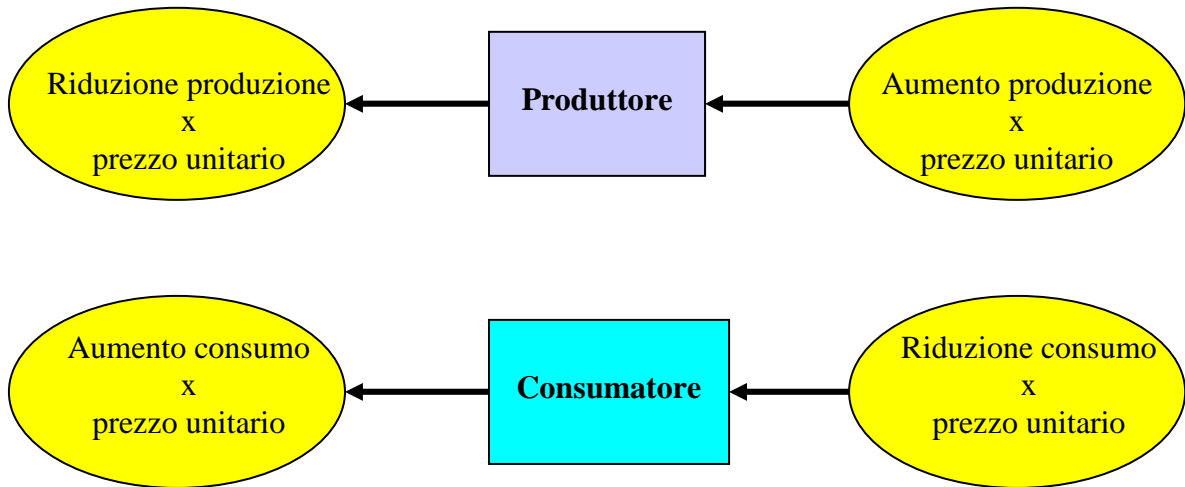
Definizione prezzi e quantità

Per ogni zona di mercato e per ogni ora:

- incrocio tra la curva di domanda e la curva di offerta
- unico prezzo di equilibrio valido per la valorizzazione delle quantità contrattate

Procedimento analogo a quello del mercato del giorno prima

Settlement



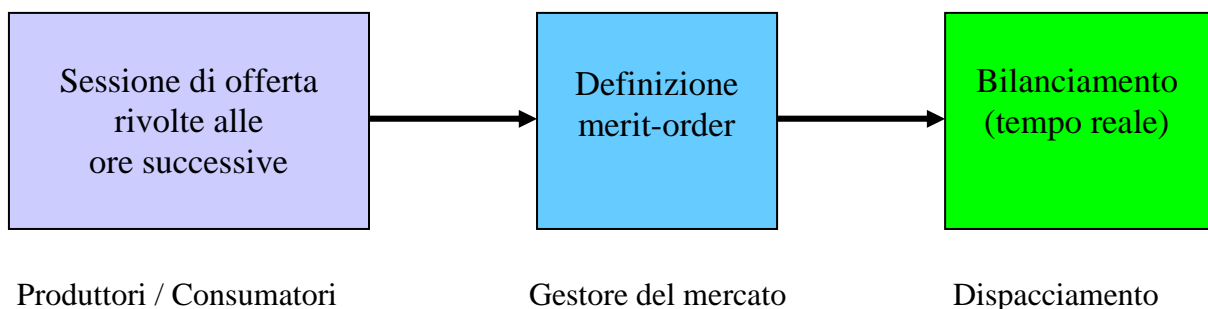
(inclusi contratti bilaterali)

STRUTTURA DEI MERCATI FISICI

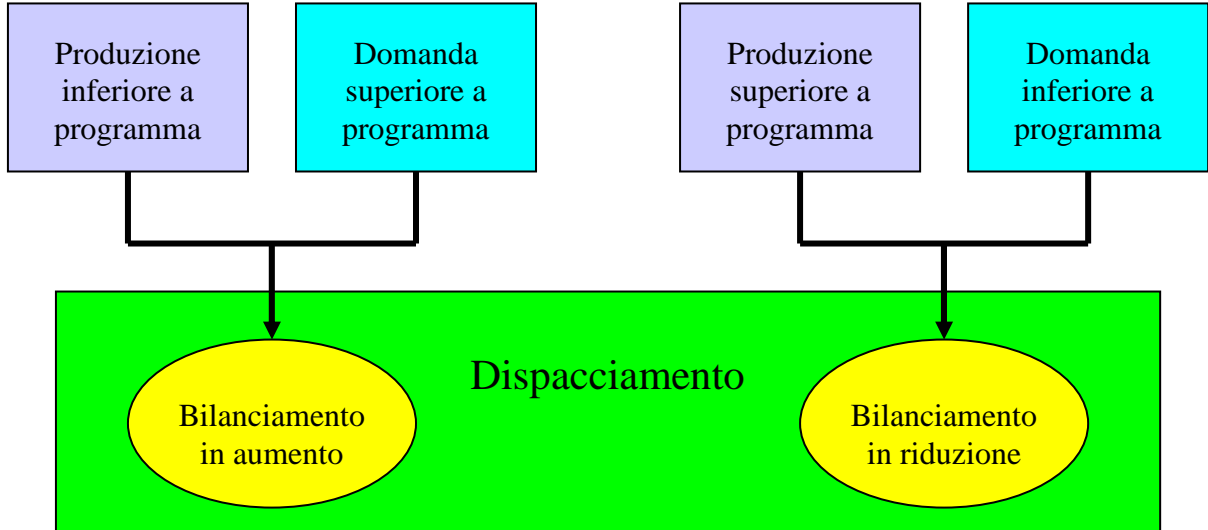
Mercato elettrico

- Mercato del giorno prima
- Mercato del giorno prima della riserva • Mercato infragiornaliero di aggiustamento
- **Mercato di bilanciamento**
gestione scostamenti di immissioni/prelievi effettivi rispetto ai programmi definiti nel mercato del giorno prima, come modificati nel mercato infragiornaliero di aggiustamento

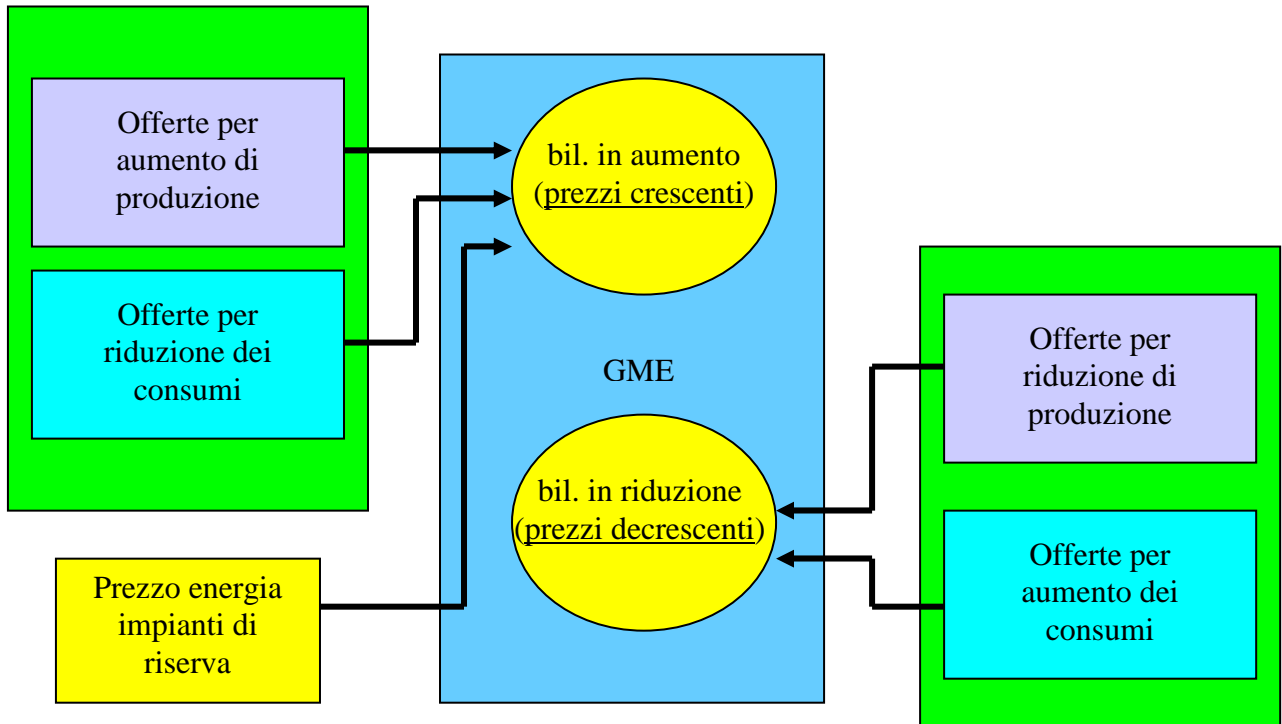
MERCATO DI BILANCIAMENTO



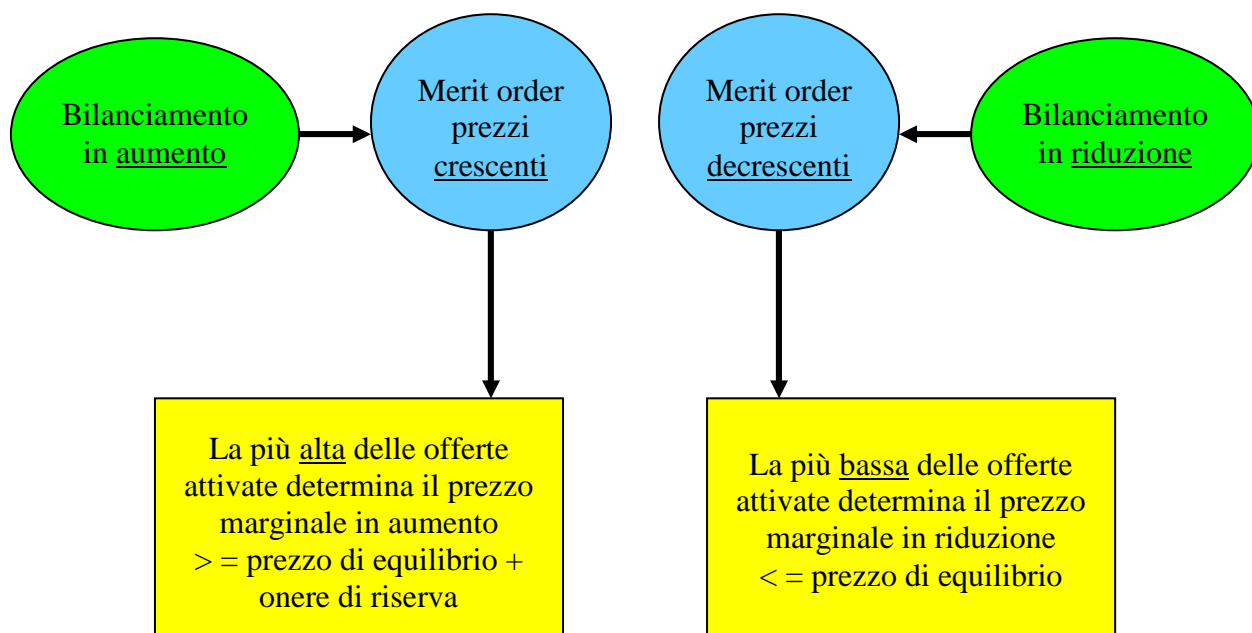
Tipologie di bilanciamento



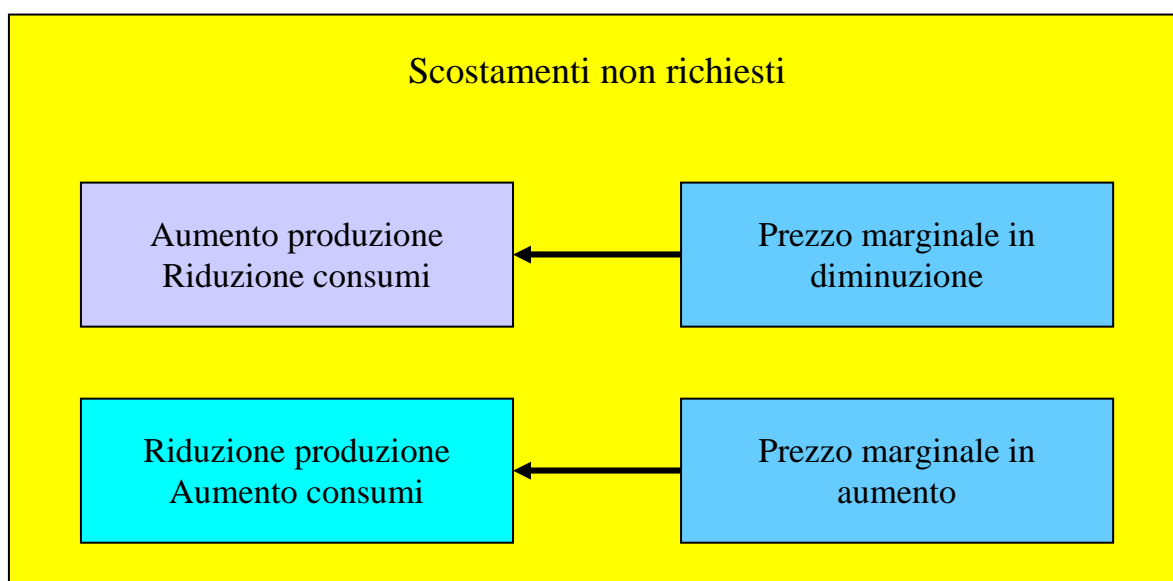
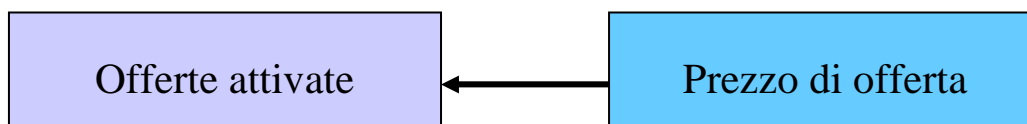
Merit order



Prezzi marginali



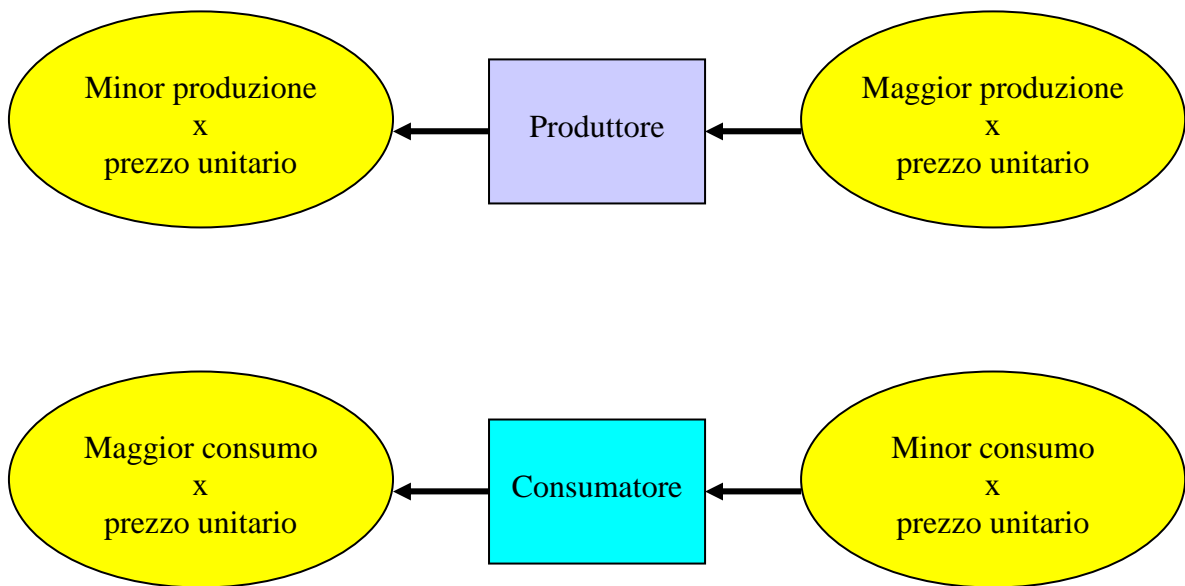
Prezzi unitari



Riduzione onere di riserva

La differenza tra i ricavi ed i pagamenti orari del mercato di bilanciamento è utilizzata per ridurre gli oneri di riserva orari a vantaggio di tutti gli acquirenti

Settlement



(inclusi contratti bilaterali)