



# La regolazione del settore elettrico: elementi di maggiore interesse per i piccoli produttori di energia elettrica

**Seminario Solarexpo  
Verona, 5 maggio 2010**

***Direzione Mercati  
Unità fonti rinnovabili, produzione di energia e impatto ambientale  
Autorità per l'energia elettrica e il gas***



## *Premessa*

# *Temi importanti per la produzione di energia elettrica*



## Elementi fondamentali per la produzione di energia elettrica

		<i>Chi regola il servizio</i>	<i>Chi eroga il servizio</i>
	<b>Autorizzazioni</b>	Regioni o Stato (solo per impianti con potenza termica superiore a 300 MWt e impianti eolici off shore)	Regioni, enti locali o Stato (solo per impianti con potenza termica superiore a 300 MWt e impianti eolici off shore)
<b>Accesso ai servizi di sistema</b>	<b>Connessioni</b>	Autorità	Gestore di rete (imprese distributrici o Terna)
	<b>Trasporto e dispacciamento</b>	Autorità	Trasporto: imprese distributrici e Terna Dispacciamento in immissione: Terna
	<b>Misura</b>	Autorità	Gestore di rete (imprese distributrici o Terna)
<b>Cessione o scambio dell'energia</b>	<b>Cessione dell'energia</b>	Autorità	Libero mercato o GSE per il ritiro dedicato
	<b>Scambio sul posto (in alternativa alla cessione)</b>	Autorità	Imprese distributrici fino al 31 dicembre 2008, GSE dall'1 gennaio 2009
<b>Incentivi</b>	<b>Incentivi (ove previsti)</b>	MSE, MATTM e Autorità ove previsto	GSE



## *Vantaggi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili*

- priorità di dispacciamento dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete (d. lgs. n. 79/99);
- semplificazioni nelle procedure per la connessione (*delibera ARG/elt 99/08 dall'1 gennaio 2009*);
- per impianti di potenza inferiore a 10 MVA e per le fonti rinnovabili non programmabili di ogni taglia, semplificazioni per la cessione dell'energia elettrica, nel caso in cui il produttore scelga di cederla al GSE (ritiro dedicato, *delibera n. 280/07 dall'1 gennaio 2008*);
- in alternativa alla cessione dell'energia immessa in rete, scambio sul posto (*delibera ARG/elt 74/08 dall'1 gennaio 2009*). Questa possibilità è prevista per gli impianti fino a 200 kW;
- incentivi economici, tra cui certificati verdi, incentivi in conto energia (feed in premium), tariffa fissa onnicomprensiva.



## *Vantaggi e incentivi previsti per la cogenerazione ad alto rendimento*

- esonero dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi e priorità di dispacciamento dell'energia elettrica immessa in rete (*d. lgs. n. 79/99*);
- semplificazioni per le connessioni (*delibera ARG/elt 99/08 dall'1 gennaio 2009*);
- per impianti di potenza inferiore a 10 MVA e per le fonti rinnovabili non programmabili di ogni taglia, semplificazioni per la cessione dell'energia elettrica, nel caso in cui il produttore scelga di cederla al GSE (ritiro dedicato): non è quindi conseguenza della qualifica di cogenerazione ad alto rendimento (*delibera n. 280/07 dall'1 gennaio 2008*);
- in alternativa alla cessione dell'energia immessa in rete, scambio sul posto (*delibera ARG/elt 74/08 dall'1 gennaio 2009*). Questa possibilità è prevista per gli impianti fino a 200 kW;
- certificati bianchi (in fase di revisione e ridefinizione a cura del MSE).

**Accesso alla rete, modalità di cessione dell'energia elettrica e incentivi previsti per le fonti rinnovabili (esclude le connessioni e la misura)**

Accesso alla rete e modalità di cessione dell'energia elettrica immessa			Incentivi (per le fonti rinnovabili)		Totale
Modalità di cessione	Quali impianti	Contratti da siglare	Tipo di incentivi	Quali fonti tra quelle rinnovabili	Ricavi per il produttore
1 <b>Libero mercato (partecipazione diretta in Borsa o tramite trader)</b>	Tutti	Dispacciamento in immissione con Terna + Compravendita con la propria controparte + Regolazione trasporto con Terna e impresa distributrice per impianti connessi in MT o BT	Certificati verdi	Tutte, ad eccezione della fonte solare	Vendita + incentivo
			Conto energia	Solare	
2 <b>Ritiro dedicato, secondo modalità e condizioni economiche definite dall'Autorità</b>	Di potenza < 10 MVA o di potenza qualsiasi se alimentati da fonti rinnovabili non programmabili	Unica convenzione con il GSE che comprende anche il dispacciamento in immissione e il trasporto dell'energia elettrica immessa	Certificati verdi	Tutte, ad eccezione della fonte solare	Vendita + incentivo
			Conto energia	Solare	
3 <b>Ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva</b>	Alimentati da fonte eolica fino a 200 kW; alimentati dalle altre fonti rinnovabili, ad eccezione della solare, fino a 1 MW	Unica convenzione con il GSE inclusiva di tutto, compresi gli incentivi	Conto energia, già incluso nel prezzo di ritiro dell'energia elettrica	Tutte, ad eccezione della fonte solare	Vendita (a un prezzo che già include l'incentivo)
4 <b>Scambio sul posto</b>	Alimentati da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW	Contratto di scambio con il GSE relativo all'energia elettrica immessa e allo scambio sul posto. Non sostituisce la regolazione dell'energia elettrica prelevata	Certificati verdi	Tutte, ad eccezione della fonte solare	Compensazione tra l'energia elettrica immessa e quella prelevata + incentivo
			Conto energia	Solare	



### Descrizione sintetica degli strumenti incentivanti esistenti in Italia per le fonti rinnovabili

Tipo di incentivo	A quali impianti si applica	Durata del periodo di incentivazione	Quantità di energia incentivata
<b>Certificati verdi</b>	Impianti alimentati da fonti rinnovabili e impianti ibridi entrati in esercizio dall'1 aprile 1999	12 anni per gli impianti entrati in esercizio tra l'1 aprile 1999 e il 31 dicembre 2007; 15 anni per gli impianti entrati in esercizio dall'1 gennaio 2008	Energia elettrica prodotta netta per gli impianti entrati in esercizio tra l'1 aprile 1999 e il 31 dicembre 2007; energia elettrica prodotta netta moltiplicata per un coefficiente per gli impianti entrati in esercizio dall'1 gennaio 2008. Nel caso di impianti ibridi, la produzione incentivata è quella attribuibile alle fonti rinnovabili.
<b>Conto energia per impianti fotovoltaici</b>	Impianti fotovoltaici entrati in esercizio dopo il 30 settembre 2005	20 anni	Energia elettrica prodotta.
<b>Conto energia per impianti solari termodinamici</b>	Impianti solari termodinamici entrati in esercizio dopo il 18 luglio 2008.	25 anni	Energia elettrica prodotta netta. Nel caso di impianti ibridi, la produzione incentivata in conto energia è quella attribuibile alla fonte solare.
<b>Tariffa fissa onnicomprensiva</b>	Impianti entrati in esercizio dall'1 gennaio 2008: alimentati da fonte eolica fino a 200 kW; alimentati dalle altre fonti rinnovabili, ad eccezione della solare, fino a 1 MW.	15 anni	Energia elettrica immessa. Nel caso di impianti ibridi, l'immissione incentivata in conto energia è quella attribuibile alle fonti rinnovabili.



***Le connessioni:  
la delibera ARG/elt 99/08***



## *La nuova regolazione delle connessioni attive: il quadro d'insieme*

	<b>Regole tecniche</b>	<b>Procedure</b>		<b>Livello di erogazione del servizio</b>	<b>Corrispettivo di connessione</b>
<b>BT</b>	DK (Enel) + norme di altri distributori	Unico iter per la richiesta di connessioni	Procedure comuni e dettagliate	Fino a 100 kW	Convenzionale per FER e CAR
<b>MT</b>	CEI 0-16 o Codice di Rete (nel caso di Terna)			Fino a 6.000 kW	
<b>AT AAT</b>			Come in del. n. 281/05	Oltre	Proporzionalità alla potenza per FER



*Procedure  
per la richiesta della connessione*



## *Richiesta di connessione*

- ✓ Le richieste di nuove connessioni:
  - a) riguardanti una potenza in immissione richiesta inferiore a 10.000 kW, devono essere presentate all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale;
  - b) riguardanti una potenza in immissione richiesta uguale o superiore a 10.000 kW, devono essere presentate a Terna.
  
- ✓ Le richieste di valutazione di adeguamento della connessione esistente devono essere presentate a Terna nel caso in cui l'impianto sia già connesso alla rete di trasmissione e all'impresa distributrice competente per ambito territoriale nel caso in cui l'impianto sia già connesso alla rete di distribuzione.



## *La scelta del punto di connessione preferenziale*

Si può indicare nella richiesta un punto esistente della rete al quale il gestore di rete dovrà riferirsi per la soluzione di connessione. In tali casi:

- ✓ il preventivo deve prevedere la connessione nel punto di rete indicato dal richiedente;
- ✓ se quel punto non accetta l'intera potenza richiesta in immissione, il preventivo deve indicare la massima potenza che può essere connessa, con relativa giustificazione;
- ✓ il gestore di rete può proporre soluzioni alternative finalizzate a connettere l'intera potenza richiesta in immissione;
- ✓ il richiedente, se rinuncia alla soluzione per la connessione relativa al punto di rete indicato, può optare per l'elaborazione di un nuovo preventivo, senza ripresentare la documentazione che già aveva inviato ai fini del primo preventivo.



## *Il corrispettivo da applicare all'atto della richiesta di connessione*

All'atto della presentazione della richiesta di connessione il richiedente è tenuto a versare a Terna o all'impresa distributrice un corrispettivo per l'ottenimento del preventivo pari a:

- ✓ 100 euro per potenze in immissione richieste fino a 50 kW;
- ✓ 200 euro per potenze in immissione richieste superiori a 50 kW e fino a 100 kW;
- ✓ 500 euro per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 500 kW;
- ✓ 1.500 euro per potenze in immissione richieste superiori a 500 kW e fino a 1.000 kW;
- ✓ 2.500 euro per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.



## *Il livello di tensione di erogazione del servizio di connessione*

<b>Potenza richiesta in immissione</b>	<b>Livello di erogazione del servizio</b>
fino a 100 kW	bt
fino a 6.000 kW	MT
oltre 6.000 kW	AT/AAT

- Oltre i valori indicati, è facoltà del gestore di rete connettere comunque il richiedente al livello di tensione inferiore: ad esempio, per una potenza richiesta pari a 120 kW, il distributore, se lo ritiene compatibile con la propria rete, può realizzare la connessione in bt;
- Nel caso di connessione esistente, il servizio di connessione è erogato al livello di tensione della connessione esistente nei limiti di potenza già disponibile per la connessione.



*Condizioni per la connessione alle reti in  
bassa e media tensione*



## *Introduzione*

Nel caso di **connessioni alle reti bt e MT:**

- definizione di procedure certe e standard, prevedendo la priorità per le connessioni di impianti alimentati da fonti rinnovabili e/o cogenerativi ad alto rendimento;
- revisione dei tempi massimi per la connessione e degli indennizzi automatici al fine di rimuovere le criticità emerse con i precedenti provvedimenti;
- definizione di corrispettivi convenzionali;
- priorità di trattamento per le fonti rinnovabili e la cogenerazione ad alto rendimento;
- definizione delle procedure sostitutive previste dalla legge n. 244/07 per le fonti rinnovabili.



# Tempistiche e responsabilità per connessioni in MT e bt

## TEMPI

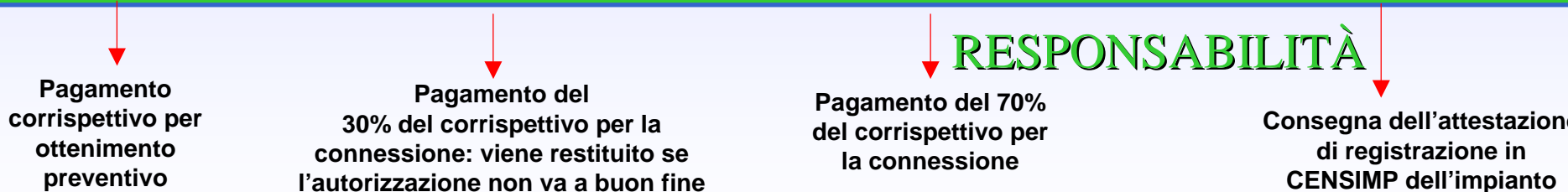
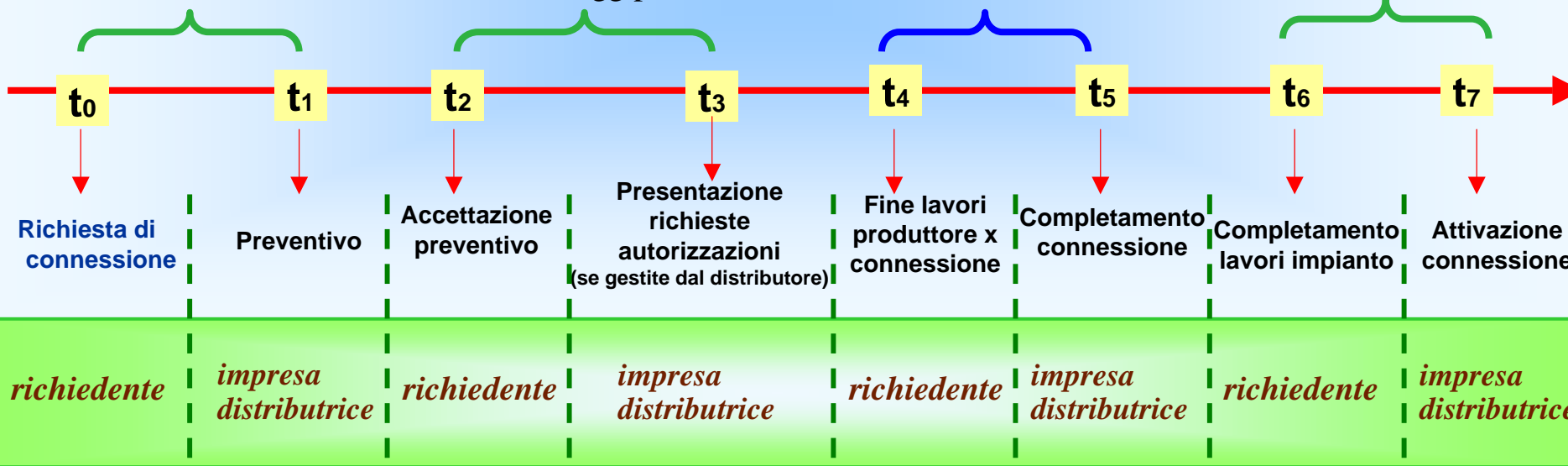
- 20 gg se  $P_i \leq 100$  kW
- 45 gg se  $100\text{kW} < P_i \leq 1000\text{kW}$
- 60 gg se  $P_i > 1000\text{kW}$

- max 30 gg per BT
- max 60 gg per MT

- max 30 gg (lavori semplici)
- max 90 gg (lavori complessi) maggiorati di 15 gg/km per distanze superiori al km

gg = giorni lavorativi

max 10 gg.





## *Corrispettivo per la connessione - 1*

- ✓ Il corrispettivo per la connessione di **impianti alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento** è il minor valore tra:

$$A = CP_A \cdot P + CM_A \cdot P \cdot D_A + 100$$

$$B = CP_B \cdot P + CM_B \cdot P \cdot D_B + 6000$$

dove:

$$CP_A = 35 \text{ €/kW} \quad CM_A = 90 \text{ €/(kW} \cdot \text{km)}$$

$$CP_B = 4 \text{ €/kW} \quad CM_B = 7,5 \text{ €/(kW} \cdot \text{km)}$$

P è la potenza ai fini della connessione

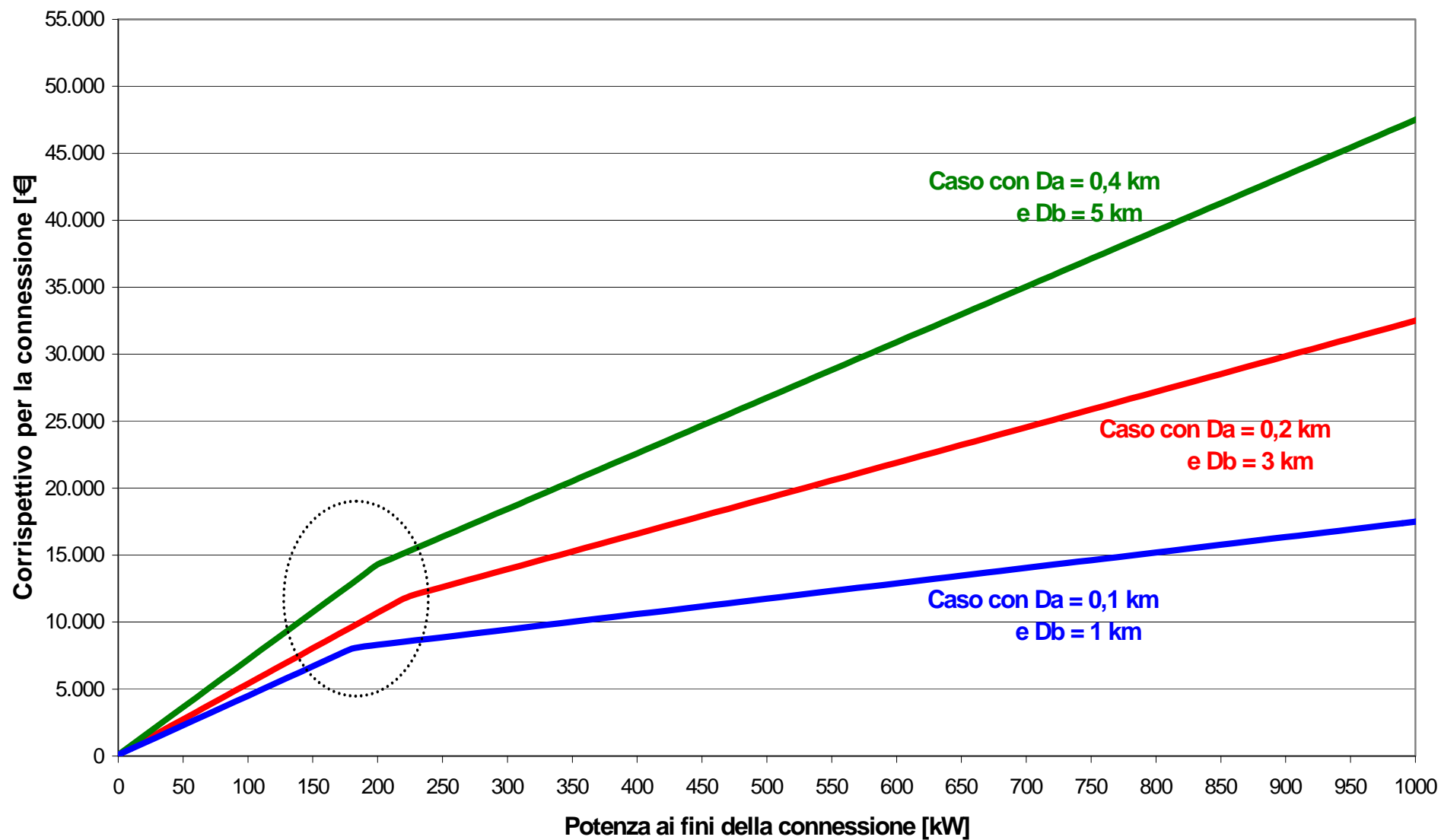
$D_A$  è la distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione MT/bt

$D_B$  è la distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione AT/MT

- ✓ Il corrispettivo esclude i costi di gestione delle autorizzazioni che dovranno essere versati separatamente ai gestori di rete, se gestite dai medesimi.



### Esempio di applicazione dei corrispettivi per la connessione





## *Corrispettivo per la connessione - 2*

- ✓ Il corrispettivo per la connessione di **impianti non alimentati da fonti rinnovabili né cogenerativi ad alto rendimento** è pari al massimo tra il corrispettivo sopra definito (slide precedente) e il costo determinato sulla base di soluzioni tecniche standard, pubblicate dall'impresa distributrice unitamente ai relativi costi medi.
- ✓ Il corrispettivo esclude i costi di gestione delle autorizzazioni che dovranno essere versati separatamente ai gestori di rete, se gestite dai medesimi.



## *Priorità di trattamento*

- ✓ Le imprese distributrici trattano in via prioritaria le richieste e la realizzazione delle connessioni di impianti di produzione da fonte rinnovabile e da cogenerazione ad alto rendimento rispetto agli impianti di produzione diversi dai predetti impianti.
- ✓ I limiti temporali stabiliti dalle condizioni procedurali di cui al presente provvedimento riferite a connessioni di impianti di produzione da fonti diverse dalle fonti rinnovabili e dalla cogenerazione ad alto rendimento possono subire modifiche, stabilite dalle imprese distributrici non oltre un tempo massimo pari al doppio dei tempi previsti, per effetto dell'attuazione del predetto principio di priorità.



## *Gli indennizzi automatici - 1*

In caso di mancato rispetto dei tempi previsti per:

- la messa a disposizione del preventivo;
- la messa a disposizione dell'eventuale preventivo aggiornato a seguito dell'ottenimento delle autorizzazioni;
- la presentazione di eventuali richieste di autorizzazione in capo all'impresa distributrice;
- la messa a disposizione delle informazioni necessarie alla predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativi;
- l'invio al richiedente, nel caso si avvalga della facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto per la connessione, degli elementi necessari alla realizzazione della connessione secondo gli standard realizzativi;
- il collaudo per la messa in esercizio dell'impianto di rete, nel caso in cui il richiedente si avvalga della facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto per la connessione,

l'impresa distributrice è tenuta a corrispondere al richiedente **20 euro/giorno** a titolo di **indennizzo automatico**.



## *Gli indennizzi automatici - 2*

### Realizzazione della connessione

Per ogni giorno di ritardo della realizzazione della connessione l'impresa distributrice è tenuta a corrispondere al soggetto che richiede la connessione un indennizzo pari al maggior valore tra:

**5% del corrispettivo per la realizzazione della connessione** e **20 euro**

Se il ritardo supera i 120 giorni, il richiedente segnala l'inadempienza all'Autorità, per l'adozione dei provvedimenti di propria competenza.



## *Il lotto di impianti*

Il **lotto di impianti di produzione** è un gruppo di impianti di produzione distinti, alimentati da fonti rinnovabili e/o in assetto cogenerativo ad alto rendimento, ubicati sullo stesso terreno o su terreni adiacenti eventualmente separati unicamente da strada, strada ferrata o corso d'acqua. In tali casi:

- richiesta di connessione unica;
- ai fini del preventivo si considera una potenza in immissione richiesta pari alla somma delle potenze in immissione richieste per i vari impianti;
- unico preventivo;
- il livello di tensione a cui è erogato il servizio dipende dalle potenze in immissione richieste per ciascun impianto;
- qualora la potenza in immissione richiesta totale per il lotto sia maggiore di 6.000 kW, si applicano le condizioni relative alle connessioni alle reti in AT e AAT; altrimenti si applicano le condizioni relative alle connessioni alle reti in bt e MT.



## *La realizzazione in proprio della connessione - 1*

- E' possibile nel caso di connessioni di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento e qualora la connessione sia erogata ad un livello di tensione nominale superiore ad 1 kV.
- Il soggetto richiedente la connessione può realizzare in proprio l'impianto per la connessione nelle parti che non implicino l'effettuazione di interventi sulla rete elettrica esistente, vale a dire, di norma, la realizzazione dell'eventuale linea elettrica e dell'impianto per la consegna.
- Le imprese distributrici possono consentire al soggetto richiedente la connessione di intervenire anche sulla rete esistente fatte salve le esigenze di sicurezza e la salvaguardia della continuità del servizio elettrico.



## *La realizzazione in proprio della connessione - 2*

- Gli impianti per la connessione realizzati dal soggetto richiedente la connessione sono resi disponibili all'impresa distributrice per il collaudo e la conseguente accettazione.
- L'impresa distributrice versa al richiedente un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo determinato sulla base di soluzioni tecniche standard e il corrispettivo per la connessione convenzionale. Qualora detta differenza sia negativa, il corrispettivo per la connessione è posto pari a zero.



## *Regole tecniche di connessione*

- ✓ La realizzazione e la gestione della connessione è effettuata nel rispetto delle regole tecniche di connessione adottate dalle imprese distributrici conformemente alle disposizioni dell'Autorità e alle norme e guide tecniche del Comitato elettrotecnico italiano. Dette regole tecniche devono indicare, almeno:
  - a) le soluzioni tecniche standard per la connessione e i criteri per la determinazione della soluzione tecnica per la connessione a fronte di una richiesta di connessione;
  - b) le condizioni tecniche che devono essere rispettate dall'utente di rete ai fini della gestione della connessione;
  - c) le condizioni da applicarsi nei casi di necessità di adeguamento di una connessione esistente.
- Per le connessioni alle reti di distribuzione con tensione superiore a 1 kV, tali regole tecniche sono state definite con la delibera ARG/elt 33/08 e ARG/elt 119/08.



## *Disposizioni finali*



## *Validità del preventivo accettato: elementi già previsti dal TICA*

- ✓ Il preventivo accettato dal richiedente cessa di validità qualora il medesimo soggetto non comunichi al gestore di rete l'inizio dei lavori per la realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica entro:
    - 6 mesi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo, nel caso di connessioni in bassa tensione;
    - 12 mesi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo, nel caso di connessioni in media tensione;
    - 18 mesi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo, nel caso di connessioni in alta e altissima tensione;
- fatti salvi ritardi causati dall'iter autorizzativo, cause di forza maggiore e cause non imputabili al richiedente.



## *Gestione delle richieste di connessione di impianti di produzione di energia elettrica in aree critiche*

- ✓ Negli ultimi mesi sono emerse criticità nella gestione delle connessioni di impianti di produzione di energia elettrica in alcune aree del Paese, in termini di insufficienza delle reti.
- ✓ *“Occorre prevedere strumenti, di carattere normativo e quindi regolatorio, finalizzati a rendere certe e più omogenee sul territorio nazionale le **procedure autorizzative** e ad utilizzare nel modo più efficiente possibile la capacità di rete disponibile prevedendo, ad esempio, interventi tecnici di ottimizzazione della rete e dei suoi componenti, oltre ad interventi finalizzati ad annullare la capacità di rete "prenotata" nei casi in cui all'accettazione del preventivo non faccia effettivamente seguito la concreta realizzazione dell'impianto di produzione. **Occorre sviluppare le reti elettriche di distribuzione e di trasmissione** per far fronte al progressivo sviluppo delle fonti rinnovabili, a partire dalle zone d'Italia ove tali fonti sono maggiormente disponibili”. (PAS 3/10)*



## *Revisione dei preventivi accettati - 1*

- ✓ Non si ravvisano criticità in caso di revisione, concordata con i produttori richiedenti, dei preventivi già accettati, al fine di proporre **nuove soluzioni tecniche** che tengano conto dell'evoluzione del sistema elettrico locale e che siano compatibili con lo stato di avanzamento dei lavori. Ciò, ad esempio, potrebbe consentire l'immissione di una potenza inferiore a quella inizialmente richiesta in attesa dello sviluppo di rete.
- ✓ **I corrispettivi per la connessione rimangono pari a quelli inizialmente previsti** per la soluzione originariamente comunicata e accettata dal richiedente, ad eccezione dei casi in cui viene concordata una riduzione della potenza in immissione rispetto a quella originariamente richiesta.



## *Revisione dei preventivi accettati - 2*

- ✓ Non si ravvisano criticità in caso di revisione, concordata con i produttori richiedenti, dei preventivi già accettati, al fine di consentire lo spostamento dell'impianto di produzione, qualora tale spostamento sia direttamente attribuibile all'iter autorizzativo ovvero imputabile ad atti normativi (anche di carattere regionale), ovvero imputabile ad altre cause non dipendenti dalla volontà del richiedente e opportunamente documentabili.



# *Condizioni per l'accesso e l'utilizzo della rete*

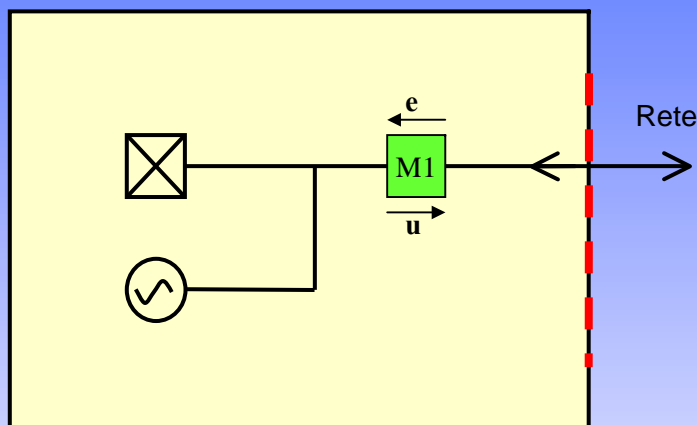


## *Produttori: condizioni per immettere energia elettrica in rete*

Una volta realizzato l'impianto, i produttori, direttamente o attraverso l'interposizione di un terzo (grossista), per poter immettere energia elettrica in rete e, quindi, mettere nelle condizioni il gestore di rete di attivare la connessione e mettere in esercizio l'impianto, devono stipulare il contratto per il **servizio di dispacciamento in immissione** con Terna.

In più devono concludere con il distributore il contratto per il servizio di trasporto (per eventuali prelievi). Inoltre, se connessi in MT o BT, essi riceveranno dai distributori la componente CTR (pari a 0,388 c€/kWh nel 2010 per l'energia elettrica immessa aumentata del 9,9% in BT e del 4,2% in MT).

## *Il cosiddetto “caso 1 a 1”: l’atto n. 54/07*

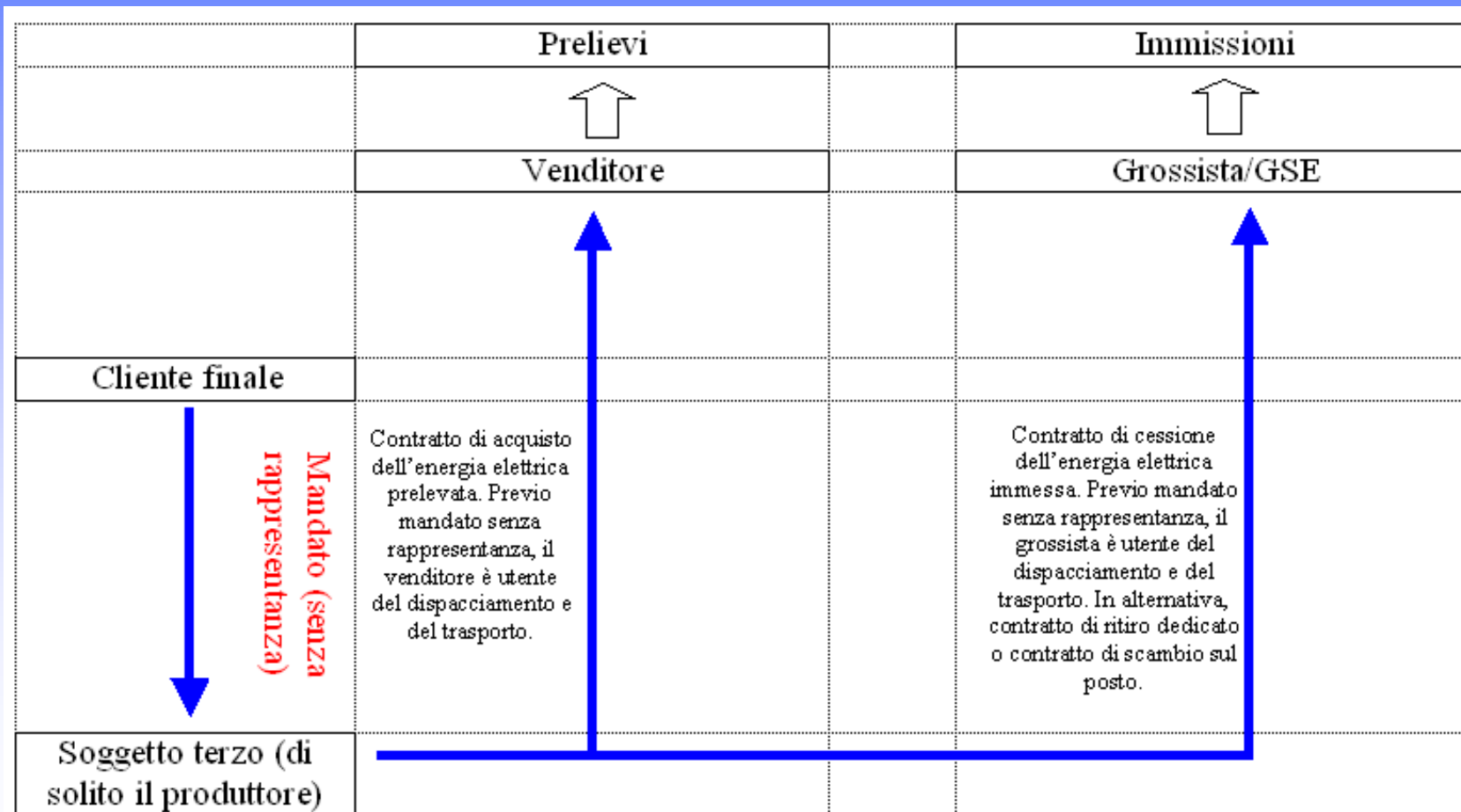


▪ Qualora l’impianto per la produzione di energia elettrica sia realizzato all’interno della proprietà di un unico cliente finale, anche da un soggetto diverso dal cliente finale, e sia collegato all’impianto del medesimo cliente, il trasferimento dell’energia elettrica prodotta alle apparecchiature di consumo del cliente non si configura come attività di distribuzione.

- Nel solo caso in cui il cliente finale sia **un cliente del mercato libero**, ai fini della stipula o del trasferimento della titolarità dei contratti per l’accesso al sistema elettrico, ... l’interposizione di un soggetto terzo ai fini della conclusione dei contratti per il servizio di trasmissione e di distribuzione e per il servizio di dispacciamento ha la forma di un mandato senza rappresentanza e il soggetto che stipula i due contratti deve essere il medesimo.

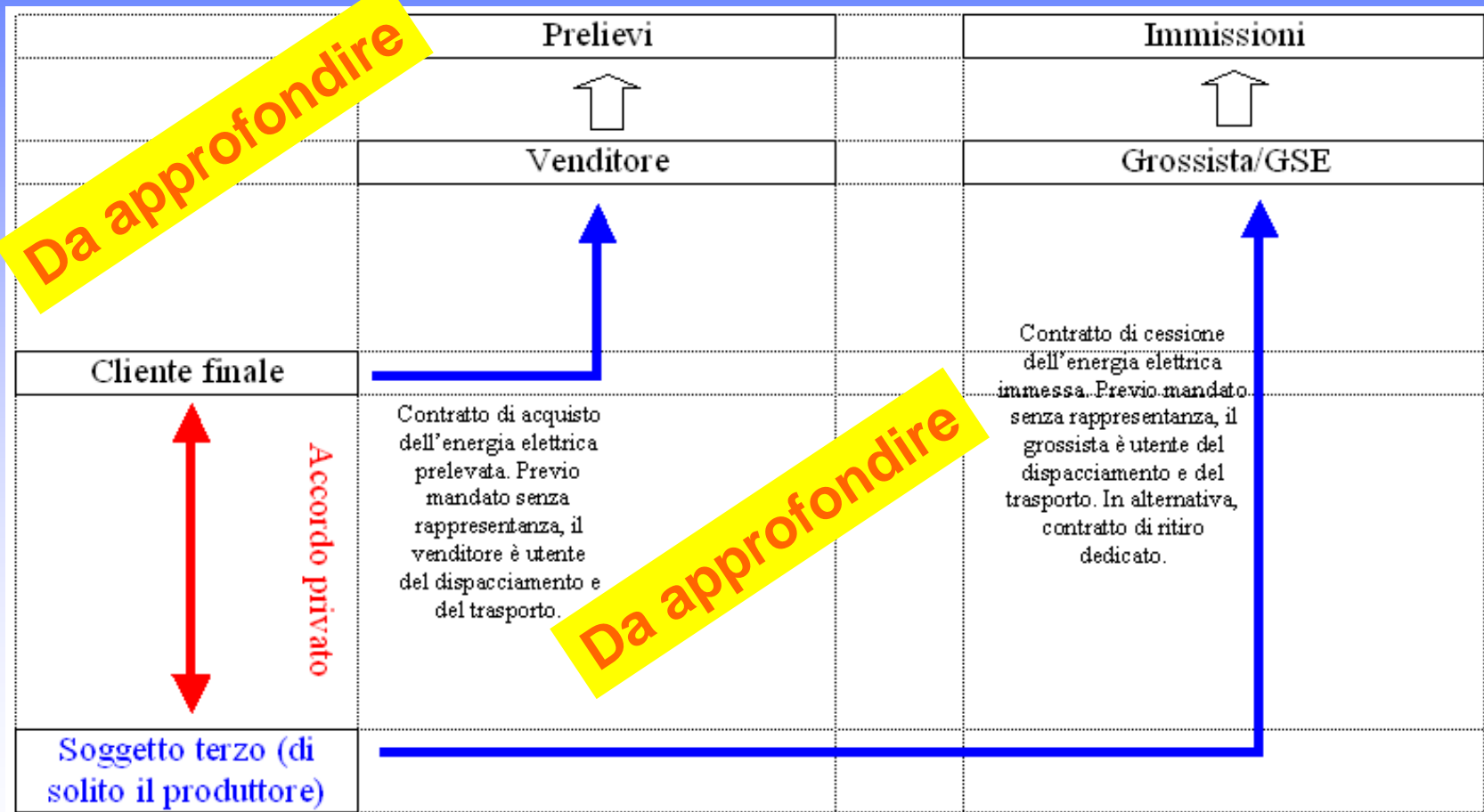


## *La presenza di un soggetto terzo all'interno della proprietà di un solo cliente finale – primo caso*





## La presenza di un soggetto terzo all'interno della proprietà di un solo cliente finale – secondo caso





## *Futuri ambiti di intervento*

- ✓ Configurazione dei rapporti di accesso alla rete di distribuzione e/o di trasmissione nazionale relativamente ai punti di connessione nella titolarità di clienti finali in regime di **autoapprovvigionamento energetico (tra cui i Sistemi Efficienti d'Utenza - SEU)**, con particolare riferimento al caso in cui operano due soggetti diversi (cliente unico e produttore).
- ✓ Configurazione dei rapporti di accesso alla rete di distribuzione e/o di trasmissione nazionale **nel caso di Reti Interne d'Utenza – RIU**: individuazione del responsabile unico di rete.

L'applicazione dei corrispettivi tariffari e degli oneri generali di sistema (componenti A e UC) ai consumi finali piuttosto che all'energia elettrica prelevata dalla rete "pubblica" viene definita dallo Stato con proprie leggi.



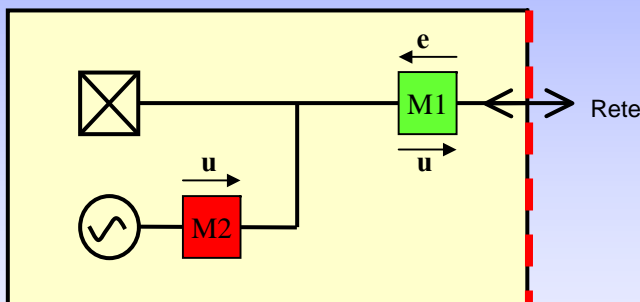
*La misura dell'energia elettrica immessa e  
prelevata dalla rete  
(Allegato A alla delibera dell'Autorità n.  
348/07 - TIT)*

*La misura dell'energia elettrica prodotta  
(delibera dell'Autorità n. 88/07)*



## *Quali misure servono ai fini dell'accesso alla rete*

- La quasi totalità dei flussi di energia elettrica che rilevano ai fini tecnici ed economici nel sistema elettrico è relativa all'energia elettrica **scambiata con la rete**, vale a dire all'**energia elettrica immessa e prelevata (misuratore M1)**.



- Se l'incentivo è erogato per l'energia elettrica prodotta (come il conto energia fotovoltaico o il certificato verde) occorre misurare **l'energia elettrica prodotta (misuratore M2)**.

- Serve misurare l'energia elettrica prodotta anche nei casi in cui, a monte di un unico punto di connessione, vi siano più impianti a cui spetta un trattamento economico diverso.



## *La misura dell'energia scambiata con la rete*

	<b>Installazione e della manutenzione dei misuratori</b>	Tariffa [€/punto]	<b>Raccolta, registrazione e validazione delle misure</b>	Tariffa [€/punto]
<i>Punto di immissione</i>	Titolare impianto di produzione	-	Gestore di rete	Tab. 8.3 + Tab. 8.4 del TIT
<i>Punto di prelievo</i>	Impresa distributrice	Tab. 8.1 del TIT	Impresa distributrice	Tab. 8.3 + Tab. 8.4 del TIT

- Se il punto di connessione è asservito ad un impianto di produzione di energia elettrica e se i prelievi che avvengono attraverso tale punto sono finalizzati esclusivamente all'attività di produzione di energia elettrica, il punto di connessione medesimo viene considerato punto di immissione.
- In tutti gli altri casi, il punto di connessione viene considerato punto di prelievo.



Tabella 8.1: Componenti MIS, di cui all'articolo 25

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	MIS1			MIS3		
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kWh		
	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,065	0,066	0,065
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	2.682,00	2.710,69	2.640,30	-	-	-
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,061	0,063	0,062
lettera e) Altre utenze in media tensione	29.878,32	30.664,77	29.868,29	-	-	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	253.954,32	263.892,66	257.037,10	-	-	-
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	253.954,32	263.892,66	257.037,10	-	-	-

Tabella 8.1 = Tab. 8.2 + Tab. 8.3 + Tab. 8.4



Tabella 8.3: Elementi MIS (RAC) delle componenti MIS, di cui all'articolo 26

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	MIS1(RAC)			MIS3(RAC)		
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kWh		
	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,021	0,021	0,021
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	1.035,72	1.031,66	1.004,87	-	-	-
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,009	0,009	0,009
lettera e) Altre utenze in media tensione	7.456,92	7.484,04	7.289,71	-	-	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	7.489,32	7.517,77	7.322,56	-	-	-
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	7.489,32	7.517,77	7.322,56	-	-	-

Tabella 8.4: Elementi MIS (VER) delle componenti MIS, di cui all'articolo 26

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	MIS1(VER)			MIS3(VER)		
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kWh		
	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,008	0,008	0,008
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	482,28	471,04	458,82	-	-	-
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,001	0,001	0,001
lettera e) Altre utenze in media tensione	2.554,56	2.500,13	2.435,24	-	-	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	2.953,56	2.888,99	2.814,00	-	-	-
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	2.953,56	2.888,99	2.814,00	-	-	-



## *Le responsabilità per la misura dell'energia elettrica prodotta*

**Potenza  $\leq$  20 kW**

### **RESPONSABILITÀ**

**L'impresa distributrice**  
territorialmente competente  
(o Terna per gli impianti  
connessi alla RTN).

### **COSTO**

Il produttore paga al soggetto responsabile il corrispettivo MIS<sub>1</sub>, pari, nel 2010, a **26,40 euro/anno**.

**Potenza  $>$  20 kW**

### **RESPONSABILITÀ**

Il **produttore** (fermi restando gli obblighi relativi alle dichiarazioni in materia fiscale).  
Il produttore, pur restando responsabile per la misura, può avvalersi dell'impresa distributrice.

### **COSTO**

Nel caso in cui la misura sia effettuata dall'impresa distributrice, il produttore paga un corrispettivo definito e reso pubblico dalla stessa impresa distributrice.



***Il “ritiro dedicato” dell’energia elettrica  
prodotta da impianti fino a 10 MVA e da  
impianti alimentati da fonti rinnovabili non  
programmabili:  
la delibera n. 280/07***



## *Il “ritiro dedicato”*

- Il ritiro dedicato è la cessione dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti individuati dal d.lgs. n. 387/03 e dalla legge n. 239/04, su richiesta del produttore e in alternativa al libero mercato, secondo principi di semplicità procedurale e applicando condizioni economiche di mercato, come previsto dalle medesime leggi.
- Il ritiro dedicato prevede quindi semplificazioni, non incentivi.
- Le medesime leggi sopra richiamate assegnano all'Autorità il compito di definire le modalità e le condizioni economiche per il ritiro dedicato, facendo riferimento a condizioni economiche di mercato.



## *Il ruolo di intermediazione commerciale del GSE*

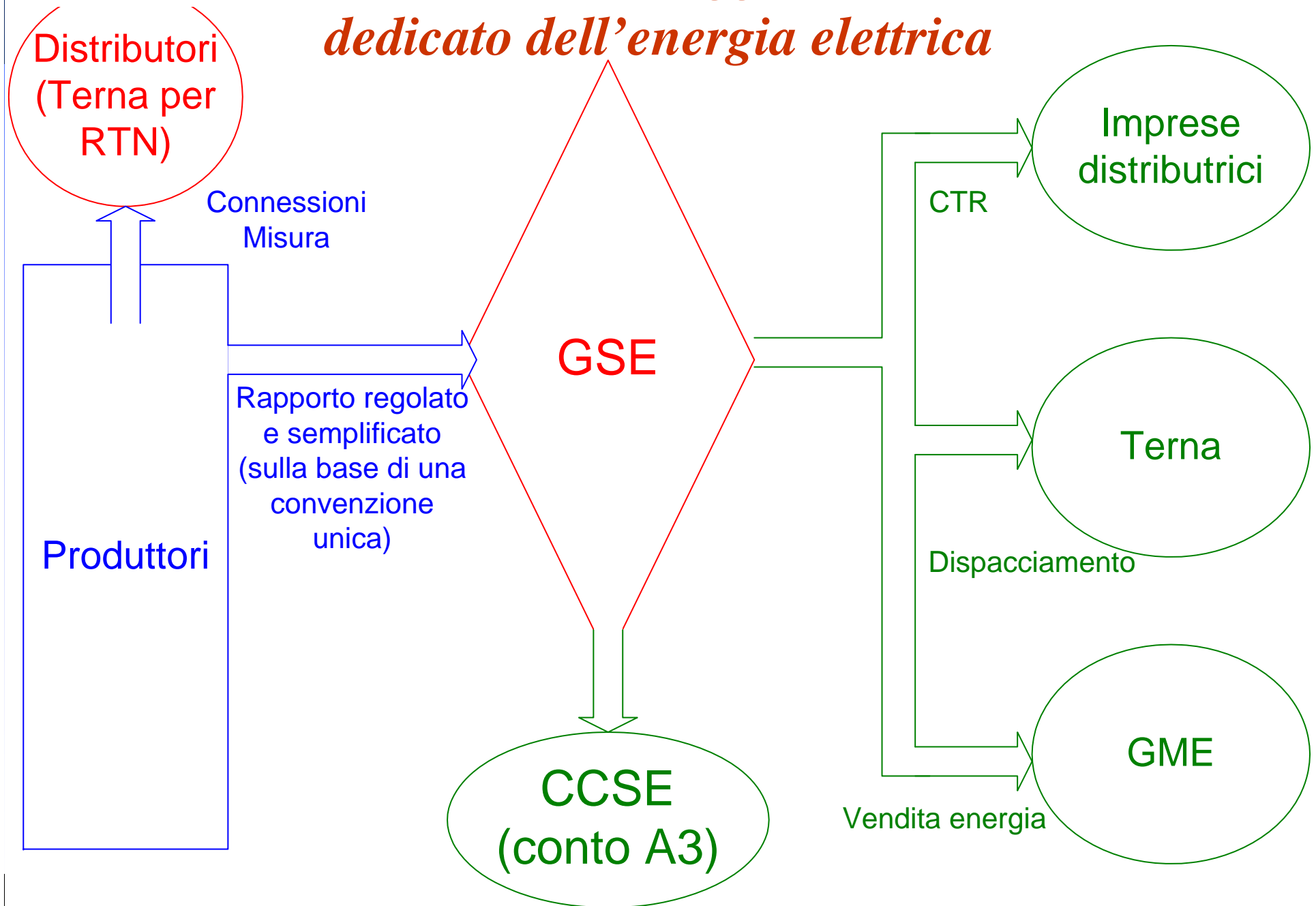
**Il GSE è la controparte commerciale dei produttori e colloca tale energia sul mercato.**

Il GSE, per gli impianti che si avvalgono del ritiro dedicato, è utente del dispacciamento in immissione e utente del trasporto. A tal fine gestisce i rapporti con Terna e con le imprese distributrici applicando la regolazione vigente, senza deroghe.

Il GSE, al tempo stesso, regola il ritiro commerciale e l'accesso alla rete dell'energia elettrica con i produttori applicando le semplificazioni proposte nel documento per la consultazione.

**Le differenze tra costi e ricavi del GSE sono a carico della collettività** (tramite la componente  $A_3$ ).

# *Interrelazioni tra i diversi soggetti coinvolti nel ritiro dedicato dell'energia elettrica*





## *Il rapporto tra produttori e GSE*

I produttori che accedono al ritiro dedicato stipulano una sola convenzione con il GSE.

La convenzione comprende tutto tranne le connessioni e la misura (questi servizi continuano ad essere erogati dalle imprese distributrici). La convenzione non riguarda i prelievi di energia elettrica che continuano ad essere regolati come avviene oggi.

Il GSE ha predisposto un opportuno portale informatico per la gestione delle informazioni con i produttori. Il GSE ha un ruolo attivo nei confronti dei gestori di rete ai fini della misura.



## *La convenzione tra produttore e GSE*

Nell'ambito dell'unica convenzione, il GSE:

- a) riconosce i prezzi definiti dall'Autorità per l'energia elettrica immessa in rete e maggiorata delle perdite standard (pari al 5,1% in MT e al 10,8% in BT);
- b) applica il CTR (è un ricavo per il produttore);
- c) per i soli impianti di potenza nominale elettrica superiore a 50 kW, applica i corrispettivi per il servizio di aggregazione delle misure delle immissioni, pari a 3,72 €/mese nel 2010;
- d) per i soli impianti alimentati da fonti programmabili, applica i corrispettivi di sbilanciamento;
- e) applica un corrispettivo pari allo 0,5% del controvalore dell'energia elettrica ritirata a copertura dei costi amministrativi, fino a un massimo di 3.500 euro all'anno per impianto.



## *I prezzi per il ritiro dell'energia elettrica - 1*

### **Prezzi zonalari orari**

- Coincidono con i prezzi che il produttore otterrebbe se partecipasse direttamente al mercato.
- Non sono differenziati tra fonti rinnovabili, cogenerazione ad alto rendimento ed altro.
- Non comportano oneri a carico della collettività perché coincidono i costi e i ricavi del GSE.

## Prezzo di vendita: andamento mensile

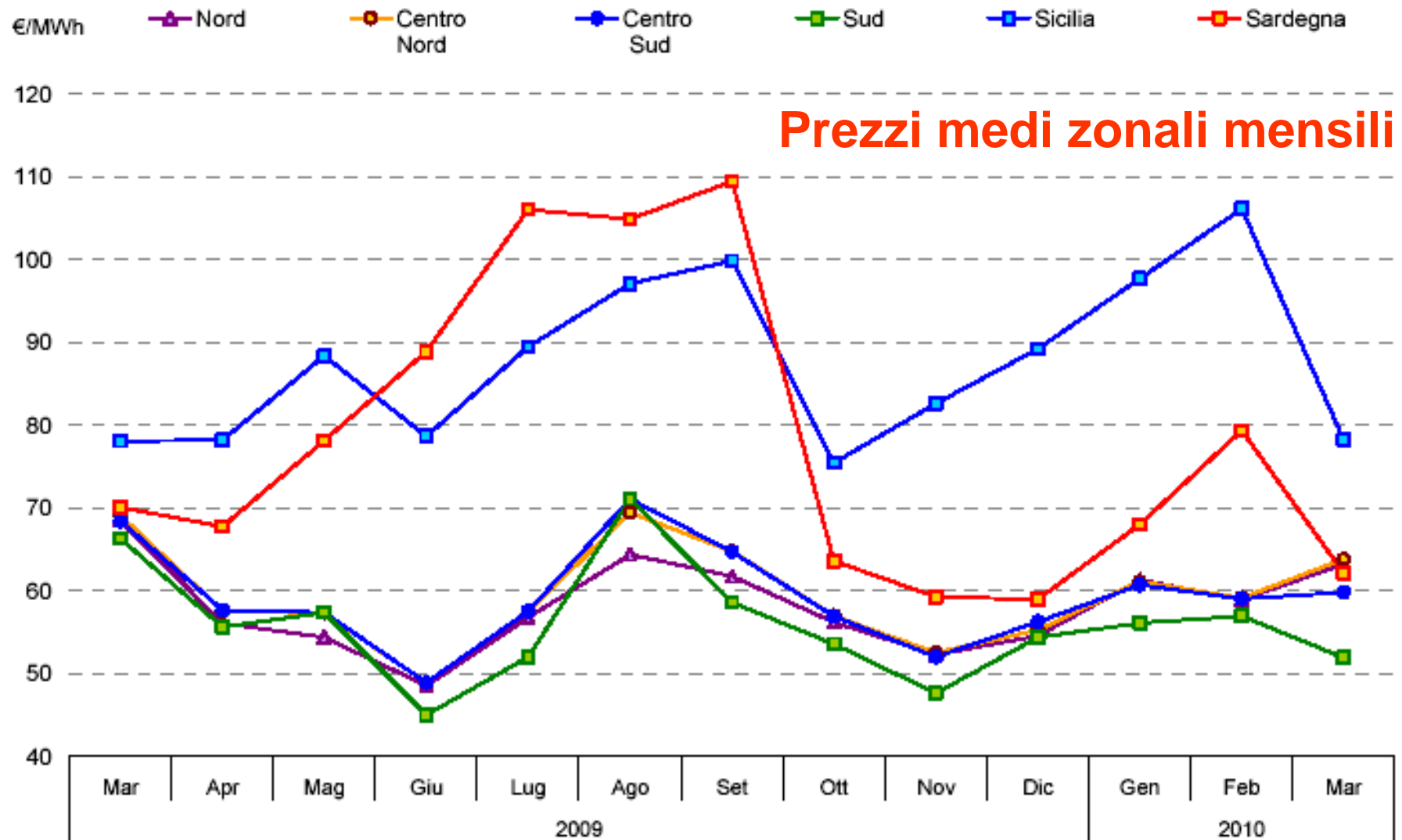
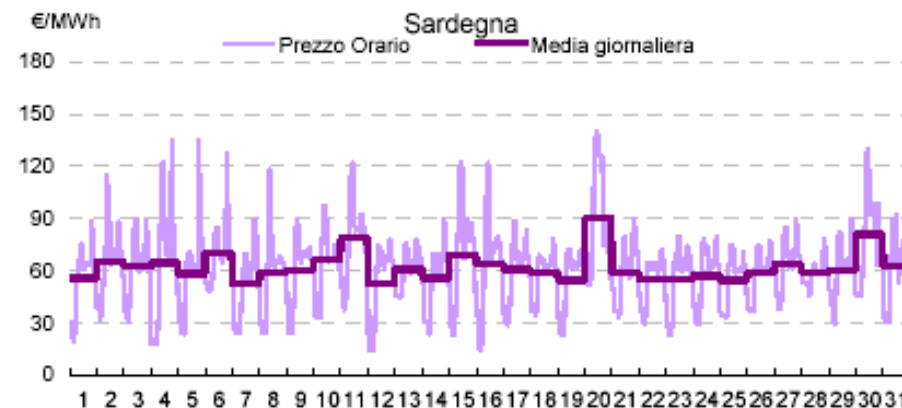
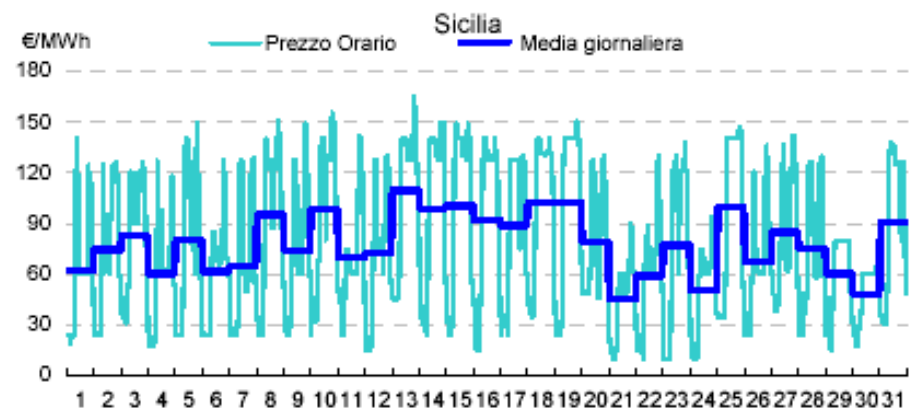
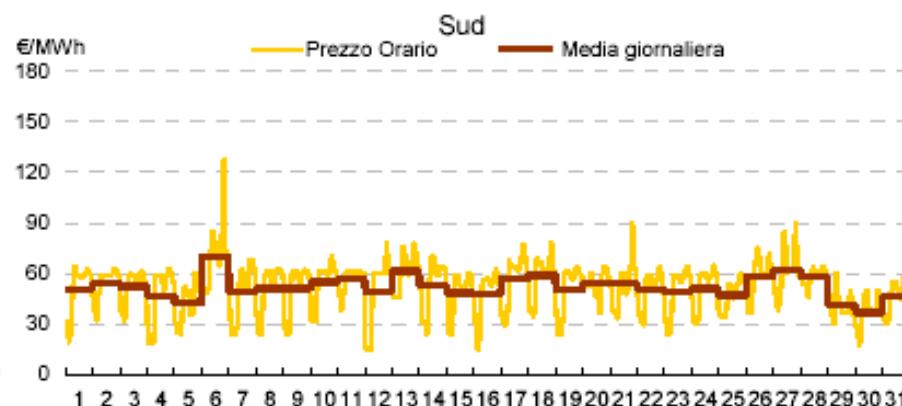
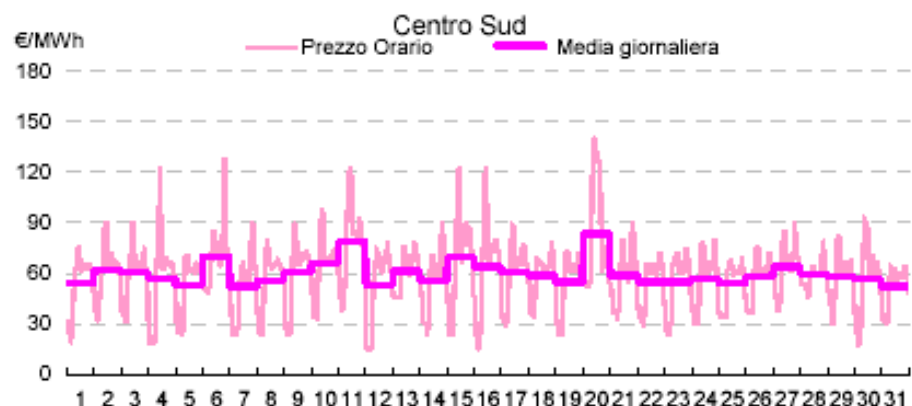
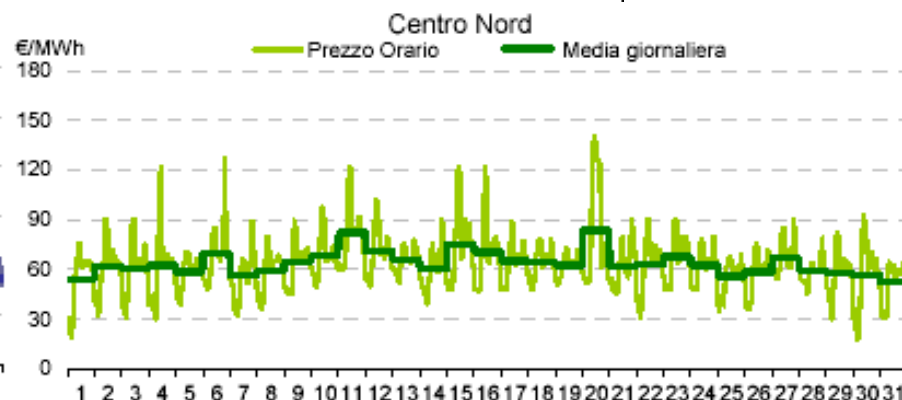
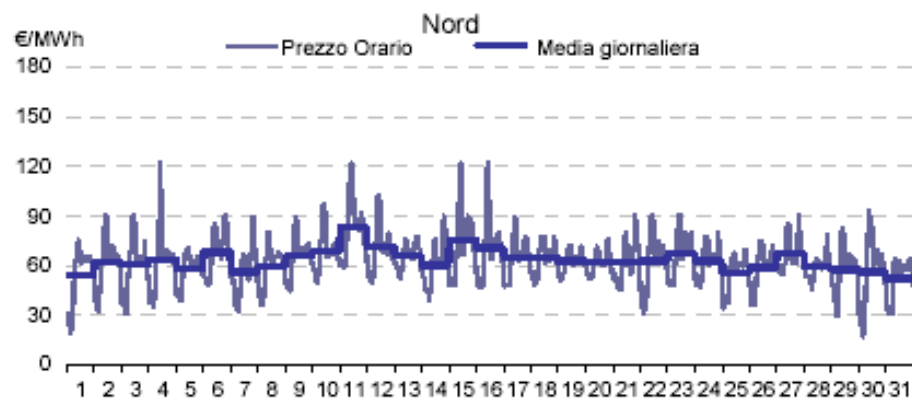


Grafico tratto da GME ([www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org))  
"Rapporto mensile sulle contrattazioni", marzo 2010

# Prezzo di vendita: curve cronologiche orarie e medie giornaliere

Marzo 2010





## *I prezzi per il ritiro dell'energia elettrica - 2*

### **Prezzi minimi garantiti**

- In alternativa ai prezzi di mercato, si possono ottenere i prezzi minimi garantiti per i primi 2 milioni di kWh ritirati da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW.
- Il GSE riconosce, per il 2010:
  - a) per i primi 500.000 kWh annui, **101,8 euro/MWh**;
  - b) da oltre 500.000 fino a 1.000.000 kWh annui, **85,8 euro/MWh**;
  - c) da oltre 1.000.000 fino a 2.000.000 kWh annui, **75,0 euro/MWh**;
  - d) oltre i 2.000.000 kWh annui, il **prezzo zonale orario di mercato**.
- Comportano oneri a carico della collettività perché non coincidono con i ricavi del GSE.



## *La trasmissione al GSE dei programmi orari di immissione*

L'Autorità ha ritenuto opportuno introdurre degli strumenti che promuovano una corretta programmazione degli impianti di produzione di energia elettrica, seppur di piccola taglia.

Ciò al fine di minimizzare l'impatto che la totale assenza di programmazione ha sul sistema elettrico, in termini di costi di dispacciamento.

Tali strumenti devono essere il più possibile di semplice applicazione per i produttori e non devono essere penalizzanti per alcune tipologie impiantistiche (impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili).



## *Chi deve o può trasmettere i programmi orari di immissione al GSE*

### **Devono:**

- i responsabili di impianti di potenza superiore a 1 MW alimentati da fonti programmabili, oltre che i responsabili di impianti di potenza maggiore o uguale a 10 MVA.

### **Possono:**

- i responsabili di impianti di potenza inferiore a 1 MW alimentati da fonti programmabili e i responsabili di impianti di potenza inferiore a 10 MVA alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.

I programmi vengono utilizzati dal GSE per formulare le proprie offerte di vendita dell'energia elettrica sul mercato.



## *I corrispettivi di sbilanciamento - 1*

La quota pari al prezzo di vendita dell'energia elettrica sul mercato del giorno prima dei corrispettivi di sbilanciamento non viene applicata dal GSE ai produttori perché l'energia elettrica ritirata ai sensi del decreto legislativo n. 387/03 e della legge n. 239/04 viene valorizzata a consuntivo e non sulla base dei programmi di immissione, come normalmente avviene sul mercato.

La quota residua dei corrispettivi di sbilanciamento viene applicata mensilmente ai soli impianti alimentati da fonti programmabili, perché tale quota esiste solo per tali tipologie impiantistiche.

Non comportano oneri a carico della collettività perché coincidono i costi e i ricavi del GSE.



## *I corrispettivi di sbilanciamento - 2*

**Limitatamente agli impianti alimentati da fonti programmabili,** la quota residua dei corrispettivi di sbilanciamento complessivamente regolata dal GSE con Terna viene applicata dal GSE ai produttori:

- in proporzione all'energia immessa, nel caso di impianti alimentati da fonti programmabili di potenza fino a 1 MW per i quali non è stato trasmesso al GSE il programma di immissione;
- in proporzione allo sbilanciamento effettivo in tutti gli altri casi.



## ***Introduzione allo scambio sul posto***

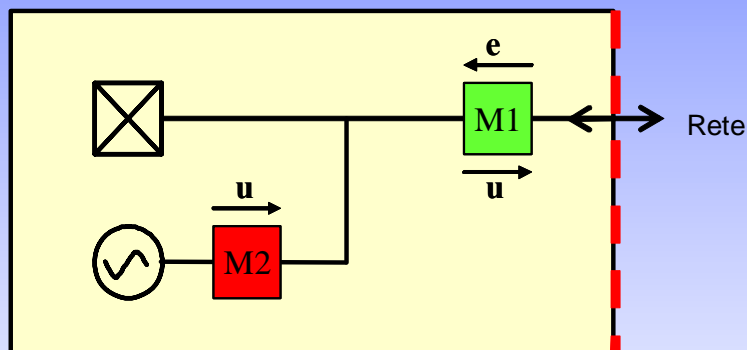


## *Lo scambio sul posto*

- Condizione essenziale per l'erogazione del servizio di scambio sul posto è la presenza di impianti per la produzione e per il consumo di energia elettrica sottesi ad un unico punto di connessione con la rete elettrica (con l'unica eccezione dei Comuni fino a 20.000 residenti e del Ministero della Difesa).
- Il servizio di scambio sul posto consiste nel realizzare una particolare forma di “autoconsumo in sito” consentendo che l'energia elettrica prodotta e immessa in rete possa essere prelevata e autoconsumata in un tempo differente dal quale si realizza la produzione, utilizzando quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento dell'energia elettrica prodotta, ma non contestualmente autoconsumata.

## *Le misure necessarie*

- La quasi totalità dei flussi di energia elettrica che rilevano ai fini tecnici ed economici nel sistema elettrico è relativa all'energia elettrica **scambiata con la rete**, vale a dire all'**energia elettrica immessa e prelevata**.



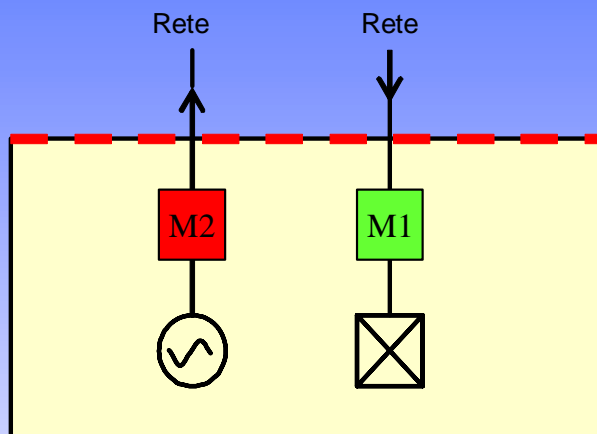
- Ai fini dello scambio sul posto è sufficiente la misura dell'**energia elettrica immessa e prelevata**.

- L'incentivo in conto energia per l'energia prodotta da impianti fotovoltaici, invece, è corrisposto sull'energia elettrica prodotta<sup>(1)</sup>.

(1) Eccetto per gli impianti che si avvalgono dello scambio sul posto nel precedente regime di incentivazione ex DM 28 luglio 2005, anche per i quali, tuttavia, è necessario disporre della misura della produzione.

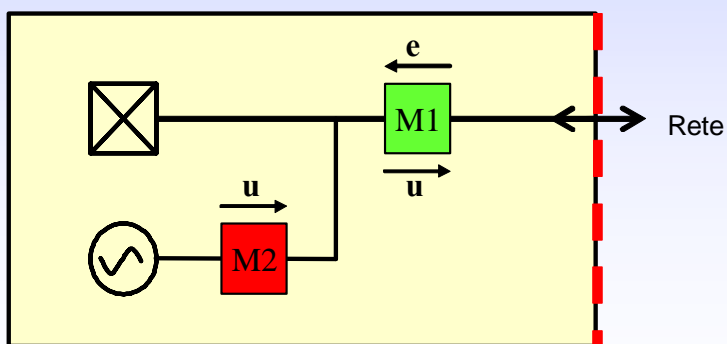
## Le tipologie di connessione e misura

### Schema A

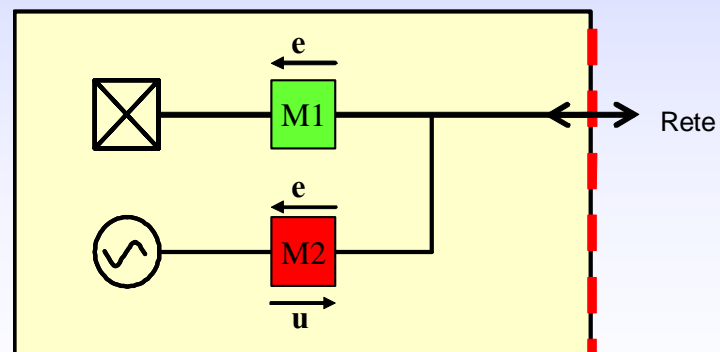


- In questo caso (schema A), l'energia elettrica prodotta coincide con quella immessa in rete: non serve un misuratore della produzione. Non è però possibile applicare lo scambio sul posto.

### Schema B



### Schema C





## *Lo scambio sul posto per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili*

- Il d. lgs. n. 387/03 ha previsto che l'Autorità definisca le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW ([vds. delibera n. 28/06](#)), precisando che:
  - nell'ambito di tale disciplina non è consentita la vendita (tale previsione è stata eliminata dalla legge n. 99/09 che ha modificato il d. lgs. n. 387/03);
  - tale disciplina sostituisce ogni altro adempimento, a carico dei soggetti che realizzano gli impianti, connesso all'accesso e all'utilizzo della rete elettrica.
- L'art. 2, comma 150, della legge n. 244/07 ha previsto che il Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, con propri decreti (DM 18 dicembre 2008), stabiliscano, tra l'altro, le modalità per l'estensione dello scambio sul posto a tutti gli impianti alimentati con fonti rinnovabili di potenza fino a 200 kW, fatti salvi i diritti di officina elettrica.



## *Lo scambio sul posto per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento*

- Il d. lgs. n. 20/07 prevede che, con riferimento agli impianti di cogenerazione ad alto rendimento fino a 200 kW, le condizioni per lo scambio sul posto tengano conto della valorizzazione dell'energia elettrica scambiata con il sistema elettrico nazionale, degli oneri e delle condizioni per l'accesso alle reti:
  - ✓ non è esclusa a priori la vendita contestuale dell'energia elettrica qualora le immissioni superano i prelievi;
  - ✓ il soggetto che sceglie lo scambio sul posto non deve essere necessariamente considerato un cliente;
  - ✓ occorre definire modalità secondo cui tenere conto:
    - della valorizzazione dell'energia elettrica scambiata;
    - degli oneri per l'utilizzo delle reti;
    - delle condizioni per l'accesso alle reti.



*La delibera n. 28/06 vigente fino al 31 dicembre  
2008: il net metering*



## *La delibera n. 28/06*

- Con la delibera n. 28/06, l'Autorità ha previsto convenzionalmente che lo scambio sul posto si concretizzasse attraverso un saldo fisico pari alla differenza tra l'energia elettrica immessa e l'energia elettrica prelevata su base annuale (modalità [\*net metering\*](#)).
- La modalità *net metering* non teneva conto del differente valore dell'energia elettrica immessa e prelevata nell'ambito dello scambio sul posto.
- Lo schema previsto dalla delibera n. 28/06, inoltre, non consentiva di esplicitare i costi che, per effetto dell'applicazione dello scambio sul posto, sono trasferiti alla generalità degli utenti del sistema elettrico.
- Tali costi, con l'incremento dei soggetti ammessi allo scambio sul posto in termini di numerosità e di potenza degli impianti di produzione, sarebbero diventati rilevanti.
- L'Autorità ha quindi deciso, dopo un opportuno processo di consultazione, di modificare la disciplina dello scambio sul posto, con la pubblicazione della delibera ARG/elt 74/08.



*La delibera ARG/elt 74/08  
in vigore dall'1 gennaio 2009*



## *Condizioni per accedere alla nuova disciplina per lo scambio sul posto*

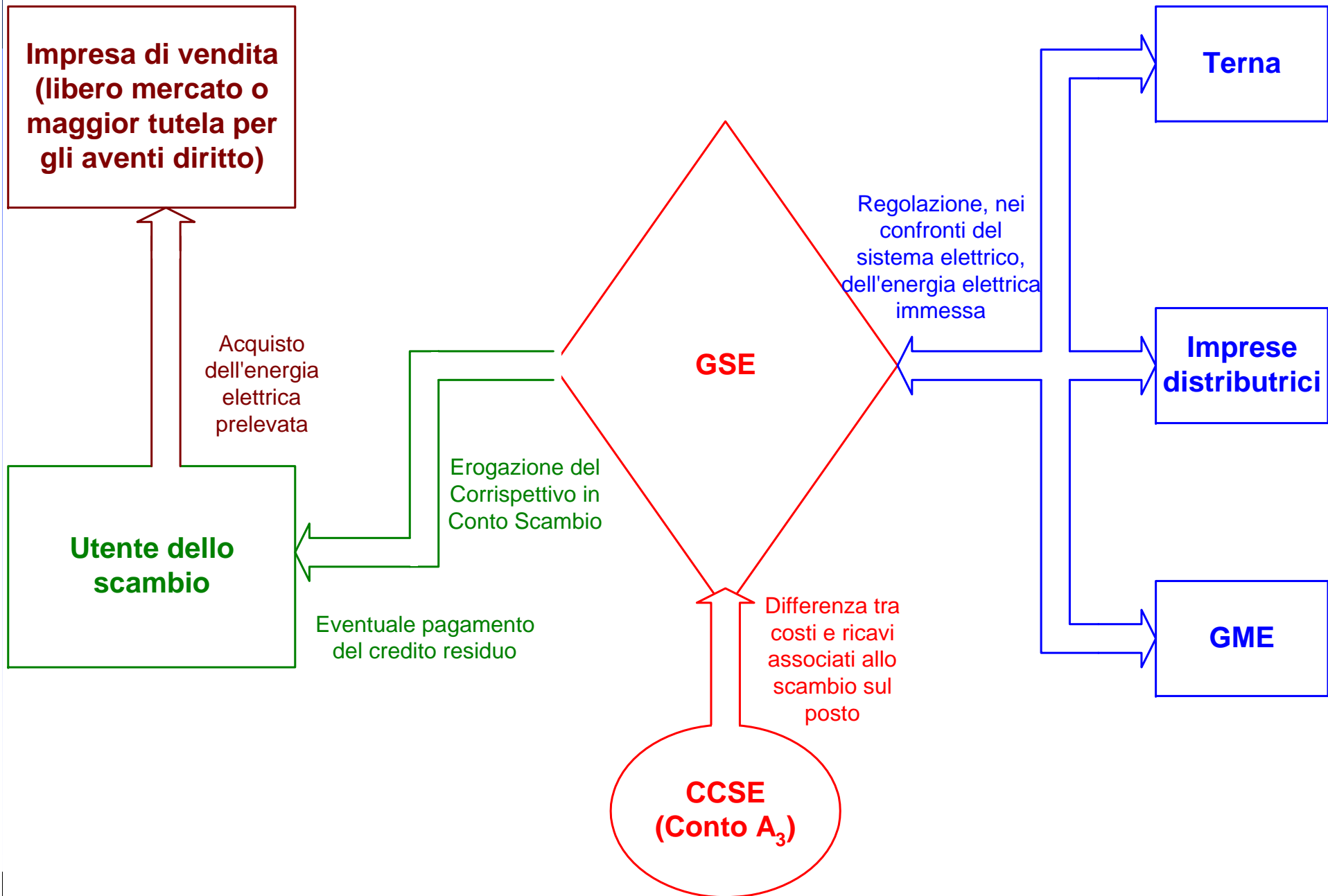
- 1) L'utente dello scambio è un **cliente finale** (libero o in maggior tutela) o un soggetto mandatario del cliente finale libero.
- 2) L'utente dello scambio **è titolare o dispone di:**
  - a) impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 200 kW.  
Rientrano le centrali ibride qualora, su base annua, la produzione non imputabile alle fonti rinnovabili sia inferiore al 5% della produzione totale;
  - b) impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.
- 3) L'utente dello scambio **deve essere controparte del contratto di acquisto** riferito all'energia elettrica prelevata sul punto di scambio.
- 4) **Il punto di connessione** dell'utente dello scambio (produzione e carico) alla rete **è unico** (eccetto il caso di **impianti alimentati da fonti rinnovabili** e l'utente dello scambio sia un **Comune con popolazione fino a 20.000 abitanti** ovvero il **Ministero della difesa**).



## *La disciplina per lo scambio sul posto - 1*

- Al fine di garantire maggiori certezze nelle procedure, lo scambio sul posto viene effettuato da un unico soggetto intermediario a livello nazionale (GSE). Lo scambio non riguarda la regolazione economica dei prelievi, che pertanto continua ad essere effettuata con i grossisti o con le società di vendita che operano in maggior tutela per gli aventi diritto. L'energia elettrica immessa viene presa in consegna dal GSE che la colloca sul mercato (per tale energia, il GSE è utente di dispacciamento e utente del trasporto).
- Lo scambio sul posto si concretizza nella regolazione economica con il GSE di un corrispettivo appositamente definito in modo da garantire, al più, la compensazione di quanto inizialmente pagato dall'utente dello scambio.

## La disciplina per lo scambio sul posto - 2





## *La disciplina per lo scambio sul posto - 3*

- Il criterio per il calcolo della compensazione tiene conto:
  - sia della valorizzazione dell'energia immessa nei limiti del valore dell'energia elettrica complessivamente prelevata (al netto degli oneri per l'accesso alla rete e dell'Iva per i clienti dotati di partita Iva);
  - sia degli oneri per l'accesso alla rete, nei limiti della quantità di energia elettrica scambiata. In particolare:
    - nel caso di fonti rinnovabili, vengono restituite le componenti variabili, espresse in c€/kWh, relative alla tariffa di trasmissione, alla tariffa di distribuzione, agli oneri generali (componenti A e UC) e al dispacciamento;
    - nel caso di cogenerazione ad alto rendimento, vengono restituite le componenti variabili, espresse in c€/kWh, relative alla tariffa di trasmissione, alla tariffa di distribuzione e al dispacciamento.



## *La disciplina per lo scambio sul posto - 4*

- Nel caso in cui la valorizzazione dell'energia immessa sia superiore a quella dell'energia prelevata, tale maggiore valorizzazione può essere riportata a credito negli anni solari successivi (senza più il limite di tre anni) oppure tale credito può essere liquidato dal GSE.



## *Elementi per il calcolo*

$O_{PR}$  = onere sostenuto per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata, al lordo delle accise e dell'Iva (al netto dell'Iva solo per i clienti dotati di partita Iva) [€];

$O_E$  = valore “pulito” dell'energia elettrica prelevata (cioè è il termine  $O_{PR}$  al netto della parte relativa all'utilizzo della rete e agli oneri generali) [€];

$C_{Ei}$  = valore “pulito” dell'energia elettrica immessa + eventuali crediti derivanti dagli anni precedenti [€];

$CU_s$  = somma delle componenti variabili (servizi) rimborsabili [c€/kWh].

$$\begin{aligned} \mathbf{CS [€]} &= \mathbf{contributo erogato dal GSE =} \\ &= \mathbf{MIN (O_E; C_{Ei}) + CU_s * Energia scambiata} \end{aligned}$$



## *Tempistiche di erogazione del contributo in conto scambio CS*

- Il contributo in conto scambio CS viene erogato dal GSE in acconto su base trimestrale e a conguaglio su base annuale solare. Infatti il calcolo dei saldi e delle compensazioni è annuale solare.
- Il GSE, entro trenta giorni successivi al termine del trimestre in cui è avvenuta la stipula della convenzione per lo scambio sul posto, eroga un contributo pari a 50 euro per ogni kW di potenza dell'impianto. Tale contributo viene gradualmente riassorbito con i successivi acconti e conguagli previsti dal GSE.



*Il caso degli impianti fotovoltaici ammessi  
all'incentivo in conto energia*



## *Cosa cambia ai fini dell'incentivo per gli impianti fotovoltaici*

- Nel caso di incentivo erogato ai sensi del DM 19 febbraio 2007 non cambia nulla: l'incentivo continua ad essere erogato sul totale dell'energia elettrica prodotta.
- Nel caso di incentivo erogato ai sensi del DM 28 luglio 2005 e del DM 6 febbraio 2006 l'incentivo continua ad essere erogato sull'energia elettrica prodotta e consumata nell'ambito dello scambio sul posto. Quindi, solo per tale finalità, si continua a calcolare il saldo. L'unica differenza rispetto al passato è che il saldo positivo (derivante da una produzione maggiore dei propri consumi) non si annulla più dopo 3 anni.



## *Alcuni esempi di applicazione della delibera ARG/elt 74/08*

*Gli esempi sono riportati a esclusiva finalità didattica: non costituiscono riferimento vincolante.*

*(I valori dei corrispettivi tariffari utilizzati negli esempi sono quelli in vigore per l'anno 2009)*



Autorità

## Esempio di applicazione delle tariffe di trasmissione, distribuzione, misura e dei corrispettivi di dispacciamento. Calcolo del termine CU<sub>s</sub>

(cliente libero connesso in MT con potenza disponibile = 150 kW e prelievi annuali = 360.000 kWh)

Per semplicità, si assume che la potenza impegnata sia pari alla potenza disponibile.

	Potenza	Energia	Corrispettivi unitari aggiornati dall'Autorità (*)			Totale	Termine CU <sub>s</sub> (**)
	[kW]	[kWh]	c€/punto	c€/kW	c€/kWh	€	c€/kWh
	a	b	c	d	e	$f = (c+d*a+e*b)/100$	$g = e$ (per i soli corrispettivi rimborsabili)
<b>Tariffa di trasmissione</b>	150	360.000	-	-	0,356	<b>1.281,60</b>	<b>0,356</b>
<b>Tariffa di distribuzione</b>	150	360.000	40.906,32	2.685,23	0,095	<b>4.778,91</b>	<b>0,095</b>
<b>Tariffa di misura</b>	150	360.000	30.664,77	-	-	<b>306,65</b>	-
Componente A2	150	360.000	371,85	-	0,137	496,92	<b>0,137</b>
Componente A3 (°)	150	360.000	3.718,79	-	1,090	3.961,19	<b>1,090</b>
Componente A4	150	360.000	-	-	0,255	918,00	<b>0,255</b>
Componente A5	150	360.000	366,68	-	0,010	39,67	<b>0,010</b>
Componente As	150	360.000	-	-	0,169	608,40	<b>0,169</b>
<b>Totale componenti A</b>						<b>6.024,17</b>	
Componente UC3 (°)	150	360.000	-	-	0,033	117,00	<b>0,033</b>
Componente UC4	150	360.000	-	-	0,020	72,00	<b>0,020</b>
Componente UC6	150	360.000	37.061,79	-	-	370,62	-
<b>Totale componenti UC</b>						<b>559,62</b>	
<b>Componente MCT</b>	150	360.000			0,017	<b>61,20</b>	
Approvvigionamento risorse (°)	150	360.000	-	-	0,306	1.100,70	<b>0,306</b>
Unità essenziali (°)	150	360.000	-	-	0,008	30,01	<b>0,008</b>
Funzionamento Terna	150	360.000	-	-	0,014	50,40	<b>0,014</b>
Interrompibilità	150	360.000	-	-	0,000	0,00	<b>0,000</b>
Perdite	150	360.000	-	-	0,021	75,60	<b>0,021</b>
Disponibilità capacità produttiva	150	360.000	-	-	0,150	540,00	<b>0,150</b>
<b>Totale dispacciamento</b>						<b>1.796,71</b>	
<b>Totale tariffe di trasmissione, distribuzione, misura + oneri generali di sistema (componenti A, UC e MCT) + dispacciamento</b>						<b>14.808,86</b>	
<i>di cui attribuibile alle componenti fisse, non rimborsabile: <math>(c+d*a)/100 + MCT</math></i>						<b>5.219,95</b>	
<i>di cui attribuibile alle componenti variabili, rimborsabile: <math>(e*b)/100 - MCT</math></i>						<b>9.588,91</b>	
						<b>Euro/anno</b>	
<b>Corrispettivo CU<sub>s</sub> (per fonti rinnovabili)</b>			Somma dei valori evidenziati nella colonna g			<b>2,664</b>	<b>c€/kWh</b>
<b>Corrispettivo CU<sub>s</sub> (per cogenerazione ad alto rendimento alimentata da fonti diverse dalle fonti rinnovabili)</b>			Somma dei valori evidenziati nella colonna g ad eccezione delle componenti A e UC (evidenziate in blu)			<b>0,950</b>	<b>c€/kWh</b>



**Esempio di applicazione dello scambio sul posto nel caso di cogenerazione ad alto rendimento alimentata da fonti rinnovabili e fonti rinnovabili**

<b>a</b>	Quantità di energia elettrica prelevata trasmessa dalle imprese distributrici al GSE (*)	dato ipotizzato	360.000 kWh
<b>b</b>	Quantità di energia elettrica immessa trasmessa dai gestori di rete al GSE (**)	dato ipotizzato	300.000 kWh
<b>c</b>	Controvalore dell'energia elettrica immessa $C_{Ei}$ (prezzi di mercato)	dato GSE	30.000 €
<b>d</b>	Prezzo unitario medio di mercato dell'energia elettrica immessa	calcolo GSE	10 c€/kWh
<b>e</b>	Onere di acquisto dell'energia prelevata $O_{PR}$ (netto Iva) trasmesso dai venditori al GSE	dato ipotizzato	50.400 €
<b>e1</b>	di cui relativo alla sola energia + imposte	dato ipotizzato	35.591 €
<b>f</b>	Prezzo unitario medio dell'energia elettrica prelevata (netto Iva)	pari a $e/a*100$	14 c€/kWh
<b>f1</b>	di cui relativo alla sola energia + imposte	pari a $e1/a*100$	9,9 c€/kWh
<b>g</b>	Parte dell'onere di acquisto relativa all'accesso e all'utilizzo della rete calcolato dal GSE (trasmissione, distribuzione, misura, oneri generali e dispacciamento)	vds. tabella 1	14.809 €
<b>h</b>	Onere residuo di acquisto dell'energia prelevata $O_E$ calcolato dal GSE	pari a (e - g)	35.591 €
<b>i</b>	Quantità di energia scambiata	MIN (a;b)	300.000 kWh
<b>l</b>	Termine $CU_s$ calcolato dal GSE	vds. tabella 1	2,664 c€/kWh
<b>m</b>	<b>Contributo in conto scambio CS calcolato dal GSE</b>		<b>37.992 €</b>
	di cui relativo alla compensazione tra $O_E$ e $C_{Ei}$	MIN(c;h)	30.000 €
	di cui relativo alla restituzione delle componenti tariffarie ( $CU_s$ )	pari a $l * i$	7.992 €
<b>n</b>	<b>Eventuale credito calcolato dal GSE</b>	pari a (c - h) se $c > h$	<b>0 €</b>

(può essere liquidato su base annuale o utilizzato negli anni successivi)

(\*) La quantità di energia elettrica prelevata è la stessa utilizzata ai fini delle fatturazioni a conguaglio dei prelievi.

(\*\*) La quantità di energia elettrica immessa è quella rilevata dai misuratori, maggiorata del 10,8% nel caso di connessioni in bt e del 5,1% nel caso di connessioni in MT, al fine di tenere conto delle minori perdite di rete.



**Esempio di applicazione dello scambio sul posto nel caso di cogenerazione ad alto rendimento alimentata da fonti non rinnovabili**

<b>a</b>	Quantità di energia elettrica prelevata trasmessa dalle imprese distributrici al GSE (*)	<b>dato ipotizzato</b>	360.000 kWh
<b>b</b>	Quantità di energia elettrica immessa trasmessa dai gestori di rete al GSE (**)	<b>dato ipotizzato</b>	360.000 kWh
<b>c</b>	Controvalore dell'energia elettrica immessa $C_{Ei}$ (prezzi di mercato)	<b>dato GSE</b>	39.600 €
<b>d</b>	Prezzo unitario medio di mercato dell'energia elettrica immessa	<b>calcolo GSE</b>	11 c€/kWh
<b>e</b>	Onere di acquisto dell'energia prelevata $O_{PR}$ (netto Iva) trasmesso dai venditori al GSE	<b>dato ipotizzato</b>	50.400 €
<b>e1</b>	<i>di cui relativo alla sola energia + imposte</i>	<b>dato ipotizzato</b>	35.591 €
<b>f</b>	Prezzo unitario medio dell'energia elettrica prelevata (netto Iva)	<b>pari a e/a*100</b>	14 c€/kWh
<b>f1</b>	<i>di cui relativo alla sola energia + imposte</i>	<b>pari a e1/a*100</b>	9,9 c€/kWh
<b>g</b>	Parte dell'onere di acquisto relativa all'accesso e all'utilizzo della rete calcolato dal GSE (trasmissione, distribuzione, misura, oneri generali e dispacciamento)	<b>vds. tabella 1</b>	14.809 €
<b>h</b>	Onere residuo di acquisto dell'energia prelevata $O_E$ calcolato dal GSE	<b>pari a (e - g)</b>	35.591 €
<b>i</b>	Quantità di energia scambiata	<b>MIN (a;b)</b>	360.000 kWh
<b>l</b>	Termine $CU_s$ calcolato dal GSE	<b>vds. tabella 1</b>	0,950 c€/kWh
<b>m</b>	<b>Contributo in conto scambio CS calcolato dal GSE</b>		<b>39.011 €</b>
	<i>di cui relativo alla compensazione tra <math>O_E</math> e <math>C_{Ei}</math></i>	<b>MIN(c;h)</b>	35.591 €
	<i>di cui relativo alla restituzione delle componenti tariffarie (<math>CU_s</math>)</i>	<b>pari a l * i</b>	3.420 €
<b>n</b>	<b>Eventuale credito calcolato dal GSE</b>	<b>pari a (c - h) se c&gt;h</b>	<b>4.009 €</b>

(può essere liquidato su base annuale o utilizzato negli anni successivi)

(\*) La quantità di energia elettrica prelevata è la stessa utilizzata ai fini delle fatturazioni a conguaglio dei prelievi.

(\*\*) La quantità di energia elettrica immessa è quella rilevata dai misuratori, maggiorata del 10,8% nel caso di connessioni in bt e del 5,1% nel caso di connessioni in MT, al fine di tenere conto delle minori perdite di rete.



## Esempio di applicazione delle tariffe di trasmissione, distribuzione, misura e dei corrispettivi di dispacciamento. Calcolo del termine CU

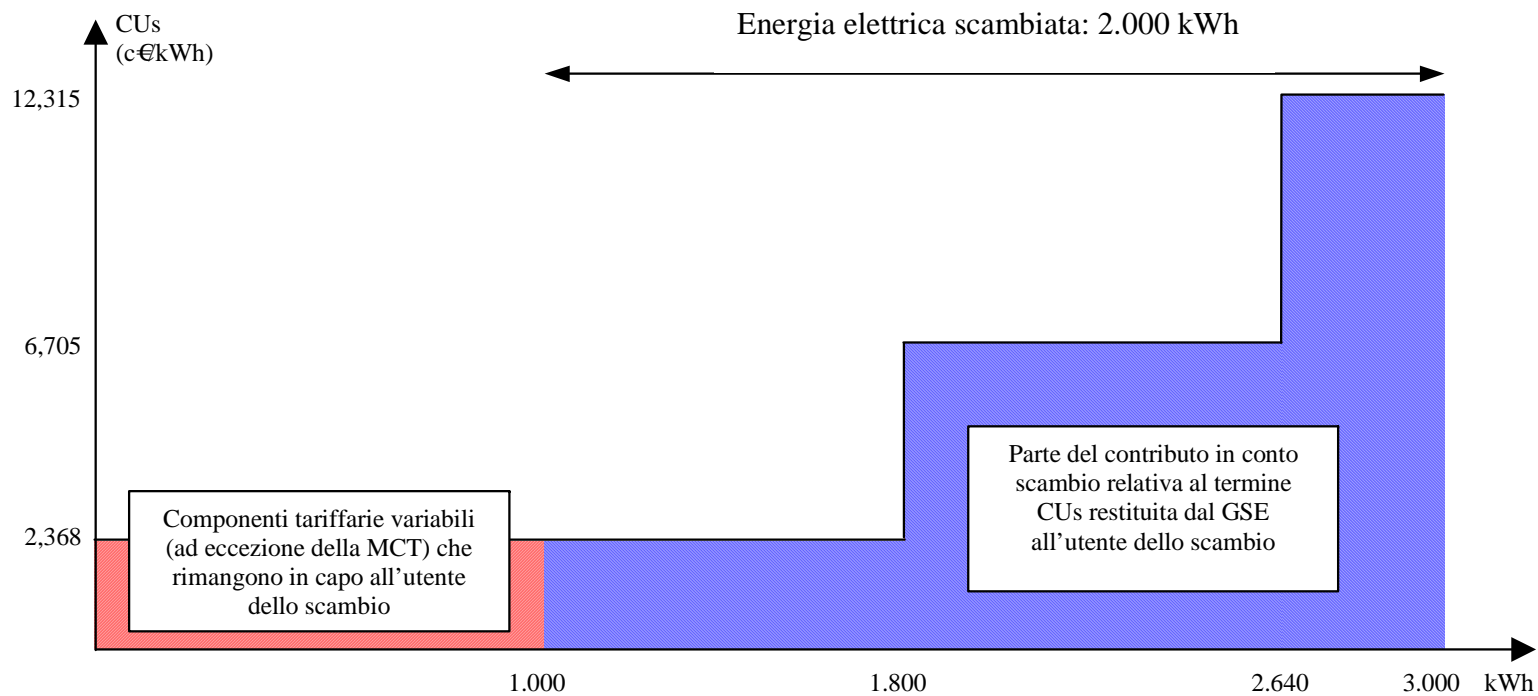
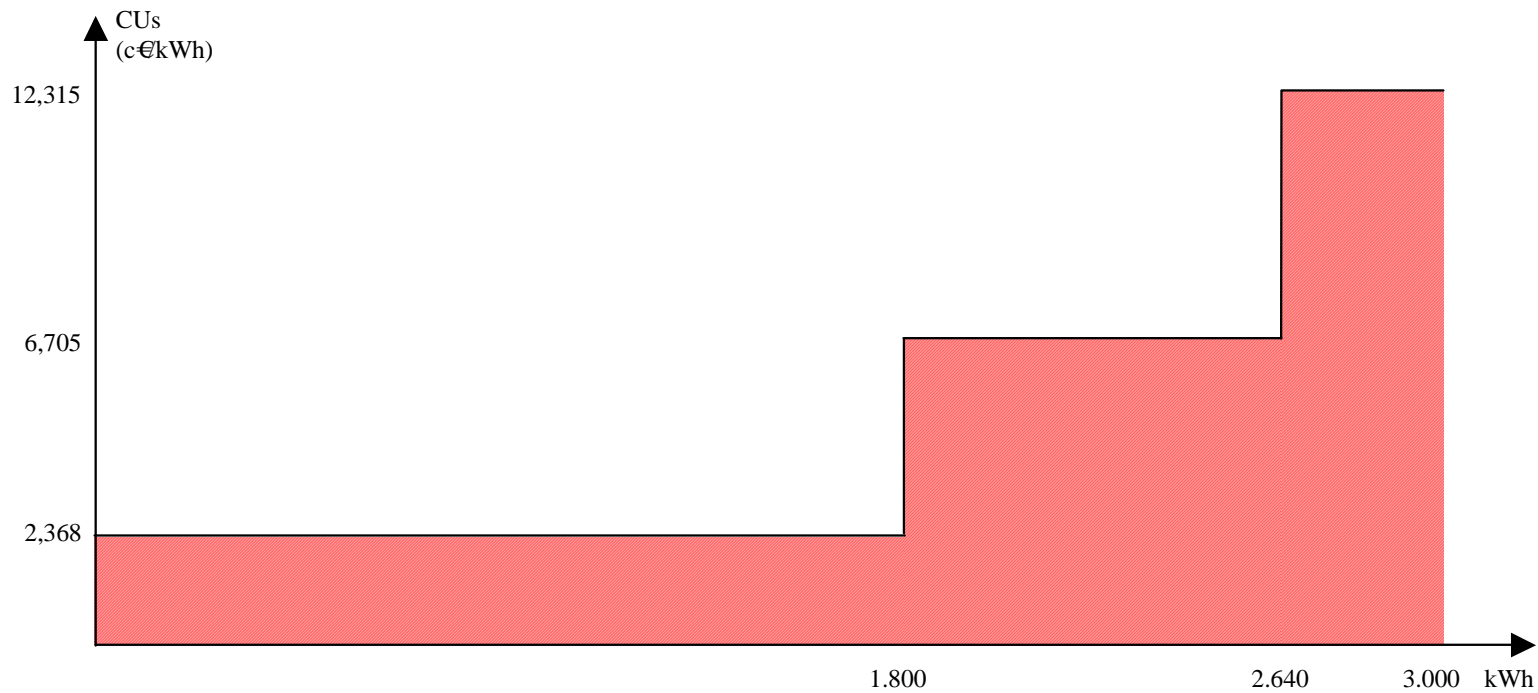
(cliente in maggior tutela connesso in BT con potenza contrattuale = 3 kW e prelievi annuali = 3.000 kWh)

Per semplicità, si assume che la potenza impegnata sia pari alla potenza disponibile.

	Potenza [kW]	Energia [kWh]	Corrispettivi unitari aggiornati dall'Autorità (*)			Totale €	Termine CUs (**) c€/kWh
			c€/punto	c€/kW	c€/kWh		
	a	b	c	d	e	f = (c+d*a+e*b)/100	g = e (per i soli corrispettivi rimborsabili)
Componenti $\tau$	1 fascia (fino a 1.800 kWh)	1.800	511,49	513,40	0,354	26,89	0,354
	2 fascia (oltre 1.800 fino a 2.640 kWh)	840	-	-	3,960	33,26	3,960
	3 fascia (oltre 2.640 fino a 4.440 kWh)	360	-	-	8,838	31,82	8,838
	4 fascia (oltre 4.440 kWh)	0	-	-	14,987	0,00	14,987
<b>Tariffa D2 di trasmissione, distribuzione e misura</b>						<b>91,97</b>	
Componente PD (°)	3	3.000	-	-	0,771	23,12	0,771
<b>Tariffa di dispacciamento</b>						<b>23,12</b>	
Componente A2	1 fascia (fino a 1.800 kWh)	1.800	-	-	0,160	2,88	0,160
	2 fascia (oltre 1.800 fino a 2.640 kWh)	840	-	-	0,298	2,50	0,298
	3 fascia (oltre 2.640 kWh)	360	-	-	0,436	1,57	0,436
Componente A3 (°)	1 fascia (fino a 1.800 kWh)	1.800	-	-	0,575	10,34	0,575
	2 fascia (oltre 1.800 fino a 2.640 kWh)	840	-	-	1,069	8,98	1,069
	3 fascia (oltre 2.640 kWh)	360	-	-	1,565	5,63	1,565
Componente A4	1 fascia (fino a 1.800 kWh)	1.800	-	-	0,075	1,35	0,075
	2 fascia (oltre 1.800 fino a 2.640 kWh)	840	-	-	0,138	1,16	0,138
	3 fascia (oltre 2.640 kWh)	360	-	-	0,202	0,73	0,202
Componente A5	1 fascia (fino a 1.800 kWh)	1.800	-	-	0,018	0,32	0,018
	2 fascia (oltre 1.800 fino a 2.640 kWh)	840	-	-	0,033	0,28	0,033
	3 fascia (oltre 2.640 kWh)	360	-	-	0,047	0,17	0,047
Componente As	1 fascia (fino a 1.800 kWh)	1.800	-	-	0,169	3,04	0,169
	2 fascia (oltre 1.800 fino a 2.640 kWh)	840	-	-	0,169	1,42	0,169
	3 fascia (oltre 2.640 kWh)	360	-	-	0,169	0,61	0,169
<b>Totale componenti A</b>						<b>40,98</b>	
Componente UC1	3	3.000	-	-	0,148	4,44	0,148
Componente UC3 (°)	3	3.000	-	-	0,076	2,27	0,076
Componente UC4	1 fascia (fino a 1.800 kWh)	1.800	-	-	0,023	0,41	0,023
	2 fascia (oltre 1.800 fino a 2.640 kWh)	840	-	-	0,044	0,37	0,044
	3 fascia (oltre 2.640 kWh)	360	-	-	0,064	0,23	0,064
<b>Totale componenti UC</b>						<b>7,72</b>	
Componente MCT	3	3.000	-	-	0,017	0,51	
<b>Totale tariffe di trasmissione, distribuzione, misura + oneri generali di sistema (componenti A, UC e MCT) + dispacciamento</b>						<b>164,30</b>	
<i>di cui attribuibile alle componenti fisse, non rimborsabile: (c+d*a)/100 + MCT</i>						<b>21,03</b>	
<i>di cui attribuibile alle componenti variabili, rimborsabile: (e*b)/100 - MCT</i>						<b>143,27</b>	
						<b>Euro/anno</b>	



<b>Corrispettivo CUs (per fonti rinnovabili)</b>	Somma dei valori evidenziati nella colonna g per ciascun scaglione di consumo	1 fascia (fino a 1.800 kWh)	<b>2,368</b>
		2 fascia (oltre 1.800 fino a 2.640 kWh)	<b>6,705</b>
		3 fascia (oltre 2.640 fino a 4.440 kWh)	<b>12,315</b>
		4 fascia (oltre 4.440 kWh)	<b>18,464</b>
			<b>c€/kWh</b>
<b>Corrispettivo CUs (per cogenerazione ad alto rendimento alimentata da fonti diverse dalle fonti rinnovabili)</b>	Somma dei valori evidenziati nella colonna g per ciascun scaglione di consumo ad eccezione delle componenti A e UC (evidenziate in blu)	1 fascia (fino a 1.800 kWh)	<b>1,125</b>
		2 fascia (oltre 1.800 fino a 2.640 kWh)	<b>4,731</b>
		3 fascia (oltre 2.640 fino a 4.440 kWh)	<b>9,609</b>
		4 fascia (oltre 4.440 kWh)	<b>15,758</b>
			<b>c€/kWh</b>



## Esempio di applicazione dello scambio sul posto per un cliente domestico in maggior tutela nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili

<b>a</b>	Quantità di energia elettrica prelevata trasmessa dalle imprese distributrici al GSE (*)	dato ipotizzato	3.000 kWh
<b>b</b>	Quantità di energia elettrica immessa trasmessa dai gestori di rete al GSE (**)	dato ipotizzato	2.000 kWh
<b>c</b>	Controvalore dell'energia elettrica immessa $C_{Ei}$ (prezzi di mercato)	dato GSE	200 €
<b>d</b>	Prezzo unitario medio di mercato dell'energia elettrica immessa	calcolo GSE	10 c€/kWh
<b>e</b>	Onere di acquisto dell'energia prelevata $O_{PR}$ (lordo Iva) trasmesso dai venditori al GSE	dato ipotizzato	450 €
<b>e1</b>	<i>di cui relativo alla sola energia + imposte</i>	dato ipotizzato	286 €
<b>f</b>	Prezzo unitario medio dell'energia elettrica prelevata (lordo Iva)	pari a $e/a \cdot 100$	15 c€/kWh
<b>f1</b>	<i>di cui relativo alla sola energia + imposte</i>	pari a $e1/a \cdot 100$	9,5 c€/kWh
<b>g</b>	Parte dell'onere di acquisto relativa all'accesso e all'utilizzo della rete calcolato dal GSE (trasmissione, distribuzione, misura, oneri generali e dispacciamento)	vds. tabella 4	164 €
<b>h</b>	Onere residuo di acquisto dell'energia prelevata $O_E$ calcolato dal GSE	pari a (e - g)	286 €
<b>i</b>	Quantità di energia scambiata	MIN (a,b)	2.000 kWh
<b>l</b>	Termine $CU_s$ calcolato dal GSE (è la media ponderata degli scaglioni sotto riportati)		5,980 c€/kWh
	1 fascia (fino a 1.800 kWh): energia scambiata = 800 kWh	vds. tabella 4	2,368 c€/kWh
	2 fascia (oltre 1.800 fino a 2.640 kWh): energia scambiata = 840 kWh	vds. tabella 4	6,705 c€/kWh
	3 fascia (oltre 2.640 fino a 3.000 kWh): energia scambiata = 360 kWh	vds. tabella 4	12,315 c€/kWh
<b>m</b>	<b>Contributo in conto scambio CS calcolato dal GSE</b>		<b>320 €</b>
	<i>di cui relativo alla compensazione tra <math>O_E</math> e <math>C_{Ei}</math></i>	MIN(c,h)	200 €
	<i>di cui relativo alla restituzione delle componenti tariffarie (<math>CU_s</math>)</i>	pari a $l \cdot i$	120 €
<b>n</b>	<b>Eventuale credito calcolato dal GSE</b> (può essere liquidato su base annuale o utilizzato negli anni successivi)	pari a (c - h) se $c > h$	0 €

Quindi:

<b>Costo inizialmente sostenuto dall'utente dello scambio</b>	<b>450 €</b>
<b>Contributo in conto scambio</b>	<b>320 €</b>
<b>Credito eventuale</b>	<b>0 €</b>

(\*) La quantità di energia elettrica prelevata è la stessa utilizzata ai fini delle fatturazioni a conguaglio dei prelievi.

(\*\*) La quantità di energia elettrica immessa è quella rilevata dai misuratori, maggiorata del 10,8% nel caso di connessioni in bt e del 5,1% nel caso di connessioni in MT, al fine di tenere conto delle minori perdite di rete.

## Esempio di applicazione dello scambio sul posto per un cliente domestico in maggior tutela nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili

<b>a</b>	Quantità di energia elettrica prelevata trasmessa dalle imprese distributrici al GSE (*)	dato ipotizzato	3.000 kWh
<b>b</b>	Quantità di energia elettrica immessa trasmessa dai gestori di rete al GSE (**)	dato ipotizzato	3.000 kWh
<b>c</b>	Controvalore dell'energia elettrica immessa $C_{Ei}$ (prezzi di mercato)	dato GSE	300 €
<b>d</b>	Prezzo unitario medio di mercato dell'energia elettrica immessa	calcolo GSE	10 c€/kWh
<b>e</b>	Onere di acquisto dell'energia prelevata $O_{PR}$ (lordo Iva) trasmesso dai venditori al GSE	dato ipotizzato	450 €
<b>e1</b>	<i>di cui relativo alla sola energia + imposte</i>	dato ipotizzato	286 €
<b>f</b>	Prezzo unitario medio dell'energia elettrica prelevata (lordo Iva)	pari a $e/a * 100$	15 c€/kWh
<b>f1</b>	<i>di cui relativo alla sola energia + imposte</i>	pari a $e1/a * 100$	9,5 c€/kWh
<b>g</b>	Parte dell'onere di acquisto relativa all'accesso e all'utilizzo della rete calcolato dal GSE (trasmissione, distribuzione, misura, oneri generali e dispacciamento)	vds. tabella 4	164 €
<b>h</b>	Onere residuo di acquisto dell'energia prelevata $O_E$ calcolato dal GSE	pari a (e - g)	286 €
<b>i</b>	Quantità di energia scambiata	MIN (a;b)	3.000 kWh
<b>l</b>	Termine $CU_s$ calcolato dal GSE (è la media ponderata degli scaglioni sotto riportati)		4,776 c€/kWh
	1 fascia (fino a 1.800 kWh): energia scambiata = 1.800 kWh	vds. tabella 4	2,368 c€/kWh
	2 fascia (oltre 1.800 fino a 2.640 kWh): energia scambiata = 840 kWh	vds. tabella 4	6,705 c€/kWh
	3 fascia (oltre 2.640 fino a 3.000 kWh): energia scambiata = 360 kWh	vds. tabella 4	12,315 c€/kWh
<b>m</b>	<b>Contributo in conto scambio CS calcolato dal GSE</b>		<b>429 €</b>
	<i>di cui relativo alla compensazione tra <math>O_E</math> e <math>C_{Ei}</math></i>	MIN(c;h)	286 €
	<i>di cui relativo alla restituzione delle componenti tariffarie (<math>CU_s</math>)</i>	pari a $l * i$	143 €
<b>n</b>	<b>Eventuale credito calcolato dal GSE</b> (può essere liquidato su base annuale o utilizzato negli anni successivi)	pari a (c - h) se $c > h$	<b>14 €</b>

Quindi:

<b>Costo inizialmente sostenuto dall'utente dello scambio</b>	<b>450 €</b>
<b>Contributo in conto scambio</b>	<b>429 €</b>
<b>Credito eventuale</b>	<b>14 €</b>

(\*) La quantità di energia elettrica prelevata è la stessa utilizzata ai fini delle fatturazioni a conguaglio dei prelievi.

(\*\*) La quantità di energia elettrica immessa è quella rilevata dai misuratori, maggiorata del 10,8% nel caso di connessioni in bt e del 5,1% nel caso di connessioni in MT, al fine di tenere conto delle minori perdite di rete.



## Valori del termine CUs per diverse tipologie contrattuali medie aritmetiche per l'anno 2009 (\*)

MERCATO LIBERO	FER	CAR
	[c€/kWh]	[c€/kWh]
<b>Domestico D2 (scaglioni progressivi)</b>		
<i>consumo = 1800 kWh/anno</i>	1,948	0,853
<i>1800 kWh/anno &lt; consumo = 2640 kWh/anno</i>	6,286	4,459
<i>2640 kWh/anno &lt; consumo = 4440 kWh/anno</i>	11,896	9,337
<i>consumo &gt; 4440 kWh/anno</i>	18,045	15,486
<b>Domestico D3 (scaglioni progressivi)</b>		
<i>consumo = 1800 kWh/anno</i>	5,110	2,551
<i>1800 kWh/anno &lt; consumo = 2640 kWh/anno</i>	7,018	4,459
<i>2640 kWh/anno &lt; consumo = 4440 kWh/anno</i>	11,896	9,337
<i>consumo &gt; 4440 kWh/anno</i>	18,045	15,486
<b>UtENZE bt diverse da domestico e illuminazione pubblica</b>		
<i>Pd = 16,5 kW; Pi = 1,5 kW</i>	2,813	0,982
<i>Pd = 16,5 kW; 1,5 kW &lt; Pi = 3 kW</i>	3,006	0,982
<i>Pd = 16,5 kW; 3 kW &lt; Pi = 6 kW</i>	3,006	0,982
<i>Pd = 16,5 kW; 6 kW &lt; Pi = 10 kW</i>	3,006	0,982
<i>Pd = 16,5 kW; Pi &gt; 10 kW</i>	3,006	0,982
<i>Pd &gt; 16,5 kW; Pi = 1,5 kW</i>	2,808	0,977
<i>Pd &gt; 16,5 kW; Pi &gt; 1,5 kW</i>	3,001	0,977
<b>UtENZE MT diverse da illuminazione pubblica</b>		
<i>Pd = 100 kW</i>	2,675	0,961
<i>100 kW &lt; Pd = 500 kW; Pi = 100 kW</i>	2,664	0,950
<i>100 kW &lt; Pd = 500 kW; Pi &gt; 100 kW</i>	2,664	0,950
<i>Pd &gt; 500 kW; Pi = 100 kW</i>	2,653	0,939
<i>Pd &gt; 500 kW; Pi &gt; 100 kW</i>	2,653	0,939

FER = fonti rinnovabili; CAR = cogenerazione ad alto rendimento

Pd = potenza disponibile; Pi = potenza impegnata

(\*) Nel caso in cui i valori unitari dei corrispettivi tariffari siano aggiornati dall'Autorità (o Terna limitatamente ad alcuni corrispettivi di dispacciamento) nel corso dell'anno solare, il GSE ne considera la media aritmetica su base annuale. Si evidenzia che il valore medio della componente di dispacciamento relativa alle unità essenziali è indicativo, non essendo ancora disponibili i valori degli ultimi mesi del 2009: pertanto i valori qui riportati per il termine CUs sono ancora suscettibili di ulteriori aggiornamenti.



## Valori del termine CUs per diverse tipologie contrattuali medie aritmetiche per l'anno 2009 (\*)

MAGGIOR TUTELA	FER			CAR		
	Trattamento monorario	Trattamento per fascia	Trattamento biorario	Trattamento monorario	Trattamento per fascia	Trattamento biorario
	[c€/kWh]	[c€/kWh]	[c€/kWh]	[c€/kWh]	[c€/kWh]	[c€/kWh]
<b>Domestico D2 (scaglioni progressivi)</b>						
<i>consumo = 1800 kWh/anno</i>	2,368	2,368	2,368	1,125	1,125	1,125
<i>1800 kWh/anno &lt; consumo = 2640 kWh/anno</i>	6,705	6,705	6,705	4,731	4,731	4,731
<i>2640 kWh/anno &lt; consumo = 4440 kWh/anno</i>	12,315	12,315	12,315	9,609	9,609	9,609
<i>consumo &gt; 4440 kWh/anno</i>	18,464	18,464	18,464	15,758	15,758	15,758
<b>Domestico D3 (scaglioni progressivi)</b>						
<i>consumo = 1800 kWh/anno</i>	5,529	5,529	5,529	2,823	2,823	2,823
<i>1800 kWh/anno &lt; consumo = 2640 kWh/anno</i>	7,437	7,437	7,437	4,731	4,731	4,731
<i>2640 kWh/anno &lt; consumo = 4440 kWh/anno</i>	12,315	12,315	12,315	9,609	9,609	9,609
<i>consumo &gt; 4440 kWh/anno</i>	18,464	18,464	18,464	15,758	15,758	15,758
<b>Diverso da D2 e D3</b>						
<i>Pd = 16,5 kW; Pi = 1,5 kW</i>	2,729	2,614	2,729	0,769	0,654	0,769
<i>Pd = 16,5 kW; 1,5 kW &lt; Pi = 3 kW</i>	2,922	2,806	2,922	0,769	0,654	0,769
<i>Pd = 16,5 kW; 3 kW &lt; Pi = 6 kW</i>	2,922	2,806	2,922	0,769	0,654	0,769
<i>Pd = 16,5 kW; 6 kW &lt; Pi = 10 kW</i>	2,922	2,806	2,922	0,769	0,654	0,769
<i>Pd = 16,5 kW; Pi &gt; 10 kW</i>	2,922	2,806	2,922	0,769	0,654	0,769
<i>Pd &gt; 16,5 kW; Pi = 1,5 kW</i>	2,614	2,614	2,731	0,654	0,654	0,771
<i>Pd &gt; 16,5 kW; Pi &gt; 1,5 kW</i>	2,806	2,806	2,923	0,654	0,654	0,771

FER = fonti rinnovabili; CAR = cogenerazione ad alto rendimento

Pd = potenza disponibile; Pi = potenza impegnata

(\*) Nel caso in cui i valori unitari dei corrispettivi tariffari siano aggiornati dall'Autorità nel corso dell'anno solare, il GSE ne considera la media aritmetica su base annuale.



***Testo unico ricognitivo della produzione  
elettrica  
TUP***



## *Il TUP*

Reca la raccolta delle principali disposizioni adottate dall'Autorità inerenti la produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento.

Ha finalità puramente ricognitive, non contenendo disposizioni di regolazione innovativa e ha principalmente la finalità di soddisfare esigenze di carattere conoscitivo ed esplicativo.

È organizzato per filoni di attività riguardanti le principali fasi della produzione elettrica e ciascuna sezione è preceduta da una serie di note esplicative che rimandano poi alle relative disposizioni regolatorie attualmente vigenti.

È predisposto dalla Direzione Mercati dell'Autorità e sarà periodicamente aggiornato dalla medesima Direzione. Scaricabile dall'indirizzo:

[http://www.autorita.energia.it/it/servizi\\_interattivi/jsp/altri\\_servizi/117.jsp](http://www.autorita.energia.it/it/servizi_interattivi/jsp/altri_servizi/117.jsp)



## *Il TUP - Indice*

1. Introduzione
2. Connessioni
3. Misura dell'energia elettrica
  - Misura dell'energia elettrica immessa e prelevata*
  - Trattamento delle misure dell'energia elettrica immessa*
  - Misura dell'energia elettrica prodotta*
4. Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica
5. Dispacciamento dell'energia elettrica
6. Modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete
  - Ritiro dedicato*
  - Scambio sul posto*
7. Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili



***Grazie per l'attenzione***

***Autorità per l'energia elettrica e il gas  
Direzione mercati  
Unità fonti rinnovabili, produzione di energia e impatto  
ambientale  
Piazza Cavour, 5  
20121 Milano***

***mercati@autorita.energia.it  
www.autorita.energia.it  
Tel: 02 – 655 65 284/290  
Fax: 02 – 655 65 265***