

Condizioni economiche per la cessione dell'energia elettrica

La cessione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di taglia inferiore a 10 MVA può essere remunerata secondo diverse modalità che dipendono dalla tipologia di impianto, dalle fonti energetiche primarie e dal profilo di consumo/prelievo; per le fonti rinnovabili o assimilate esistono incentivi che aumentano la remuneratività dell'investimento permettendo il superamento delle barriere economiche. I costi del sistema di incentivi sono giustificati dal beneficio ambientale che si ottiene.

In effetti il numero di opzioni disponibili è molto elevato e sono necessari studi specifici per comprendere quale sia il migliore regime di cessione dell'energia da utilizzarsi essendo tale scelta legata alla fonte primaria utilizzata, al profilo di consumo di energia elettrica e termica oltre che alle dimensioni dell'impianto. In ogni caso è importante cercare di operare una classificazione sistematica delle opzioni disponibili e descrivere le principali modalità di cessione dell'energia prodotta dagli impianti di taglia inferiore a 10 MVA.

Per aiutare la comprensione nel seguito si considerano separatamente la produzione fotovoltaica, che ha una propria disciplina di riferimento per l'incentivazione, le fonti rinnovabili, per le quali esistono meccanismi di incentivazione specifici, e le fonti tradizionali per le quali non esistono sistemi di incentivazione. Infine, poiché per alcune fonti è possibile rinunciare alla vendita diretta dell'energia in favore di un regime detto di scambio sul posto, la relativa normativa è descritta in un capitolo dedicato.

1.1 Cessione dell'energia prodotta mediante impianti di produzione fotovoltaici (Conto Energia, DLgs 19 Febbraio 2007)

Una della maggiori criticità nella diffusione della produzione di energia da fonte rinnovabile è il costo di realizzazione dell'impianto che incide sul costo dell'energia da esso prodotto in maniera significativa. Senza l'utilizzo di forme di incentivazione pubblica appare irrealistico nel breve termine lo sviluppo di tale forma di generazione di energia elettrica. Tra le forme di incentivazione il "conto energia" appare la più idonea poiché consente di ammortare il costo dell'impianto fotovoltaico durante l'intero suo ciclo di vita. Il meccanismo prevede l'erogazione per un lungo periodo di tempo di un contributo fisso legato alla quantità di energia elettrica prodotta dall'impianto. L'applicazione di tale forma di incentivazione nei paesi europei ha prodotto un notevole effetto sull'industria manifatturiera del settore fotovoltaico la cui evoluzione è riassunta dalla potenza fotovoltaica cumulata installata nel mondo e in Europa riporta nella Figura 1.

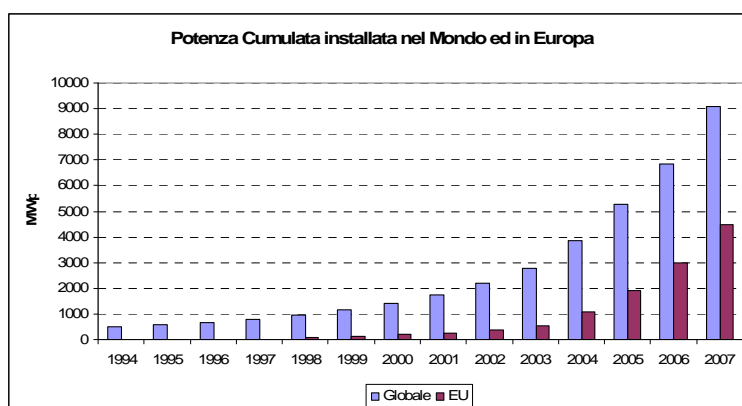


Figura 1 - Evoluzione della potenza cumulata (fonte Associazione delle industrie fotovoltaiche Europee EPIA)

Di seguito viene riportata la Tabella I nella quale sono riportati, per i diversi paesi europei, i valori di tariffa incentivante e le caratteristiche principali delle forma di supporto a tale fonte energetica.

Tabella I- Valori delle tariffe incentivanti nei diversi paesi europei (fonte PV status report JRC)

Paese	Feed-in tariff			Durata del contributo	
Austria	> 5kW 0,46€/kWh	5-10 kW 0,40€/kWh	>5 kW 0,30€/kWh	10 anni	
Belgio (Fiandre)	0,45€/kWh			20 anni	
Francia	0,30€/kWh Detrazione fiscale dei costi del 50% e IVA agevolata			20 anni Tariffa al 2006 La tariffa aggiornata annualmente sulla base dell'inflazione	
Germania	<30 kW 0,4921€/kWh	>30 kW 0,4682€/kWh	>100kW 0,4630€/kWh	20 anni Tariffa al 2007- decremento 5% annuo	
Grecia	<100kW 0,45€/kWh (isole 0,5€/kWh)		>100kW 0,40€/kWh (isole 0,45€/kWh)	20 anni	
Italia		integrato	Parz. integrato	No integrato	20 anni Decremento del 2% anno dal 2009
	1-3kW	0,49€/kWh	0,44€/kWh	0,4€/kWh	
	3-20kW	0,46€/kWh	0,42€/kWh	0,38€/kWh	
	>20kW	0,44€/kWh	0,40€/kWh	0,36€/kWh	
Portogallo	<5 kW 0,45€/kWh		>5kW 0,28€/kWh	15 anni	
Spagna	<100kW 0,44€/kWh	100kW-10 MWp 0,4145€/kWh	>10MWp 0,332€/kWh	25 anni	

Anche in Italia grazie all'adozione del meccanismo incentivante in "conto energia" e ad una semplificazione dell'iter burocratico il comparto fotovoltaico ha registrato un forte sviluppo.

Il conto energia è regolato dal DLgs 19 Febbraio 2007.

Tutta l'energia prodotta da un impianto fotovoltaico, misurata in uscita dal gruppo di conversione (inverter), è incentivata dal GSE (Gestore del Sistema Elettrico) per venti anni. La tariffa incentivante riconosciuta dipende dalla tipologia di impianto e dalla potenza di picco installata; in particolare nel decreto del 19 febbraio 2007 sono distinte le seguenti tipologie di impianto:

- Impianto non integrato (es. impianto al suolo);
- Impianto parzialmente integrato (es. impianti a tetto aderenti alla superficie della copertura);
- Impianto integrato (es. pensiline con copertura costituita da moduli fotovoltaici).

In Tabella II sono riportati i valori dell'incentivazione riconosciuti al variare della potenza e della tipologia di impianto:

Tabella II- Valori dell'incentivazione riconosciuti al variare della potenza e della tipologia di impianto

Potenza P (kW)	Tipo Impianto		
	Non integrato [€ per kWh]	Parzialmente integrato [€ per kWh]	Integrato [€ per kWh]
$1 \leq P \leq 3$	0,40	0,44	0,49
$3 < P \leq 20$	0,38	0,42	0,46
$P > 20$	0,36	0,40	0,44

Le tariffe riportate dalla Tabella II valgono per tutti gli impianti entrati in esercizio prima del 1/01/2009. Infatti, il decreto definisce le tariffe che verranno applicate agli impianti che entreranno in produzione fino al 2010 compreso; in pratica ogni anno successivo al 2008 verranno applicate le tariffe dell'anno precedente ridotte del 2%. Le tariffe specificate nel decreto possono essere ulteriormente maggiorate (fino ad un massimo del 30%) qualora l'impianto sia abbinato ad interventi di efficienza energetica; in particolare ad ogni riduzione del 10% del fabbisogno energetico di ogni unità abitativa (ottenuto attraverso interventi tesi alla riduzione delle perdite energetiche) farà seguito un aumento di pari entità della tariffa incentivante (fino, appunto, ad un massimo del 30%). Allo scopo di poter evidenziare le caratteristiche degli impianti e la loro classificazione in base al livello di integrazione architettonica vengono di seguito riportati alcuni esempi di installazioni fotovoltaiche (Fig. 2).

Ai sensi dell'articolo 2, comma 144, tabella 2 e comma 145, tabella 3 della Legge Finanziaria 2008, nonché dell'articolo 3, commi 1 e 2 del DM 18/12/2008, *la produzione derivante da impianti fotovoltaici non può accedere alla incentivazione mediante certificati verdi o tariffa onnicomprensiva*, ad eccezione di quella derivante da impianti per i quali sia stata inoltrata la domanda di autorizzazione unica di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 387/03 ovvero la richiesta di autorizzazione prevista dalla vigente normativa nazionale o regionale, in data antecedente alla data di entrata in vigore della legge finanziaria 2008. Per tali impianti, infatti, è consentito l'accesso al meccanismo dei certificati verdi, applicando le disposizioni di cui al DM 24 ottobre 2005, nella versione vigente al 31 dicembre 2007, (art.15, comma 2 del DM 18 dicembre 2008). L'incentivazione della produzione fotovoltaica si ottiene pertanto in modo quasi esclusivo mediante il sistema del conto energia.



Figura 2.a - Impianti di produzione fotovoltaica non integrati



Figura 2.b - Impianti di produzione fotovoltaica parzialmente integrati



Figura 2.c - Impianti di produzione fotovoltaica totalmente integrati

1.2 Incentivazione delle fonti rinnovabili

1.2.1 Quadro normativo

La prima formulazione organica della politica degli incentivi in materia energetica in Italia, è rappresentata dalle leggi n. 9 e 10 del 9 gennaio 1991. La legge 9/91 ha liberalizzato l'autoproduzione di energia elettrica abolendo la maggior parte dei vincoli precedentemente vigenti e consentendo la cessione all'ENEL delle eccedenze di produzione ad un prezzo prefissato. La legge 9/91 ha avuto un discreto successo grazie agli incentivi fissati dal provvedimento CIP n. 6 del 29 aprile 1992 (CIP6) che ha comportato un effettivo incremento degli impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

L'art. 11 del Decreto Legislativo 16/03/1999 n. 79 ha introdotto l'obbligo, a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere nel sistema elettrico nazionale, a decorrere dal 2002, una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1° Aprile 1999. Produttori ed importatori soggetti all'obbligo possono adempiervi immettendo in rete elettricità prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistando da altri produttori titoli, chiamati certificati verdi (CV), comprovanti la produzione dell'equivalente quota. Il Decreto Legislativo n. 387/03, con il quale è stata recepita in Italia la Direttiva 2001/77/CE, si propone la promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'energia. Per il periodo dal 2007 al 2012 la quota dell'obbligo di cui all'art.11 del D.lgs.79/99, è incrementata annualmente di 0,75 punti percentuali. Pertanto essa assumerà annualmente i seguenti valori:

ANNO	QUOTA DELL'OBBLIGO (%)
2007	3,80
2008	4,55
2009	5,30
2010	6,05
2011	6,80
2012	7,55

Il Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, sentita la Conferenza unificata, definirà con propri decreti l'ulteriore incremento della quota dell'obbligo per gli anni successivi.

La Legge Finanziaria 2008 (articolo 2, commi da 144 a 154) e la Legge 29 novembre 2007 n. 222 (cd. Collegato alla Finanziaria 2008 articolo 26, comma 4-bis) modificano l'incentivazione dell'energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili. Inoltre in data 18/12/2008 il Ministro dello Sviluppo Economico di concerto col Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ha emesso il Decreto "Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244" (di seguito identificato come DM 18/12/2008) che abroga il Decreto 24/10/2005, e stabilisce le modalità attuative dei nuovi meccanismi di incentivazione di seguito riportati.

Per gli impianti che entrino in esercizio a decorrere dal 1° gennaio 2008, i Produttori possono richiedere l'incentivazione mediante Certificati Verdi (CV) o, per gli impianti di potenza nominale media annua non superiore ad 1 MW (200 kW per la fonte eolica), mediante la corresponsione di una Tariffa Omnicomprensiva (TO) per un periodo di 15 anni. Possono accedere ai meccanismi di incentivazione esclusivamente gli impianti collegati alla rete elettrica aventi una potenza nominale media annua non inferiore a 1 kW. La potenza nominale media annua è, ai sensi dell'articolo 2 del DM 18 dicembre 2008, esprimibile come di seguito indicato:

- per gli impianti idroelettrici, dalla potenza nominale media riportata nel Decreto di concessione di derivazione d'acqua espressa in MW, tenendo conto della decurtazione conseguente all'applicazione del deflusso minimo vitale;
- per gli altri impianti, dalla somma delle potenze attive nominali, espresse in MW, dei generatori che costituiscono l'impianto definite per ogni generatore come il prodotto della potenza apparente nominale in MVA per il fattore di potenza nominale, riportati sui dati di targa del generatore medesimo.

1.2.2 Meccanismi di incentivazione per gli impianti in esercizio a partire dal 1/1/2008: Certificati verdi

I certificati verdi hanno una taglia di un 1 MWh e sono emessi dal GSE in numero pari al prodotto della produzione netta di energia incentivabile per i coefficienti indicati nella Tabella III.

Tabella III– Coefficienti moltiplicativi della produzione incentivabili

N°	FONTE	COEFFICIENTE
1	Eolica per impianti di taglia superiore a 200 kW	1,00
1-bis	Eolica offshore	1,10
3	Geotermica	0,90
4	Moto ondoso e maremotrice	1,80
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	1,00
6	Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,10
7	Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta	1,80
8	Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,80

Il prezzo dei certificati verdi si forma sul mercato in base alla legge della domanda e dell'offerta. Le transazioni dei CV possono avvenire mediante contratti bilaterali, multilaterali o attraverso una piattaforma di negoziazione costituita presso il Gestore del Mercato Elettrico. Il DLgs 79/99 ha stabilito di assegnare i CV anche all'energia rinnovabile prodotta dagli impianti CIP 6/92 alimentati a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1/4/1999 la cui titolarità è attribuita al GSE. Il prezzo di offerta di tali certificati da parte del GSE, che li immette sul mercato esclusivamente attraverso la piattaforma del GME, rappresenta il prezzo di riferimento. La Legge Finanziaria 2008 ha introdotto una nuova modalità di calcolo del prezzo di offerta dei CV del GSE: a partire dal 2008 essi sono collocati sul mercato a un prezzo, riferito al MWh elettrico, pari alla differenza tra 180 €/MWh (valore di riferimento) ed il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas in attuazione dell'articolo 13 comma 3 del D.Lgs 387/03, registrato nell'anno precedente e comunicato dalla stessa Autorità entro il 31 gennaio di ogni anno. Il valore di riferimento ed i coefficienti indicati nella citata Tabella II possono essere aggiornati, ogni tre anni, con decreto del Ministro dello sviluppo economico, assicurando la congruità della remunerazione ai fini dell'incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili.

In sintesi un impianto a fonte rinnovabile si vede riconosciuto un incentivo in CV che corrisponde al valore dei CV stessi; il numero di CV ottenibile si ottiene moltiplicando la produzione di energia da fonte rinnovabile per il coefficiente corrispondente della Tabella III. Il valore del CV non è facilmente stimabile a priori essendo possibile stimarne un prezzo di riferimento.

1.2.3 Meccanismi di incentivazione per gli impianti in esercizio a partire dal 1/1/2008: tariffa onnicomprensiva

Su richiesta del Produttore, in alternativa ai CV, l'incentivazione può essere riconosciuta dal GSE mediante la corresponsione di una Tariffa Onnicomprensiva (TO) nel caso di impianti di potenza nominale media annua non superiore a 0,2 MW, per gli impianti eolici, o non superiore ad 1 MW per gli altri impianti, con l'esclusione degli impianti termoelettrici ibridi. Il ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva ha una durata pari a 15 (quindici) anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto

I limiti di potenza nominale media annua sono riferiti alla somma delle potenze nominali medie annue complessivamente installate, per ciascuna fonte, a monte di un unico punto di connessione alla rete elettrica. La TO comprende sia il valore dell'incentivo che il ricavo per la vendita dell'energia elettrica prodotta; pertanto l'energia

elettrica netta prodotta dall'impianto deve essere necessariamente immessa in rete per poter accedere all'incentivo con la TO. I valori della tariffa onnicomprensiva, di entità variabile a seconda della fonte, sono riportati nella Tabella IV.

Tabella IV – Tariffa onnicomprensiva

N°	FORTE	TARIFFA (€cent/kWh)
1	Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	30
3	Geotermica	20
4	Moto ondoso e maremotrice	34
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	22
6	Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	22
7	Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta	30
8	Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da 7	18

La tariffa onnicomprensiva può essere variata ogni tre anni con decreto del Ministro dello sviluppo economico assicurando la congruità della remunerazione ai fini dell'incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili. Al termine dei quindici anni l'energia elettrica è remunerata, con le medesime modalità, alle condizioni economiche previste dall'articolo 13 del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

1.3 Scelta della tipologia di incentivazione

Il diritto di opzione tra i certificati verdi e la tariffa onnicomprensiva è esercitato all'atto della richiesta al GSE della qualifica IAFR (Impianto a Fonti Rinnovabili). E' consentito, prima della fine del periodo di incentivazione, salva l'eccezione di cui all'art. 21 comma 2 del DM 18/12/08, un solo passaggio da un sistema incentivante all'altro; in tal caso, la durata del periodo di diritto al nuovo sistema incentivante è ridotta del periodo già fruito con il precedente sistema.

1.4 Condizioni economiche per la cessione dell'energia per impianti non a fonti rinnovabili

1.4.1 Ritiro dedicato dell'energia

La Delib. AEEG 280/07 disciplina le modalità e le condizioni tecnico economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239. A questa deliberazione fanno evidentemente riferimento tutti gli impianti di produzione dell'energia che hanno diritto al ritiro dedicato dell'energia elettrica in quanto inferiori ai 10 MVA. Il GSE stipula con il produttore la convenzione per la regolazione economica del ritiro dell'energia elettrica, ivi incluse le tempistiche di pagamento, secondo uno schema di convenzione definito dal medesimo GSE.

Il produttore che intende avvalersi del ritiro dedicato è tenuto a richiedere il ritiro dell'intera quantità di energia elettrica prodotta e immessa nella rete con obbligo di connessione di terzi, al netto quindi degli autoconsumi in sito. I produttori, per ogni impianto, sono tenuti, nel caso di impianti di potenza attiva nominale superiore a 1 MW alimentati da fonti programmabili, oltre che nel caso di impianti di potenza apparente nominale maggiore o uguale a

10 MVA, a trasmettere al GSE, tramite il portale informatico da quest'ultimo predisposto, il programma di immissione riferito a ciascuna ora dell'anno, mentre al di sotto dei suddetti limiti la comunicazione è facoltativa.

L'Autorità definisce i prezzi minimi garantiti per il ritiro dell'energia elettrica immessa annualmente dagli impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW e dagli impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili di potenza attiva nominale fino a 1 MW, ad eccezione delle centrali ibride. I prezzi minimi garantiti sono differenziati per fonte, sono definiti per scaglioni progressivi e sono riferiti all'anno solare. Inoltre, possono essere applicati solo ai primi 2 milioni di kWh, mentre l'eccedenza segue obbligatoriamente la deliberazione 111/06, (*Del. AEEG 111/06 Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico*). I prezzi minimi garantiti sono definiti applicando, su base annuale, ai valori in vigore nell'anno solare precedente, il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale. Con riferimento all'anno 2007 (importante perché gli scenari esaminati nei capitoli successivi si basano su dato del 2007), i prezzi minimi garantiti assumono i seguenti valori:

- a) per i primi 500.000 kWh annui, 96,4 €/MWh;
- b) da oltre 500.000 fino a 1.000.000 kWh annui, 81,2 euro €/MWh;
- c) da oltre 1.000.000 fino a 2.000.000 kWh annui, 71,0 €/MWh.

In alternativa al ritiro dedicato dell'energia è possibile la vendita dell'energia prodotta e immessa in base al prezzo zonale orario relativo al punto di immissione. Il GSE, a titolo informativo, pubblica sul proprio sito internet, con cadenza mensile:

- i prezzi medi mensili per fascia oraria, calcolati come media, per ciascuna fascia oraria, dei prezzi zonalari ponderata sulle quantità di energia complessivamente vendute in ogni relativo punto di dispacciamento gestito dal GSE;
- i prezzi unici mensili calcolati come media, per ciascun mese, dei prezzi zonalari ponderata sulle quantità di energia complessivamente vendute in ogni relativo punto di dispacciamento gestito dal GSE.

1.4.2 Oneri di sbilanciamento

Quando un impianto di produzione non segue il programma orario di immissione previsto ed inviato al GSE si determinano dei costi aggiuntivi al sistema elettrico a causa dello sbilanciamento tra la produzione prevista e quella effettiva. Gli oneri di sbilanciamento mensili (*SBIM*) sono calcolati con cadenza mensile dal GSE con riferimento agli impianti di produzione da fonti programmabili che forniscono il programma orario di immissione. Tale sbilanciamento è calcolato come somma dei valori assoluti delle differenze tra l'energia elettrica immessa e il programma di immissione di ciascuna ora del mese di competenza, come espresso nell'equazione 10.4.1.

$$SBIM_i = \sum_{h=1}^n |I_h - P_h| \text{ [MWh]} \quad (10.4.1)$$

dove:

- $SBIM_i$ = sbilanciamento imputabile all'impianto *i*-esimo alimentato da fonti programmabili per il quale il produttore è tenuto a (o ha scelto di) trasmettere il programma di immissione;
- I_h = energia elettrica immessa nell'ora *h* del mese di competenza dall'impianto;
- P_h = programma di immissione dell'impianto per l'ora *h* del mese di competenza;
- *n* = numero delle ore del mese di competenza.

Per ciascun periodo rilevante del mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento comprendente impianti alimentati da fonti programmabili, la quota onerosa dei corrispettivi orari di sbilanciamento attribuiti da Terna al GSE (OS_h) è pari alla somma algebrica tra il corrispettivo di sbilanciamento effettivo attribuito da Terna nella deliberazione 111/06 ed il prodotto tra lo sbilanciamento effettivo ed il prezzo zonale orario della deliberazione 111/06 come espresso nell'equazione 10.4.2:

$$OS_h = C^{Sbil}_h - P^Z_h \cdot Sbil_h \quad [€] \quad (10.4.2)$$

Dove:

- OS_h = quota onerosa del corrispettivo orario di sbilanciamento attribuito da Terna al GSE;
- C^{Sbil}_h = corrispettivo di sbilanciamento attribuito al punto di dispacciamento da Terna nell'ora h , ai sensi dell'articolo 40, comma 40.1, della deliberazione n. 111/06;
- P^Z_h = prezzo di vendita dell'energia elettrica nella zona in cui ricade il punto di dispacciamento per l'ora h ;
- $Sbil_h$ = sbilanciamento effettivo del punto di dispacciamento nell'ora h ai sensi dell'articolo 39 della deliberazione n. 111/06.

Per ottenere il corrispettivo mensile attribuibile agli impianti alimentati da fonti programmabili (OS_m) per il mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento comprendente impianti alimentati da fonti programmabili, si sommano i corrispettivi OS_h (10.4.3);

$$OS_m = \sum_{h=1} OS_h [€] \quad (10.4.3)$$

Essendo OS_m la quota onerosa del corrispettivo mensile di sbilanciamento attribuito da Terna al GSE.

Si calcola quindi il corrispettivo unitario di sbilanciamento medio mensile (CSM_m), espresso in €/MWh, pari al rapporto tra il corrispettivo mensile e l'energia elettrica complessivamente immessa dagli impianti alimentati da fonti programmabili che si avvalgono del ritiro dedicato e che appartengono al medesimo punto di dispacciamento (equazione 10.4.4).

$$CSM_m = \frac{OS_m}{I_{m,tot}} [€ / MWh] \quad (10.4.4)$$

dove:

- CSM_m = corrispettivo unitario di sbilanciamento medio mensile nel mese e per il punto di dispacciamento di competenza;
- $I_{m,tot}$ = energia elettrica immessa dagli impianti alimentati da fonti programmabili che si avvalgono del presente provvedimento e che appartengono al punto di dispacciamento.

Per ciascun impianto alimentato da fonti programmabili di potenza attiva nominale fino a 1 MW per i quali i produttori non abbiano trasmesso al GSE il programma di immissione, i corrispettivi di sbilanciamento imputabili ($CSBnoprogram_m$) sono pari al prodotto tra il corrispettivo unitario di sbilanciamento medio mensile e la quantità di energia elettrica immessa (equazione 10.4.5).

$$CSBnoprogram_m = CSM_m \times I_m [€] \quad (10.4.5)$$

dove:

- $CSBnoprogram_m$ = corrispettivo di sbilanciamento imputabile all'impianto alimentato da fonte programmabile di potenza attiva nominale fino a 1 MW, per il quale il produttore non ha trasmesso il programma di immissione nel mese di competenza;

- I_m = energia elettrica immessa dall'impianto nel mese di competenza.

Si ricava che la differenza ($OSres_m$) tra i corrispettivi attribuibili agli impianti alimentati da fonti programmabili e la somma dei corrispettivi di sbilanciamento imputabili relativi agli impianti che appartengono al medesimo punto di dispacciamento vale:

$$OSres_m = OS_m - \sum_{i=1}^k CSBnoprog_{m,i} [\text{€}]$$

dove:

- $OSres_m$ = onere di sbilanciamento residuo, relativo al mese e al punto di dispacciamento di competenza;
- $CSBnoprog_{m,i}$ = corrispettivo di sbilanciamento imputabile all'impianto i-esimo alimentato da fonte programmabile per il quale il produttore non ha trasmesso il programma di immissione nel mese di competenza.

Infine, per ciascun impianto alimentato da fonti programmabili per cui sono disponibili i programmi orari di immissione, i corrispettivi di sbilanciamento imputabili ($CSBprog_m$), espressi in Euro, sono pari al prodotto tra lo sbilanciamento mensile imputabile ed il rapporto tra i corrispettivi e la somma degli sbilanciamenti mensili imputabili agli impianti alimentati da fonti programmabili per cui sono disponibili i programmi orari di immissione che appartengono al medesimo punto di dispacciamento:

$$CSBprog_{m,i} = OSres_m \cdot \frac{SBIM_i}{\sum_{i=1}^k SBIM_i} [\text{€}]$$

dove:

$CSBprog_{m,i}$ = corrispettivo di sbilanciamento imputabile all'impianto alimentato da fonte programmabile per il quale il produttore è tenuto a (o ha scelto di) trasmettere il programma di immissione nel mese di competenza.

A titolo di esempio si riportano il prezzo unico mensile ed il prezzo medio mensile per fascia oraria e zona di mercato del mese di Novembre 2008 (Fonte GSE):

NOVEMBRE 2008				
Polo di Brindisi				
Fascia	F1	F2	F3	Media:
Prezzo Medio	111,99	102,26	63,83	92,69
Zona Calabria				
Fascia	F1	F2	F3	Media:
Prezzo Medio	112,04	102,20	63,90	92,71
Zona Centro Nord				
Fascia	F1	F2	F3	Media:
Prezzo Medio	113,12	101,71	63,48	92,77
Zona Centro Sud				
Fascia	F1	F2	F3	Media:
Prezzo Medio	112,53	101,93	62,60	92,35
Zona Nord				
Fascia	F1	F2	F3	Media:
Prezzo Medio	111,45	97,87	62,89	90,74
Zona Sardegna				
Fascia	F1	F2	F3	Media:
Prezzo Medio	106,91	99,73	60,49	89,04
Zona Sicilia				
Fascia	F1	F2	F3	Media:
Prezzo Medio	136,91	135,78	71,16	114,62
Zona Sud				
Fascia	F1	F2	F3	Media:
Prezzo Medio	110,41	101,54	62,65	91,53

¹ Fasce orarie definite dalla deliberazione AEEG 181/06:																								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
lunedì-venerdì	F3						F2	F1											F2	F3				
sabato	F3						F2																F3	
domenica/festivi	F3																							

Figura 3 - Condizioni tecniche ed economiche per la procedura di scambio sul posto. TISP (Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto) delibera 74/08 del 03/06/2008 della AEEG

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 consumata in un momento differente dal quale avviene la produzione, utilizzando quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta, ma non contestualmente autoconsumata. Questo sistema di scambio sul posto è quindi particolarmente vantaggioso quando si abbiano curve di produzione non omotetiche con la domanda (ad esempio quando la produzione è concentrata nelle ore mattutine ed il prelievo nelle ore serali). Il regime di scambio sul posto si integra con i meccanismi di incentivazione delle fonte rinnovabili in generale e con la produzione da fotovoltaico in modo particolare.

La produzione ed il consumo di energia elettrica possono verificarsi contemporaneamente o in periodi temporali diversi; poiché, nel sistema di mercato elettrico vigente, la valorizzazione dell'energia elettrica è effettuata su base oraria, i valori dell'energia elettrica prodotta e autoconsumata coincidono nel caso in cui la produzione e il consumo siano contestuali, mentre potrebbero differire nel caso in cui non si realizzi tale condizione di contestualità, vale a dire qualora la produzione e il consumo avvengano in ore diverse. Il servizio di immagazzinamento virtuale rappresenta la condizione necessaria attraverso la quale gestire la produzione di energia elettrica non contestualmente autoconsumata e quindi immessa in rete per essere prelevata in un momento successivo.

Condizione essenziale per l'erogazione del servizio di scambio sul posto è la presenza di impianti per il consumo e per la produzione di energia elettrica sottesi ad un unico punto di connessione con la rete elettrica con obbligo di connessione di terzi.

Nella precedente delibera 28/06 l'Autorità prevedeva 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 nuova delibera modifica questa condizione in quanto si prevede che con l'aumento degli utenti ammessi, e quindi della potenza immessa, i costi di sistema che variano su base oraria possano diventare rilevanti.

I Gestori che hanno contratto di *net metering* devono dare tempestiva comunicazione ai Richiedenti del venir meno, a decorrere dall'1 gennaio 2009, del rapporto contrattuale preesistente e della possibilità di sostituirlo con un nuovo rapporto contrattuale, da siglare con il GSE.

Il servizio di scambio sul posto riguarda le seguenti tipologie di impianto:

- impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW;
- impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 200 kW (Delibera AEEG ARG/elt 1/09).

Rientrano le centrali ibride qualora, su base annua, la produzione non imputabile alle fonti rinnovabili sia inferiore al 5% della produzione totale.

Nel caso di impianti di cogenerazione ad alto rendimento, il soggetto che intende avvalersi dello scambio sul posto indica se intende vendere la propria produzione in eccesso o se intende portarla a credito per gli anni successivi. Per gli impianti di produzione da fonte rinnovabile non è ammessa la vendita dell'eccedenza di produzione ma solo l'ottenimento di un credito che può essere utilizzato negli anni successivi a quello in cui lo si è maturato senza limiti temporali.

L'immissione in rete di energia elettrica nell'ambito dello scambio sul posto è gestita dal GSE applicando le disposizioni della deliberazione n. 111/06 (che ha sostituito la 168/03) e del Testo Integrato Trasporto, in particolare nell'allegato A, nella sua ultima compilazione aggiornata al 2008. In questo allegato si definisce *periodo rilevante* il periodo di tempo in relazione al quale un utente del dispacciamento acquisisce il diritto e l'obbligo ad immettere o prelevare energia elettrica nelle reti con obbligo di connessione di terzi e rispetto al quale è calcolato lo sbilanciamento effettivo.

Per sbilanciamento si intende lo scostamento fra posizioni commerciali (acquisti e vendite registrati) e posizioni fisiche (energia elettrica immessa o prelevata). Il periodo rilevante per le unità di produzione e di consumo è pari all'ora, ma per le unità di produzione abilitate e le unità di consumo abilitate, Terna può definire nelle regole per il dispacciamento un periodo rilevante di durata inferiore. I punti di immissione non trattati su base oraria sono i punti di immissione relativi ad unità di produzione con potenza nominale non superiore a 250 kW. Sono trattati su base oraria i punti di immissione relativi ad altre unità di produzione.

Il GSE, ai fini del calcolo del contributo per lo scambio sul posto, associa all'energia elettrica immessa un controvalore, C_{Ei} , espresso in Euro, pari al prodotto tra la quantità di energia elettrica immessa e il prezzo zonale¹ orario indicato

¹ L'Italia è suddivisa dalla Del. AEEG 50/05 nelle seguenti macrozone:

- a) macrozona A è l'aggregato della zona nord e dei poli di produzione limitata di Turbigio-Roncovalgrande e di Monfalcone, di cui al Codice di trasmissione e dispacciamento;
- b) macrozona B è l'aggregato della zona Sicilia e del polo di produzione limitata di Priolo, di cui al Codice di trasmissione e dispacciamento;

dalla deliberazione n. 111/06², ed a partire dal secondo mese successivo a quello di competenza, paga alle imprese distributrici aventi punti di prelievo trattati su base oraria sulla propria rete di distribuzione il corrispettivo a remunerazione dell'attività prestata dalle medesime imprese³.

Il GSE calcola per ciascun utente dello scambio la parte unitaria variabile dell'onere sostenuto dal medesimo utente per il pagamento dei servizi di trasporto e di dispacciamento (CU_S), espressa in c€/kWh, ottenuta sommando algebricamente la quota energia dei corrispettivi previsti rispettivamente dal Testo Integrato Trasporto e dalla deliberazione n. 111/06. Tale calcolo esclude la componente MCT e, solo nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, include le componenti tariffarie A e UC. Nel caso in cui i valori unitari di cui al presente comma siano aggiornati nel corso dell'anno solare, il GSE ne considera la media aritmetica ai fini del presente provvedimento.

Il GSE calcola per ciascun utente dello scambio la parte energia (O_E), espressa in Euro, dell'onere sostenuto dal medesimo utente per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata, ottenuta sottraendo all'onere O_{PR} per l'acquisto dell'energia, gli oneri associati ai servizi di trasporto e di dispacciamento comprensivi delle relative componenti fisse, ove presenti, nonché gli oneri generali e gli oneri corrispondenti all'applicazione della componente tariffaria MCT .

Il GSE calcola, per ciascun utente dello scambio, il contributo in conto scambio (CS), espresso in Euro, pari alla somma del:

- minor valore tra il termine C_{Ei} e il termine O_E ;
- prodotto tra il termine CU_S e l'energia elettrica scambiata.

Nel caso in cui il termine O_E sia inferiore al termine C_{Ei} , ovvero il valore dell'energia elettrica immessa in rete superi nell'anno il controvalore dell'energia acquistata al netto delle componenti tariffarie relative al trasporto ed al vettoriamento dell'energia, si materializza un credito dato dalla differenza fra C_{Ei} ed O_E .

Tale credito per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili è riportata a credito per gli anni solari successivi a quello a cui è riferito. Esso, o parte di esso, viene sommato dal GSE al termine C_{Ei} solo negli anni in cui il medesimo termine C_{Ei} sia inferiore al termine O_E e comunque, ogni anno, nei limiti del valore del termine O_E .

Per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento per i quali l'utente dello scambio ha optato per la gestione a credito delle eventuali eccedenze, la differenza è riportata a credito per gli anni solari successivi a quello a cui è

c) macrozona C è la zona Sardegna come definita nel Codice di trasmissione e dispacciamento;

d) macrozona D è l'insieme di tutte le altre zone e dei poli di produzione limitata non già incluse nelle macrozone A, B e C e diverse dalle zone estere di cui al Codice di trasmissione e dispacciamento.

² Del. AEEG 111/06 *Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico* – Il prezzo zonale orario è pari al minimo costo del soddisfacimento di un incremento unitario del prelievo di energia elettrica nella zona, compatibilmente con il rispetto dei limiti ammissibili di trasporto tra le zone. In altre parole è una misura dei costi che si devono sostenere in una data zona per far fronte ad un incremento della domanda; le zone più deboli, con ridotte capacità di generazione e limitazioni causate dai vicoli imposti dai collegamenti con zone adiacenti hanno costi zonal medi maggiori.

³ Del. AEEG 111/06 *Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico* – Al termine del secondo mese successivo a quello di competenza, Terna paga alle imprese distributrici aventi punti di prelievo trattati su base oraria sulla propria rete di distribuzione il corrispettivo a remunerazione dell'attività prestata dalle medesime imprese. L'importo, per un numero di punti di prelievo compreso fra 1 e 50, trattati su base oraria e ricadenti nell'ambito di competenza dell'impresa distributtrice e iscritti nel registro è calcolato mediante l'espressione seguente:

$$CAPD = 400 \text{ €/mese} + (UdD^{1/2}) * CAPDU \text{ €/mese}$$

Dove si intende per UdD il numero di soggetti che hanno concluso un contratto di distribuzione con l'impresa Distributtrice, mentre CAPDU è tabellato e vale 20 €/mese.

riferita. Se l'utente possessore dell'impianto di cogenerazione ad alta efficienza ha invece optato per la vendita delle eventuali eccedenze, la differenza $C_{EF} - O_E$ viene riconosciuta dal GSE all'utente dello scambio quale ricavo di vendita dell'energia elettrica eccedentaria.

In ogni caso, l'utente dovrà corrispondere 30 € all'anno per ogni impianto, a copertura dei costi amministrativi.

La regolazione economica del servizio di scambio sul posto viene effettuata dal GSE a conguaglio su base annuale solare a seguito dell'espletamento degli adempimenti posti in capo all'utente dello scambio e all'impresa di vendita, nonché degli obblighi informativi in capo ai soggetti responsabili della raccolta, validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica. Il GSE prevede altresì una regolazione periodica in acconto sulla base di criteri proposti dal medesimo e positivamente verificati dal Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità.

Nella seguente Tabella V viene riportato un esempio di calcolo del contributo in scambio sul posto per un caseificio, fra quelli presi in esame nel presente studio.

Tabella V – Esempio di calcolo del contributo in scambio sul posto per un caseificio

Sigla	descrizione	soggetto	quantità	um
Ep	Quantità di energia elettrica prelevata	dato comunicato	133.766,00	kWh
Ei	Quantità di energia elettrica immessa	dato comunicato	274.857,18	kWh
	Prezzo unitario medio Ep	dato comunicato	14,00	c€/kWh
	Prezzo unitario medio Ei	dato GSE	10,00	c€/kWh
Opr	Onere di acquisto energia prelevata	dato comunicato	18.727,24	€
Cei	Controvalore della Ei	calcolo GSE	27.485,72	€
	Parte dell'onere di acquisto relativa all'accesso alla rete (trasporto, dispacciamento, oneri generali)	calcolo GSE	6.277,10	€
Oe	Onere residuo di acquisto dell'energia prelevata (calcolato dal GSE)	(e-g)	12.450,14	€
	Quantità di energia scambiata	Min (a;b)	133.766,00	kWh
CU s	Parte unitaria variabile dell'onere relativo a trasporto e dispacciamento in prelievo	calcolo GSE	2,72	c€/kWh
CS	Contributo in Conto Scambio		16.088,58	€
	<i>di cui relativo alla compensazione tra il valore dell'energia immessa e il valore dell'energia prelevata</i>	<i>min (f;h)</i>	<i>12.450,14</i>	<i>€</i>
	<i>di cui relativo ai servizi di trasporto e disp.</i>	<i>l * i</i>	<i>3.638,44</i>	<i>€</i>
	Riporto a credito calcolato dal GSE	(f-h) se f>h	15.035,58	€
	Tot. Costi Energia	Opr - CS	2.638,66	
	Dai dati relativi alla bolletta si ricavano:			
	Tariffa di trasmissione		0,340	c€/kWh
	Tariffa di distribuzione		0,090	c€/kWh
	Componente A2		0,080	c€/kWh
	Componente A3		1,190	c€/kWh
	Componente A4		0,240	c€/kWh
	Componente A5		0,010	c€/kWh
	Componente A6		0,000	c€/kWh
	componente UC3		0,020	c€/kWh
	Componente UC4		0,020	c€/kWh
	Componente UC6		0,000	c€/kWh
	Approvvigionamento risorse		0,520	c€/kWh
	Unità essenziali		0,010	c€/kWh
	Funzionamento Terna		0,013	c€/kWh
	interrompibilità		0,150	c€/kWh
	Perdite		0,000	c€/kWh
	Disponibilità Capacità produttiva		0,037	c€/kWh
	totale voci variabili	CU s	2,720	c€/kWh
	trasmissione + distribuzione + misura + componenti A, UC, MCT	€ 5.006,00		
	dispacciamento	€ 1.271,10		
	totale oneri	€ 6.277,10	4,693	c€/kWh

1.5 Tariffe applicate alle utenze per la sola quota trasporto e oneri generali

Dal 1° luglio 2007, in seguito alla liberalizzazione del mercato dell'energia, tutti i clienti finali possono scegliere il proprio fornitore sul mercato libero, come previsto dal decreto legge n. 73/07 "Misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia".

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha disciplinato con la delibera AEEG n. 348/07 le tariffe obbligatorie per la copertura dei costi del servizio di distribuzione. I prezzi riportati di seguito sono aggiornati al 1° ottobre 2008 (come da delibera AEEG n. 348/07, n. 353/07, n. 38/08, n. 86/08, n. 138/08) e includono le componenti relative ai servizi di:

- trasmissione;
- distribuzione;
- misura.

Le tariffe applicabili per i caseifici sono definite dall'Autorità come *tariffe per usi diversi*. Queste tariffe sono destinate ai clienti con contratti di energia elettrica per tutti gli usi diversi dalle abitazioni. Le tariffe applicate alle utenze per usi diversi dalle abitazioni sono le seguenti:

Forniture in bassa tensione per altri usi:

- BT altri usi con potenza disponibile fino a 16,5 kW - BTA1, BTA2, BTA3, BTA4, BTA5;
- BT altri usi con potenza disponibile oltre 16,5 kW - BTA6.

Forniture in media tensione per altri usi:

- MT altri usi con potenza disponibile fino a 100 kW - MTA1;
- MT altri usi con potenza disponibile oltre 100 kW e fino a 500 kW - MTA2;
- MT altri usi con potenza disponibile oltre 500 kW - MTA3.

Forniture in alta e altissima tensione:

- con tensione fino a 220 kV - ALTA;
- con tensione oltre 220 kV - AATE.

Illuminazione pubblica:

- BT illuminazione pubblica - BTIP;
- MT illuminazione pubblica - MTIP.

Forniture straordinarie:

- BT altri usi forniture straordinarie - BTSTR;
- MT altri usi forniture straordinarie - MTSTR;
- BT illuminazione pubblica forniture straordinarie - BTIPSTR;
- MT illuminazione pubblica forniture straordinarie - MTIPSTR.

In particolare se ad esempio si considera un caseificio con una potenza impegnata massima di 500 kW è di interesse la componente MTA3 se la fornitura è in media tensione. Nello specifico la tariffa MTA3 è costituita dalle seguenti componenti tariffarie riportate in Tabella VI:

Tabella VI – Componenti tariffarie

Componenti della tariffa	Unità di misura	Prezzo
Quota fissa	€/anno	683,6352
Corrispettivo di potenza impegnata ¹	€/kW/anno	24,8910
Prezzo dell'energia utilizzata	€/kWh	0,00419

L'importo complessivo viene calcolato sommando le componenti della tariffa dopo averle moltiplicate per i fattori corrispondenti.

Ai prezzi della tabella dovranno poi essere aggiunte: le componenti A, UC e MCT ed i corrispettivi per l'energia reattiva e le imposte. Le componenti tariffarie A, UC, MCT sono componenti a copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale e degli oneri generali afferenti al sistema elettrico. A loro volta le componenti A e UC si suddividono in altre sottocomponenti come mostrato nella Tabella VII :

Tabella VII – componenti A, UC e MCT

Componente A	Componente UC	Componente MCT
<p>A2: Smantellamento delle centrali nucleari e chiusura del ciclo del combustibile</p> <p>A3: Promozione della produzione di energia da fonti rinnovabili ed assimilate</p> <p>A4: Finanziamento dei regimi tariffari speciali</p> <p>A5: Finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo</p> <p>A6: Copertura dei costi già sostenuti dalle imprese e non recuperabili in seguito alla liberalizzazione del mercato</p> <p>AS: Copertura degli oneri per la compensazione della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica da parte degli utenti domestici economicamente disagiato e/o in gravi condizioni di salute</p>	<p>UC3: Copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di trasmissione e distribuzione e dei meccanismi di integrazione</p> <p>UC4: Copertura delle integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori</p> <p>UC6: Remunerazioni dei miglioramenti della continuità del servizio elettrico</p>	<p>MCT: Finanziamento delle misure di compensazione territoriale per lo smantellamento delle centrali nucleari</p>

Dalla delibera n. 353/07 si evince che, per le utenze in media tensione con potenza impegnata superiore a 100 kW, le componenti A, UC e MCT hanno i costi riportati in Tabella VIII.

Tabella VIII – Costi delle componenti tariffarie per un'utenza MT con potenza impegnata maggiore di 100 kW

	€/punto di prelievo per mese	€/kWh per consumi mensili nei limiti di 4 GWh	€/kWh per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh	€/kWh
A2	0,3099	0,00137	0,00137	
A3	3,099	0,00998	0,00998	
A4		0,00186	0,00186	
A5	0,3056	0,0001	0,0001	
AS		0,0001	0,0001	
UC3				0,0003
UC4				0,0002
UC6	33,0319			
MCT				0,00017

Le IX e X forniscono un esempio di determinazione della tariffa relativamente alla quota trasporto ed agli oneri di sistema, considerando le tariffe imposte dall'autorità nell'ipotesi di una tipologia contrattuale MTA3, a partire dai dati sulla potenza richiesta mensilmente e sull'energia elettrica consumata.

Tabella IX - Calcolo della bolletta elettrica per un caseificio in MTA3 – Determinazione potenza impegnata

Mese	Potenza richiesta [KW]		Energia totale richiesta	Corrispettivo mensile potenza impegnata
	fascia 6-17	fascia 17-6	[kWh]	[€/mese]
Gennaio	310	165	149299	643,0175
Febbraio	310	165	132711	643,0175
Marzo	510	215	224550	1057,8675
Aprile	510	215	216234	1057,8675
Maggio	550	250	251100	1140,8375
Giugno	550	250	241800	1140,8375
Luglio	350	200	173130	725,9875
Agosto	350	200	173130	725,9875
Settembre	110	110	68690	228,1675
Ottobre	110	110	71332	228,1675
Novembre	110	110	68690	228,1675
Dicembre	310	165	149299	643,0175
		totale anno	1919965	8462,94

Tabella X - Calcolo della bolletta elettrica per un caseificio in MTA3: costi di trasporto e oneri di sistema

Componenti della tariffa base		tariffe		compenso dovuto
Quota fissa		€/anno	683,635	683,64
Corrispettivo di potenza impegnata		€/kW anno	24,891	8462,94
Prezzo dell'energia		€/kWh	0,00419	8044,65
A, UC, MCT	Costi fissi	€/mese	36,7464	440,96
	Costi variabili	€/kWh	0,01408	27033,11
			TOTALE	44665,29 €/anno

Ai Costi di Trasporto ed agli Oneri di Sistema, imposti come si è detto dall'Autorità per l'Energia, i fornitori dell'EE aggiungono i Costi di Produzione che valgono circa il 60% dell'imponibile della bolletta e rappresentano il costo "vivo" dell'energia e coprono anche il dispacciamento (relativo ai servizi gestiti in via esclusiva da Terna per garantire la continuità della fornitura del sistema elettrico nazionale), la componente UC1 ed i margini operativi del Produttore e del Grossista.