

## Calcolo del prezzo di cessione per il mese di:

Gennaio 2014

Versione corrispondente al prezzo di cessione pubblicato sul sito AU il 27/02/15

Componenti del costo mensile	Energia del mese (GWh)				Prezzi unitari (€/MWh)			
	F1	F2	F3	Totale	F1	F2	F3	Media
a) Costo acquisto energia								
1. Mercato del giorno prima (1) (^)	1.249,94	1.144,53	966,21	3.360,68	60,155	55,997	47,022	54,963
2. Import annuale (^)	1.2.0,51	-	-	5.500,00	-	-	-	-
3. Altri costi connessi alle importazioni annuali (2)	_	_	_	_	_	_	_	_
4. OTC	347,82	284,58	543,86	1.176,26	67,235	62,588	52,556	59,324
5. MTE di cui:		. , .			,	,,,,,	,,,,,	,
5 a) Acquisto	382,80	313,20	598,56	1.294,56	60,428	56,251	47,235	53,318
5 b) Vendita	-	-	-	-	-	-	-	-
6. Contratti bilaterali fisici (^)	-	_	-	-	-	-	-	-
7. PCE (^)					0,003	0,003	0,004	0,003
8. Contratti per differenza (^)	-	-	-	-	-	-	-	-
8 a). VPP	-	_	-	_	_	-	-	-
9. Certificati verdi	-	_	-	_	_	-	-	-
Energia fisica contrattualizzata (1+2+4+5+6+7)	1.980,56	1.742,31	2.108,63	5.831,50				
10. Sopravvenienze 2010					-	-	-	-
11 a). Corrispettivi di sbilanciamento quota MGP (Art. 40 AEEG 111/06) (+)	18.01	23,70	42.85	84.56	0.542	0.751	0.937	0,748
Totale costi acquisto energia riclassificati per fasce orarie TIV art. 11.3 a) (°) [somma da 1 a 11 a]	1.998,57	1.766,01	2.151,49	5.916,07	61,443	57,107	48,484	55,436
Totale costi acquisto energia riciassificati per fasce of arie 11v art. 11.5 a) ( ) [sonina da 1 a 11 a]	1.550,57	1.700,01	2.131,49	3.910,07	01,443	37,107	40,404	33,430
b) Costo di dispacciamento								
11 b). Corrispettivi di sbilanciamento eccedenti 11 a) (Art. 40 AEEG 111/06) (*)					1,000	1,000	1,000	1,000
12. Corr. per l'approvv. risorse nel mercato servizi di dispacciamento (Art. 24.1 AEEG ARG/elt 107/09)					6,005	6,005	6,005	6,005
12. Corr. per rapprovv. risorse ner mercaro servizi di dispacciamento (Art. 24.1 AEEG ARG/en 107/09)  13. Corr. a copertura dei costi della modulazione della produzione eolica (Art. 24.7 AEEG ARG/elt 107/09)					0,003	0,003	-	0,003
13. Cort. a copertura del costi della inodulazione della produzione conca (Art. 24.7 AEEG ARG/eli 107/09)  14. Cort. a copertura delle unità essenziali per la sicurezza del sistema (Art. 24.2 AEEG ARG/eli 107/09)					2,461	2,461	2,461	2,461
14. Cort. a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di TERNA (Art. 24.2 AEEO ARCO/en 107/09)  15. Cort. a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di TERNA (Art. 24.3 AEEG ARG/elt 107/09)					0,439	0,439	0,439	0,439
16. Corr. perdite effettive vs. perdite standard (Art. 24.4 AEEG ARG/elt 107/09)					0,439	0,439	0,439	0,439
					9,905	9,905	- 0.005	- 0.005
Totale costi dispacciamento					9,905	9,905	9,905	9,905
NAME OF THE PROPERTY OF THE PR								
c) Altri costi					0.440	0.440	0	
17. Corr. a copertura dei costi per la remunerazione della capacità produttiva (Art. 24.5 AEEG ARG/elt 107/09)					0,669	0,669	0,669	0,669
18. Corr. a copertura dei costi per la remun. servizio di interrompibilità del carico (Art. 24.6 AEEG ARG/elt 107/09)					1,718	1,718	1,718	1,718
19. Corr. per il servizio di aggregazione delle misure (Art. 15 AEEG ARG/elt 107/09)					-	-	-	-
Totale altri costi					2,387	2,387	2,387	2,387
Totale costi di dispacciamento TIV art. 11.3 b)					12,292	12,292	12,292	12,292
d) Corrispettivo riconosciuto ad AU TIV art. 11.3 c) (@)					0,132	0,132	0,132	0,132
20. Energia ceduta ai Distributori	1.998,57	1.766,01	2.151,49	5.916,07	71,127	68,484	64,311	67,859
Totale costi riclassificati per fasce orarie (°)					73,867	69,531	60,908	67,860
CI 18 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1						-	70	
Classificazione dei costi (euro/MWh) in funzione degli elementi della tariffa					F1	F2	F3	Media
Totale componenti di costo che concorrono alla formazione dell'elemento PE della tariffa ai clienti finali [somma da 1 a 11 a) +d)]					61,575	57,239	48,616	55,568
Totale componenti di costo che concorrono alla formazione dell'elemento PD della tariffa ai clienti finali [somma da 11 b) a 19]					12,292	12,292	12,292	12,292
Totale					73,867	69,531	60,908	67,860

- (1) Il costo è comprensivo del corrispettivo per la partecipazione al GME e delle eventuali rivendite
- (2) Include:
- a) Oneri derivanti dall'assegnazione dei DCT,
- b) Proventi derivanti dalla riduzione dei DCT,
- c) Proventi derivanti dalla ricollocazione sul Secondary PTR Market dei DCT "PTR Resale ",
- d) CCT (art 43 AEEG 111/06)
- (°) I costi sostenuti da AU nel mese sono distribuiti per fasce orarie con le modalità di cui all'articolo 30.2 del Testo integrato AEEG. Tali modalità consentono di conservare nel prezzo di cessione per fasce orarie i segnali di prezzo che si formano su MGP
- (+) Stima valorizzata al prezzo di fascia del MGP
- (\*) Stima del costo non disponibile al: 27/02/15
- (ç) Dati di energia non disponibili al: 27/02/15
- (^) I costi medi espressi in euro/MWh sono riferiti all'energia contrattualizzata esposta in riga
- (@) Valore provvisorio pari al corrispettivo riconosciuto per il 2013

27/02/2015 15:03 Internet