

**Capitolato Speciale di Appalto - procedura negoziata per la somministrazione di  
Energia Elettrica per l'anno 2012.**

1. **Oggetto**

La presente procedura ha per scopo la stipula di un contratto avente come oggetto la somministrazione, la gestione, la contabilizzazione e la fatturazione della connettività elettrica in media tensione (9000 V) e in bassa tensione (380V) presso il sito costituito dal sedime dell'Aeroporto di Napoli Capodichino.

2. **Punti di consegna**

La somministrazione dell'energia dovrà avere come riferimenti i seguenti punti di consegna:

**Siti in MT**

- a) **Aerostazione Passeggeri**, di seguito richiamata come **Terminal 1**, sita in Viale Fulco Ruffo di Calabria;
- b) **Cabina Utenze T1**, di seguito richiamata come **Autogrill** presso l'Aerostazione passeggeri, sita in Viale Fulco Ruffo di Calabria;
- c) **CARGO**, di seguito richiamata come **Nuovo Merci**, sito in Viale Umberto Maddalena;
- d) **Aree ed Uffici di Proprietà della GESAC**, di seguito richiamata come **Terminal 2**, siti in via del Riposo 95;
- e) **Aree ed Uffici**, di seguito richiamate come **Ex C.T.P.** site in Viale Umberto Maddalena;
- f) **Area Deposito Carburanti**, di seguito richiamata come **Deposito Carburanti**, sita in Via Charles Lindbergh.

**Siti in BT**

- a) **Bottini di Bordo**, sito in via Comunale Tavernola;
- b) **Officina**, sito in viale Umberto Maddalena, 9;
- c) **Spogliatoi**, sito in via Fulco Ruffo di Calabria;
- d) **Sito 4**, sito in via Vicinale Quattrocalli;
- e) **Sito 5**, sito in viale Umberto Maddalena;
- f) **Fonometri**, sito in via Ponti Rossi, 75;
- g) **Gesac**, sito in viale Fulco Ruffo di Calabria;
- h) **Boeing**, sito in viale Fulco Ruffo di Calabria .

3. **Prelievi in kWh**

La fornitura deve avere le caratteristiche, in termini di potenza impegnata e di previsione dell'energia da prelevare nell'anno solare 2012, descritte nell'**Allegato 1**, in cui sono riportati i prelievi d'energia in kWh nell'anno 2010 MT e BT, rilevati a consuntivo in ragione del contratto di somministrazione a suo tempo vigente.

4. **Definizione dei termini** dedotti dalle delibere dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, da utilizzare e/o nominati dalle parti per tutto quanto direttamente od indirettamente riferibile alla somministrazione di che trattasi:

- a. **A.E.E.G. oppure Autorità**: è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481, di seguito e più in breve richiamata anche solo con l'acronimo AEEG;
- b. **Cliente finale**: é la persona fisica o giuridica che acquista energia elettrica;

- c. **Clienci del mercato vincolato:** sono le persone fisiche o giuridiche che acquistano energia elettrica;
- d. **Clienci:** sono i clienti vincolati e i clienti potenzialmente idonei;
- e. **Clienci potenzialmente idoneo:** è il clienci finale in possesso dei requisiti previsti dall'articolo 14 del decreto legislativo n. 79/99 e s.m. per l'attribuzione del diritto alla qualifica di clienci idoneo che non esercita tale diritto ovvero, avendolo esercitato, che si sia avvalso della facoltà prevista dall'articolo 4, comma 3 del medesimo decreto legislativo e s.m.i.;
- f. **Distribuzione:** è l'attività di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica sulle reti in media e bassa tensione;
- g. **Esercente:** è l'esercente del settore dell'energia elettrica che svolge l'attività di distribuzione e l'attività di vendita ai clienti del mercato vincolato in un'area territoriale;
- h. **Esercente multi - servizio:** è l'esercente che svolge anche altri servizi oltre a quello concernente l'energia elettrica;
- i. **Contratto di fornitura:** è il contratto di fornitura dell'energia elettrica;
- j. **Gruppo di misura:** è l'insieme d'apparecchiature poste sul punto di confine tra l'impianto di proprietà dell'esercente e l'impianto del clienci, o punto di consegna, atto a misurare l'energia elettrica fornita ed eventualmente dedicato ad altre funzioni caratteristiche;
- k. **Verifica del gruppo di misura:** è l'accertamento del corretto funzionamento del gruppo di misura come riferimento a quanto previsto dalla normativa tecnica vigente;
- l. **POD:** Point of Delivery;
- m. **NIS:** Numero Identificativo del Servizio (Numero di Presa);
- n. **Punto di Prelievo:** così come definito dall'Art. 1 allegato A della deliberazione dell'AEEG n. 348/07 e s.m.i. ed identificato, ai sensi dell'art. 37 allegato A della deliberazione dell'AEEG n. 116/06 e s.m.i., in maniera univoca da un codice POD e/o un NIS, è il singolo punto in cui l'energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi (rete di distribuzione);
- o. **Letture:** è la rilevazione da parte dell'esercente dei dati espressi dal totalizzatore numerico del gruppo di misura;
- p. **Autolettura:** è la rilevazione da parte del clienci e la conseguente comunicazione all'esercente dei dati espressi dal totalizzatore numerico del gruppo di misura;
- q. **Tele lettura:** è la rilevazione da parte dell'esercente dei dati espressi dal totalizzatore numerico del gruppo di misura attraverso dispositivi a distanza automatici;
- r. **Potenza contrattualmente impegnata:** è la potenza che il clienci richiede all'atto della stipulazione del contratto di fornitura, e che viene su questo riportata;
- s. **Superi di prelievo:** potenza eccedente la potenza contrattualmente impegnata;
- t. **Deposito cauzionale:** è la somma versata dal clienci all'esercente per garantire l'esatto adempimento del contratto di fornitura;
- u. **Domiciliazione bancaria:** è il sistema di pagamento delle bollette con le quali il clienci dà mandato ad una banca di effettuare il relativo addebito sul proprio conto corrente bancario;
- v. **Domiciliazione postale:** è il sistema di pagamento delle bollette con le quali il clienci dà mandato ad un'impresa esercente il servizio postale di effettuare il relativo addebito sul proprio conto corrente postale;
- w. **Reclamo:** è ogni comunicazione telefonica, verbale o scritta presentata presso uno sportello, ufficio periferico o sede centrale dell'esercente, con la quale il clienci esprime chiaramente una lamentela circa la non coerenza del servizio ottenuto con

le sue attese in merito ad uno o più requisiti definiti da leggi o provvedimenti amministrativi, dal contratto di fornitura sottoscritto o dal regolamento di servizio ed ogni altro aspetto concernente i rapporti tra esercente e cliente, ivi incluso ogni combinato disposto dal presente capitolato;

- x. **Modalità di reclamo**: sono tutti i mezzi offerti dall'esercente al cliente, al fine di consentirgli di inoltrare un reclamo;
- y. **Procedura di reclamo**: è il complesso delle regole che l'esercente e il cliente sono tenuti ad osservare in caso di reclamo;
- z. **Media tensione**: altrimenti richiamata anche solo con l'acronimo MT, è una tensione nominale tra le fasi, superiore ad 1 (uno) kV ed uguale od inferiore a 35 (trentacinque) kV;
- aa. **Bassa tensione**: altrimenti richiamata anche solo con l'acronimo BT, è una tensione nominale tra le fasi, superiore ad 0 (zero) Volt ed uguale od inferiore a 1.000 (mille) Volt;
- bb. **Potenza apparente**: somma vettoriale delle componenti attive e reattive della potenza, misurata in kVA;
- cc. **Potenza attiva**: componente attiva della potenza apparente, misurata in kW;
- dd. **Energia Attiva**: prodotto della potenza attiva per le ore di funzionamento, misurata in kWh;
- ee. **Potenza reattiva**: componente reattiva della potenza apparente, misurata in kVAr;
- ff. **Energia reattiva**: prodotto della potenza reattiva per le ore di funzionamento, misurata in kVArh;
- gg. **Fattore di potenza (cos  $\phi$ )**: rapporto tra la potenza attiva e la potenza apparente, ovvero  $P_a/P$ ;
- hh. **Potenza massima istantanea**: valore massimo istantaneo, ovvero non mediato nel tempo, della potenza rilevata dal gruppo di misura;
- ii. **Perdite di Rete**: dispersioni durante la fase di trasporto e distribuzione dell'energia elettrica in misura del 5,1 % dell'energia attiva per i siti MT e del 10,8 % per i siti BT;
- jj. **Corrispettivo per l'assegnazione di diritti di utilizzo della capacità di trasporto (CCT)**: così come definito dall'art. n. 43 della delibera AEEG 111/06 e s.m.i.;
- kk. **Corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto per le interconnessioni con l'estero (DCT)**: così come da delibera AEEG 188/06 e s.m.i.;
- ll. **Energia da fonti rinnovabili**: è la fornitura di energia elettrica alimentata nella misura minima del 2% da fonti rinnovabili non programmabile proveniente da impianti situati sul territorio Italiano;
- mm. **Certificati Verdi**: così come definiti dal DLgs 79/99 e s.m.i.
- nn. **Certificati RECS (Renewable Energy Certificate System)**: così come definiti dalla Direttiva Comunitaria 2009/28 e recepita dal DLgs n. 387/03.
- oo. **Fasce Peak/Off-Peak** così definite:
  - Peak – lunedì/venerdì dalle ore 08.00 alle ore 20.00;
  - Off-Peak – lunedì/venerdì dalle ore 0.00 alle 8.00 e dalle 20.00 alle 24:00 e tutte le ore del sabato, della domenica e festivi;
- pp. **Fasce F1, F2 ed F3**: sono quelle stabilite dalla delibera dell'AEEG 181/2006 e s.m.i.;
- qq. **Oneri generali del Sistema Elettrico**: voci di costo fissate per legge e pagate dai Clienti Finali a copertura di voci diverse per il funzionamento/mantenimento della rete;

rr. **Bilanciamento**: servizio svolto da Terna S.p.A. per consentire il mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica sulla rete nazionale. La disciplina del bilanciamento si applica ai clienti finali idonei, i quali sono tenuti a stipulare, direttamente o mediante un soggetto delegato, un contratto per il bilanciamento con il Gestore della Rete.

5. **Erogazione**

La somministrazione di energia elettrica deve essere effettuata con le modalità e con le caratteristiche di cui al presente capitolato speciale ed agli altri documenti posti a base di gara, nonché in conformità alle prescrizioni dell'Autorità sull'Energia, senza soluzione di continuità 24 ore su 24.

6. **Durata della fornitura**

Dal 01 gennaio 2012 al 31 dicembre 2012.

7. **Formulazione dell'offerta**

Le società concorrenti nel formulare l'offerta dovranno indicare, a pena di esclusione, un prezzo fisso e/o un prezzo indicizzato per ciascuna delle opzioni MT/BT di seguito riportate. Nel caso di offerta a prezzo indicizzato, fermo restando la discrezionalità del concorrente nella sua formulazione, viene espressamente richiesto di indicare la composizione dell'indice (formula di indicizzazione) e la sua previsione per l'anno di fornitura.

La valutazione delle offerte a prezzo indicizzato avverrà sulla base di uno scenario-tipo di riferimento costituito dai prezzi dei singoli carburanti:

- ICE Brent

- High Sulfur Fuel Oil (ATZ), Low Sulfur Fuel Oil (BTZ), Gasoil 0,2 - quotazione MED CIF Cargo.

Non saranno prese in considerazione offerte indicizzate che prevedano l'utilizzo di indici basati sul PUN (Prezzo Unico Nazionale).

**7.1 Opzione 1; MT/BT – 2 Fasce (Peak e Off Peak)**

7.1.1 Prezzo Fisso.

7.1.2 Prezzo Indicizzato.

**7.2 Opzione 2; MT/BT - 3 Fasce (F1, F2, F3)**

7.2.1 Prezzo Fisso.

7.2.2 Prezzo Indicizzato.

**7.3 Opzione 3; BT - Fascia Unica (F0)**

7.3.1 Prezzo Fisso.

7.3.2 Prezzo Indicizzato.

**7.4 Opzione 4: MT/BT - Prezzo Unico (Fascia  $F=F1+F2+F3$ )**

7.4.1 Prezzo Fisso.

La valorizzazione degli oneri derivanti avverrà sulla base delle indicizzazioni dell'AEEG, ove previste. Per le valorizzazioni non pubblicate dall'Autorità, le indicizzazioni degli oneri da escludere sono rimesse ai concorrenti.

I prezzi offerti devono essere al netto delle perdite di rete.

Le offerte devono essere presentate facendo riferimento esclusivamente al prezzo dell'energia attiva.

Dovranno essere indicati in voce separata:

- il costo relativo agli oneri di sbilanciamento;
- il costo degli oneri derivanti dalla normativa nazionale di recepimento della direttiva 2003/87 CE la quale istituisce un sistema per lo scambio delle quote di emissione di gas ad effetto serra all'interno della Comunità Europea (cosiddetti oneri CO<sub>2</sub>);
- il costo dei Certificati Verdi;
- il costo dei Certificati RECS in misura pari al 15% dell'energia fornita;
- i benefici derivanti dall'assegnazione di energia d'importazione, diritti CIP 6, DCT ed eventuali altri diritti che le Autorità dovessero assegnare ai clienti finali.

Il Fornitore si impegna, per tutta la durata del contratto, a non applicare l'onere UC1, nemmeno in misura retroattiva, anche se l'Autorità dovesse prevedere – tramite delibera - la sua applicazione per i clienti del Mercato Libero nel corso dell'anno di fornitura.

Il Fornitore si impegna, altresì, a garantire nel corso del periodo di fornitura la possibilità per la Committente di *switch* nell'ambito delle opzioni di prezzi offerti (come ad esempio la possibilità di passare da un'offerta a prezzo fisso ad una a prezzo indicizzato e viceversa) secondo le valutazioni della Committente stessa e delle condizioni di mercato.

Nel caso in cui tale opzione preveda un costo esso dovrà essere espressamente indicato nell'offerta.

8. **Determinazione dei prelievi di potenza**

Come da specifiche del distributore locale.

9. **Quotazione per utilizzo**

Considerata la natura della somministrazione di che trattasi e le sue peculiarità, citando in via esemplificativa ma non esclusiva:

- la possibilità di programmazione;
- la regolarità dei prelievi;
- la continuità dei prelievi.

10. **Valorizzazioni delle variazioni del fattore di potenza**

Fare riferimento alla delibera dell'AEEG.

11. **Variatione condizioni e prezzi**

Le condizioni, i corrispettivi di potenza ed i prezzi per l'energia attiva prelevata, e i corrispettivi per l'energia reattiva saranno soggetti, anche in corso di contratto, alle sole ed esclusive variazioni decise con provvedimenti emanati dalle competenti Autorità e con le decorrenze previste dai provvedimenti stessi.

12. **Servizi supplementari**

Il Fornitore può costituire in offerta ogni tipo di servizio supplementare alla somministrazione, finalizzata al miglioramento del servizio offerto.

### **13. Livelli di servizio.**

La rete del Distributore deve garantire l'operatività 24 ore su 24, 7 giorni alla settimana, 365 giorni all'anno.

Il Fornitore deve assicurare un servizio clienti dedicato, che risponde ad un numero verde e/o altro sistema con onere e spesa a suo esclusivo carico, in altre parole con chiamata gratuita per chiamate provenienti dalla rete fissa della Committente, attivo 24 ore su 24, 365 giorni all'anno, in grado di gestire problematiche afferenti la somministrazione di che trattasi e le variazioni d'erogazione richieste dalla Committente per ragioni d'esercizio aeroportuale, nonché di indirizzare richieste d'intervento tecnico direttamente verso il servizio d'assistenza tecnica di Rete in particolar modo per le richieste relative agli aumenti della potenza contrattuale.

Il Fornitore deve esporre i **tempi di risposta** - intesi come tempo intercorrente tra la segnalazione o rilevazione di un guasto e/o malfunzionamento e la presa in carico da parte dello specialista per analizzare le cause del problema - del predetto servizio che verrà da esso garantito per il periodo di vigenza contrattuale.

Il Fornitore deve esporre i **tempi di risoluzione**, intesi come tempo intercorrente tra la presa in carico del problema e il ripristino delle condizioni di normalità del servizio.

**I tempi di risposta e di risoluzione non possono essere comunque superiori a quanto stabilito nelle delibere dell'AEEG.**

I tempi di risposta e di risoluzione indicati dal Fornitore hanno valore contrattuale.

### **14. Documentazione della fatturazione.**

Unitamente alla fattura mensile dovranno essere forniti **gratuitamente** entro e non oltre la **prima settimana del mese, pena applicazioni delle penali di cui all'art. 19 del contratto** sia su supporto cartaceo sia su supporto digitale con software gestionale, ogni tipo di dettaglio sui prelievi effettuati, citando in via esemplificativa ma non esclusiva:

- . spesa e consumo per tipologia di fascia;
- . spesa e consumo per fascia oraria;
- . le statistiche;
- . ogni altro dato utile ad evidenziare il profilo di consumo della Committente.

Fatto salvo tutto quanto sopra il Fornitore si obbliga a certificare l'assoluta veridicità dei dati esposti.

La Committente richiede, ed in ragione di ciò il Fornitore si obbliga a fornire, il dettaglio del prelievo effettuato per ogni singolo punto di prelievo ed inoltre quanto previsto all'ultimo capoverso del presente punto, che riporterà in via esemplificativa ma non esclusiva, le seguenti informazioni:

- . ora;
- . energia prelevata;
- . data, ora e durata d'ogni singolo prelievo;
- . costo;
- . trasporto;
- . fatturazione Distributore, etc.

Ad ogni fattura emessa il fornitore dovrà allegare sempre la relativa fattura dell'Ente Distributore (Trasporto).

#### **15. Termini e modalità di pagamento.**

Il pagamento delle fatture, che sarà sempre in subordine al perfezionamento della documentazione ad esse afferenti (richiamate al punto 14.), in particolare con riferimento all'ultima fattura emessa, avverrà a 60 giorni data fattura fine mese rimessa diretta. Tale termine di pagamento potrà essere eventualmente negoziato, in fase di gara, sulla base delle quotazioni che la concorrente avrà cura di esporre alla Committente.

#### **Normativa di riferimento:**

- Legge 23 agosto 2004 n. 239: Riordino del settore energetico e delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia d'energia.
- Decreto Legislativo del 29/12/2003 n. 387: Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- Decreto Legislativo del 19/12/2003 n. 379: Disposizioni in materia di remunerazione delle capacità di produzione dell'energia elettrica.
- Decreto MAP del 19/12/2003: Assunzione della titolarità delle funzioni di garante della fornitura dei clienti vincolati da parte della società Acquirente unico ai sensi dell'art. 4, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79 e direttive alla medesima società.
- Decreto MAP 19/12/2003: Approvazione del testo integrato della Disciplina del mercato elettrico. Assunzione di responsabilità del Gestore del mercato elettrico S.p.A. relativamente al mercato elettrico.
- Legge 9/4/2002 n. 55: Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 7 febbraio 2002, n. 7, recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.
- Decreto MICA/MinAmb 18/03/2002: Modifiche e integrazioni al decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro dell'ambiente, 11 novembre 1999, concernente "direttive per l'attuazione delle norme in materia d'energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'art. 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"
- Decreto MICA 9/5/2001: Approvazione della disciplina del mercato elettrico di cui all'art. 5, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.
- Decreto MICA 24/4/2001: Individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.
- Decreto MICA 17/04/2001: Modifiche al decreto 26 gennaio 2000 del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica d'individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico.
- Decreto MICA 21/11/2000: Cessione dei diritti e delle obbligazioni relativi all'acquisto d'energia elettrica prodotta da altri operatori nazionali, da parte dell'ENEL S.p.A. al Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A.
- DPCM 18 settembre 2000: Direttiva sull'applicazione alle pubbliche amministrazioni delle disposizioni in materia di clienti idonei del mercato elettrico ai sensi dell'art. 25 della legge 23 dicembre 1999 n. 488.

- Decreto MICA/Ministero Ambiente 11/11/1999: Direttive per l'attuazione delle norme in materia d'energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.
- Decreto Legislativo 16/3/1999 n. 79: Attuazione della direttiva 96/92/CE recanti norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.

### **Delibere Autorità:**

- Aggiornamenti componenti tariffarie.
- Delibera AEEG 182/08: Verifica ed approvazione delle proposte di modifica alla Appendici I e IV delle regole di accesso alle interconnessioni con l'estero.
- Delibera AEEG 348/07: Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione di servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.
- Delibera 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, ai sensi degli art. 3 e 5 del DLgs n. 99/79.
- Delibera AEEG 181/06: Aggiornamento fasce orarie con decorrenza 1 gennaio 2007.
- Delibera AEEG 188/06: Direttiva nei confronti della Cassa conguaglio per il settore elettrico in ordine alla gestione dei seguiti delle verifiche effettuate su impianti di produzione di energia elettrica che utilizzano combustibili di processo o residui, RSU o biomasse, e che, su base annua, utilizzano anche idrocarburi nella quantità strettamente indispensabile di cui al punto II, punto 12-bis, del provvedimento Cip n. 6/92.
- Delibera AEEG 288/06: Disposizione in materia di gestione delle congestioni in importazione ed esportazione sulla rete di interconnessione con l'estero.
- Delibera AEEG 133/04: Determinazione dei livelli di partenza e dei livelli tendenziali di continuità del servizio per ogni ambito territoriale e per ogni anno del periodo di regolazione 2004-2007 ai sensi dell'articolo 21 del testo integrato di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 4/04.
- Delibera AEEG 122/04: Integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 27 marzo 2004, n. 48/04 per l'adeguamento della disciplina dello scambio d'energia elettrica.
- Delibera AEEG 52/04: Modalità per l'attribuzione su base oraria dell'energia elettrica prelevata dagli impianti d'illuminazione pubblica.
- Delibera AEEG 5/04: Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi d'allacciamento e diritti fissi.
- Delibera AEEG 4/04: Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007.
- Delibera AEEG 111/04: 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, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.
- Delibera AEEG 151/03: Disposizioni urgenti transitorie per la remunerazione del servizio d'interrompibilità istantanea e con preavviso dei prelievi d'energia elettrica.

- Delibera AEEG 118/03: Determinazione convenzionale dei profili di prelievo dell'energia elettrica per i clienti finali il cui prelievo non è trattato su base oraria (Load Profiling) e definizione di obblighi informativi degli esercenti.
- Delibera AEEG 387/03: Determinazione del valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica di cui all'art. 13, comma 3, del DLgs n. 387/03 ai fini della quantificazione del prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi di cui all'art. 2, comma 148, della legge n. 244/07 per l'anno 2010.
- Delibera AEEG 42/02: Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.
- Delibera AEEG 202/99: Direttiva concernente la disciplina dei livelli generali di qualità relativi alle lunghe interruzioni senza preavviso del servizio di distribuzione dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere g) ed h) della legge 14 novembre.
- Delibera AEEG 201/99: Direttiva concernente la disciplina dei livelli specifici e generali di qualità commerciale dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera g) ed h), della legge 14 novembre 1995, n. 481 Disciplina livelli generali di continuità.
- In particolare; le condizioni contrattuali fra fornitori e clienti finali (alimentati in bassa e media tensione) relative alla qualità del servizio, sono regolate dalle delibere 200/99, 55/00, 228/01, 155/02 e 4/04 dell'Autorità e successive modifiche ed integrazioni.