

Proposte per la regolazione dei contratti bilaterali di cui all'articolo 6 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 3 agosto 2000, n. 149/00, ai fini della formazione dei provvedimenti di cui all'articolo 18, comma 3, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164

31 luglio 2003

Premessa

Il presente documento per la consultazione illustra le proposte a cui l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) intende conformarsi ai fini dell'adozione dei provvedimenti di propria competenza ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99). Ciò al fine di fornire elementi di certezza agli attuali contratti di compravendita di energia elettrica e ai nuovi contratti che potranno essere conclusi avendo come controparte anche clienti finali che hanno acquisito l'idoneità a seguito dell'entrata in vigore delle disposizioni di cui all'articolo 14, comma 5-bis, del decreto legislativo n. 79/99.

L'Autorità intende adottare i provvedimenti conseguenti alle proposte qui sottoposte a consultazione ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere d) ed h) della legge 14 novembre 1995, n. 481, e degli articoli 3, comma 3, e 6, commi 1 e 2, del decreto legislativo n. 79/99.

Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di formulare osservazioni e suggerimenti in merito alle proposte avanzate prima che l'Autorità proceda all'emanazione dei provvedimenti in questione.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire, entro il 15 settembre 2003, le proprie osservazioni e suggerimenti al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: posta, fax o e-mail.

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Area elettricità
piazza Cavour 5 – 20121 Milano
tel. 02-65565.311 (Segreteria Area elettricità)
fax: 02-65565.222
e-mail: a_e@autorita.energia.it
<http://www.autorita.energia.it>

1. Introduzione

1.1 Il decreto legislativo n.79/99 prevede che nel mercato elettrico liberalizzato gli operatori possano esercitare le attività di acquisto e di vendita di energia elettrica, libere ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del medesimo decreto, tramite contratti di compravendita di energia elettrica (di seguito: contratti di compravendita) conclusi:

- a) nel sistema delle offerte di cui all'articolo 5, comma 1, del decreto legislativo n.79/99 (di seguito: sistema delle offerte); ovvero
- b) al di fuori del sistema delle offerte, ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo n.79/99 (di seguito: contratti bilaterali).

In tale organizzazione del mercato, basata sulla contestuale presenza di un sistema delle offerte ad accesso facoltativo e di contratti bilaterali, la scelta della modalità di approvvigionamento è affidata alla libera valutazione dei singoli operatori, che la effettuano sulla base delle convenienze relative.

1.2 I contratti di compravendita hanno ad oggetto l'acquisto e la vendita di energia elettrica e prevedono come elemento caratterizzante la consegna e il ritiro della medesima energia in un dato momento e luogo.

1.3 Il presente documento illustra le proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) concernenti i contratti di compravendita stipulati al di fuori del sistema delle offerte, vale a dire i contratti bilaterali.

1.4 L'esecuzione fisica dei contratti, vale a dire la consegna ed il ritiro dell'energia elettrica sottostante, deve essere effettuata utilizzando le reti elettriche e comporta l'assunzione, da parte dei contraenti, di obblighi ad immettere ed a prelevare energia elettrica in uno o più punti, rispettivamente, di immissione e di prelievo.

1.5 L'esecuzione fisica del contratto in generale impegna il sistema elettrico nazionale nel suo complesso, in quanto prevede l'utilizzo di reti con obbligo di connessione di terzi tra loro interconnesse. Si pensi, ad esempio, ad un contratto bilaterale con punti di immissione e di prelievo, anche molteplici, distribuiti su diverse reti con obbligo di connessione di terzi (di trasmissione e di distribuzione). Posto che è richiesto l'utilizzo di infrastrutture condivise (reti di trasmissione e di distribuzione), l'esecuzione fisica del contratto bilaterale è sottratta alla disponibilità delle parti (venditore-acquirente) e può essere garantita unicamente dal soggetto responsabile della gestione complessiva dei flussi di energia elettrica a livello nazionale. L'articolo 3 del decreto legislativo n.79/99, attribuisce tale responsabilità alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale (di seguito: il Gestore della rete), nell'ambito dell'attività di dispacciamento.

1.6 Gli obblighi di cui al punto 1.4 devono essere tra loro bilanciati in termini di energia sottesa; vale a dire che la quantità di energia elettrica da immettere in ciascun periodo di riferimento (ad oggi l'ora) deve corrispondere, al netto delle perdite nelle reti, alla quantità di energia elettrica da prelevare nel medesimo periodo.

1.7 Occorre che le parti del contratto bilaterale pongano in essere tutti i rapporti giuridici strumentali ad assicurare che il medesimo contratto possa trovare esecuzione fisica. A tal fine le parti devono concludere con il Gestore della rete, direttamente o tramite terzi, un contratto per il servizio di dispacciamento a disciplina dei diritti e degli obblighi reciproci, di cui si dice nel successivo capitolo 2.

1.8 Da quanto sin qui richiamato si deduce che i contratti bilaterali hanno tre elementi caratterizzanti:

- a) hanno ad oggetto la compravendita di energia elettrica;
- b) prevedono l'immissione in, e il prelievo da, una o più reti con obbligo di connessione di terzi dell'energia elettrica sottostante il contratto;
- c) ai fini della loro esecuzione fisica, prevedono la comunicazione al Gestore della rete delle modalità con cui l'energia elettrica oggetto del contratto impegna le reti (di norma mediante la comunicazione di programmi di immissione e di prelievo).

L'elemento di cui alla lettera c) non implica necessariamente che nel contratto bilaterale siano elencati i punti in cui l'energia elettrica venduta viene immessa in rete e quelli da cui l'energia elettrica viene prelevata dalla rete. Tuttavia il contratto deve consentire la verifica, da parte del Gestore della rete, della rispondenza tra obblighi bilanciati di immissione e di prelievo derivanti dal contratto stesso.

1.9 Non rispondono al requisito di cui al punto 1.8, lettera a), ad esempio, i cosiddetti contratti di *tolling*, cioè i contratti mediante i quali un grossista (in qualità di *toller*) fornisce il combustibile al produttore di energia elettrica, acquisendo, a fronte del pagamento di un corrispettivo, la disponibilità della capacità produttiva dell'impianto o di una quota della medesima; tali contratti configurano un'attività di "produzione per conto" e non hanno ad oggetto una compravendita di energia elettrica.

1.10 Non rispondono ai requisiti di cui al punto 1.8, lettere a) e b), ad esempio, i contratti di approvvigionamento di energia elettrica all'estero da parte di clienti grossisti nel caso in cui il punto di consegna sia collocato al di fuori della rete italiana con obbligo di connessione di terzi (attività estero su estero): in questo caso il cliente grossista acquisisce la disponibilità di un certo ammontare di energia elettrica all'estero e può deciderne la destinazione, ovvero se venderla nel sistema delle offerte o attraverso contratti bilaterali. Nel caso in cui il contratto di approvvigionamento preveda invece l'importazione dell'energia elettrica in Italia ed il conseguente invio al Gestore della rete di programmi per l'utilizzo della capacità di trasporto assegnata corrispondenti all'immissione di energia elettrica nella rete di trasmissione nazionale sulla frontiera elettrica, tale contratto si qualifica come contratto bilaterale.

- 1.11 L'articolo 6, comma 1, secondo periodo, del decreto legislativo n. 79/99 prevede che i contratti bilaterali siano conclusi previa autorizzazione dell'Autorità, che viene rilasciata, su richiesta degli interessati e previo parere conforme del Gestore della rete, a condizione che essi non arrechino grave pregiudizio alla concorrenza e alla sicurezza del sistema.
- 1.12 L'articolo 6, comma 1, primo periodo, del decreto legislativo n. 79/99 prevede inoltre che l'Autorità stabilisca, con riferimento generale ai contratti con i clienti idonei, le clausole negoziali e le regolamentazioni tecniche indispensabili al corretto funzionamento dell'intero sistema elettrico, da inserire nei contratti stessi. Essendo i contratti bilaterali fattispecie contrattuali rientranti nei contratti con i clienti idonei, anche ad essi si applica la citata previsione legislativa.
- 1.13 Ai fini dell'attuazione della suddetta disposizione legislativa ed in ragione di quanto sin qui considerato è quindi necessario definire:
- a) i diritti e gli obblighi per l'esecuzione fisica di un contratto bilaterale;
 - b) i criteri di autorizzazione dei contratti bilaterali;
 - c) le clausole negoziali e le regolamentazioni tecniche relative ai contratti bilaterali.
- 1.14 L'Autorità ritiene che la contrattazione bilaterale debba essere libera e che il potere autorizzatorio debba essere esercitato in via preventiva e generale, ossia definendo requisiti e caratteristiche dei contratti che li rendano compatibili con le esigenze di sicurezza e promozione della concorrenza e riconoscendo la legittimazione ex-ante a concludere contratti qualificati da dette caratteristiche, fatta salva la riserva di controlli al fine di verificare l'effettiva coerenza delle transazioni con i suddetti criteri. A tal fine dovrà essere imposto a tutti coloro che concludono contratti al di fuori del sistema delle offerte l'obbligo di trasmissione dei documenti contrattuali (o di notificazione delle transazioni concluse in via telematica) al Gestore della rete e all'Autorità.

Spunto per la consultazione n. 1

Si ritiene corretto che l'Autorità eserciti potere autorizzatorio in via preventiva e generale e non in via successiva ed individuale?

- 1.15 I requisiti che i contratti bilaterali devono soddisfare sono:
- a) il rispetto delle condizioni di accesso alla rete definite dall'Autorità ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo n. 79/99;
 - b) l'inserimento delle clausole negoziali obbligatorie definite dall'Autorità.

- 1.16 I contratti bilaterali conclusi prima dell'avvio del sistema delle offerte non coerenti con i suddetti criteri dovranno essere adeguati adempiendo ai vincoli imposti.
- 1.17 Nel prosieguo del presente documento per la consultazione vengono sviluppati, nel capitolo 2, gli argomenti relativi ai diritti e agli obblighi connessi all'esecuzione fisica dei contratti bilaterali. Il capitolo 3 formula proposte di regolamentazione dei contratti bilaterali, anche al fine di consentirne il riconoscimento. Tali proposte intendono favorire l'uniformazione dei contratti bilaterali, anche attraverso l'introduzione di clausole negoziali standard, considerato tra l'altro il numero elevato di soggetti interessati a tale forma di compravendita di energia elettrica nel prossimo futuro.

2. Attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 6, comma 1, secondo periodo, del decreto legislativo 79/99 con riferimento ai contratti bilaterali

Diritti ed obblighi connessi all'esecuzione dei contratti bilaterali

- 2.1 La necessità di utilizzare per la consegna e il ritiro dell'energia elettrica una infrastruttura condivisa, vale a dire la rete elettrica, fa sì che il comportamento di ciascun operatore abbia un impatto sul sistema elettrico nel suo complesso e, quindi, sugli altri operatori. Inoltre, l'impossibilità di vincolare gli operatori al rispetto dei programmi di immissione e di prelievo preventivamente comunicati al Gestore della rete si traduce in potenziali discrepanze tra posizioni commerciali (acquisti/vendite) e posizioni fisiche (immissioni/prelievi).
- 2.2 Le partite economiche risultanti dalle deviazioni tra immissioni e prelievi effettivi ed i relativi programmi devono essere regolate all'interno del servizio di dispacciamento. Nel sistema attuale, in cui vige la disciplina transitoria definita dalla deliberazione n. 27/03, il servizio di dispacciamento, svolto dal Gestore della rete, comprende il bilanciamento e, transitoriamente, lo scambio dell'energia elettrica. Con l'avvio del dispacciamento di merito economico e l'entrata in operatività del sistema delle offerte si avrà invece un unico contratto relativo al servizio di dispacciamento.
- 2.3 Le considerazioni e le proposte sviluppate nel seguito fanno riferimento ad un contesto nel quale siano operativi il dispacciamento di merito economico e il sistema delle offerte.
- 2.4 La regolazione delle partite economiche di cui al precedente punto 2.2 esige che per ciascun punto di immissione e di prelievo sia identificato un soggetto responsabile nei confronti del Gestore della rete per gli sbilanciamenti attribuiti a tale punto (utente del dispacciamento) e che gli sbilanciamenti siano correttamente quantificati. Questo richiede tra l'altro la predisposizione di un servizio per:
- a) la registrazione dei contratti di compravendita;
 - b) l'acquisizione dei programmi di immissione e di prelievo relativi ai predetti contratti;

- c) la verifica dei requisiti per l'eseguibilità del contratto, tra cui il bilanciamento tra i programmi di immissione ed i programmi di prelievo;
- d) l'acquisizione delle misure dell'energia elettrica effettivamente immessa e prelevata;
- e) l'accertamento e la quantificazione delle partite economiche risultanti dai saldi tra immissioni/prelievi misurati (posizione fisica) e immissioni/prelievi programmati in conformità ai contratti registrati (posizione contrattuale).

Tale servizio può essere predisposto dal Gestore della rete, ovvero da una società appositamente costituita.

Spunto per la consultazione n. 2

Si ritiene opportuno che venga costituita un'apposita società separata dal Gestore della rete per l'accertamento e la regolazione delle partite economiche risultanti dai saldi tra immissioni/prelievi misurati (posizioni fisiche) e immissioni/prelievi programmati in conformità ai contratti registrati (posizioni contrattuali)?

2.5 La comunicazione al Gestore della rete dei programmi di immissione e di prelievo risulta necessaria anche al fine di permettere al medesimo Gestore della rete di:

- a) programmare con opportuno anticipo le azioni necessarie al mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi;
- b) verificare la congruità della totalità dei programmi di immissione e di prelievo comunicati con la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico

2.6 Sulla base delle osservazioni di cui ai precedenti punti, ai fini della comunicazione dei programmi, si presentano due possibili soluzioni:

- a) i singoli utenti del dispacciamento comunicano al Gestore della rete i programmi di immissione e di prelievo relativi al contratto di compravendita, lasciando al Gestore della rete il compito di verificare la coerenza delle informazioni comunicate;
- b) alternativamente, si può prevedere che sia identificato, per i contratti bilaterali, un soggetto responsabile della comunicazione al Gestore della rete del complesso dei programmi di immissione e di prelievo previsti da ciascun contratto o da un insieme di contratti. Tale soggetto (detto coordinatore dei programmi) potrebbe anche rappresentare un centro di negoziazione e di offerta di contratti bilaterali e dovrebbe essere, in linea generale, indipendente rispetto agli interessi di operatori attivi nell'attività di produzione di energia elettrica.

Spunto per la consultazione n. 3

Si ritiene preferibile attribuire la facoltà all'utente del dispacciamento di delegare anche a terzi la presentazione di programmi di immissione o di prelievo relativi a punti di immissione o di prelievo di cui è responsabile al fine di tutelare la riservatezza delle transazioni e di semplificarne l'attuazione?

- 2.7 Le modalità di comunicazione al Gestore della rete dei programmi di immissione e di prelievo relativi ai contratti bilaterali sono definite dal Gestore della rete nel contratto per il servizio di dispacciamento, in applicazione delle condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento definite dall'Autorità. La modalità di assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto tra le zone in cui è suddivisa la rete rilevante implica che tali programmi di immissione e di prelievo debbano essere programmi bilanciati di immissione e prelievo.
- 2.8 Il contratto per il servizio dispacciamento:
- a) identifica i punti di immissione e di prelievo nella responsabilità dell'utente del dispacciamento;
 - b) disciplina i diritti e gli obblighi dell'utente del dispacciamento nei confronti del Gestore della rete ai fini dell'immissione (prelievo) di energia elettrica in (da) una rete con obbligo di connessione di terzi, anche con riferimento alle modalità di comunicazione delle informazioni necessarie all'esecuzione fisica del contratto;
 - c) disciplina le modalità di determinazione, in applicazione delle disposizioni dell'Autorità, dei corrispettivi a copertura dei costi sostenuti dal Gestore della rete nell'attività di dispacciamento e le modalità di liquidazione delle relative partite economiche;
 - d) disciplina le garanzie finanziarie che l'utente di dispacciamento deve prestare al Gestore della rete a copertura del rischio di controparte.
- 2.9 I programmi di immissione nelle (prelievo dalle) reti con obbligo di connessione di terzi devono essere comunicati al Gestore della rete in tempi utili affinché quest'ultimo li possa trasmettere al Gestore del mercato entro il termine di presentazione delle offerte nel mercato del giorno prima del sistema delle offerte (di seguito: mercato del giorno prima), al fine di consentire al medesimo Gestore del mercato di calcolare l'equilibrio del mercato stesso. Infatti l'equilibrio del mercato del giorno prima è calcolato tenendo conto dei vincoli convenzionali di trasporto tra le zone della rete rilevante, come definita dalla deliberazione n. 95/01, e dei programmi di immissione e di prelievo corrispondenti ai contratti di compravendita sia nel sistema delle offerte che al di fuori del medesimo.

Spunto per la consultazione n. 4

Vi sono particolari ragioni per prevedere un termine di presentazione dei programmi relativi a contratti di compravendita stipulati al di fuori del sistema delle offerte diverso dal termine di presentazione delle offerte sul mercato del giorno prima?

- 2.10 Qualora l'insieme dei programmi di acquisto e di vendita presentati al Gestore del mercato e dei programmi relativi ai contratti bilaterali non consentisse la chiusura del mercato, sarebbe necessario procedere apportando opportune modifiche anche ai programmi di immissione e di prelievo corrispondenti a contratti bilaterali (riduzione dei relativi programmi).

2.11 Per quanto riguarda i corrispettivi a copertura dei costi sostenuti dal Gestore della rete nell'attività di dispacciamento di cui al precedente punto 2.8., lettera c), la deliberazione n. 95/01 prevede che i costi del dispacciamento siano coperti attraverso:

- a) un corrispettivo a copertura dei costi di bilanciamento applicato alle differenze fra i programmi di immissione e le immissioni effettive e tra i programmi di prelievo ed i prelievi effettivi;
- b) un corrispettivo a copertura dei costi di approvvigionamento della riserva applicato ai prelievi effettivi;
- c) un corrispettivo a copertura dei costi di risoluzione delle congestioni ulteriori rispetto a quelle risolte attraverso i meccanismi previsti dall'articolo 8 della deliberazione n.95/01 applicato ai prelievi effettivi.

La deliberazione n. 95/01 prevede, inoltre, un corrispettivo a remunerazione del diritto di utilizzo della capacità di trasporto tra le zone in cui è suddivisa la rete rilevante applicato alla capacità di trasporto utilizzata.

2.12 I corrispettivi di cui al precedente punto 2.11 sono determinati in maniera non discriminatoria e versati al Gestore della rete da tutti gli utenti del dispacciamento con riferimento a immissioni e prelievi di energia elettrica oggetto di transazioni sia nel sistema delle offerte che attraverso contratti bilaterali. I criteri di determinazione di tali corrispettivi devono consentire la coesistenza tra le due forme di transazione evitando che ciò rechi pregiudizio all'efficiente e sicuro funzionamento del sistema.

3. Regolamentazione dei contratti bilaterali e promozione della concorrenza

Regolamentazione dei contratti bilaterali

3.1 Uno degli elementi che caratterizzano il modello organizzativo del settore elettrico delineato nelle linee essenziali dal decreto legislativo n. 79/99 è la coesistenza di due differenti forme di approvvigionamento: il sistema delle offerte ed i contratti bilaterali. La possibilità per gli operatori di sottoscrivere contratti bilaterali può favorire la concorrenza e stimolare il Gestore del mercato affinché minimizzi i costi dei servizi offerti ai partecipanti e configuri tali servizi in modo maggiormente rispondente alle esigenze dei medesimi. Inoltre, il contratto bilaterale può rappresentare, nella fase di transizione verso il mercato ed in assenza di più efficienti strumenti finanziari, un'importante forma di copertura del rischio connesso alla volatilità dei prezzi.

3.2 D'altro canto, un mercato basato esclusivamente su contratti bilaterali fisici, come l'attuale mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, può essere caratterizzato da scarsa trasparenza favorendo così pratiche anticoncorrenziali. Inoltre, la contrattazione bilaterale può comportare elevati costi di transazione. I costi di transazione rappresentano gli oneri, anche amministrativi, connessi alla stipula e alla gestione dei rapporti commerciali. Tali costi comprendono sia i costi necessari per formulare un contratto *ex ante* che i costi per controllarne e assicurarne l'esecuzione *ex post*. Detti costi si compongono in generale dei costi

di ricerca e informazione (costi di contatto), costi di trattativa, decisione e gestione amministrativa (costi di contratto) e costi di controllo e di attivazione delle clausole a tutela dei diritti delle parti (costi di controllo). Un ulteriore elemento di costo è rappresentato dal costo di gestione del rischio di insolvenza della controparte.

- 3.3 L'esperienza di altri paesi mostra che al fine di prevenire o limitare le pratiche anticoncorrenziali e contenere i costi di transazione, sia necessario favorire lo sviluppo di un mercato che consenta agli operatori di negoziare in maniera efficiente e trasparente. L'Autorità, nel definire le linee del proprio intervento regolatorio deve tenere in considerazione tali elementi, nel quadro dei principi generali di non discriminazione, garanzia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale, tutela degli interessi dei clienti, promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.
- 3.4 In attuazione dei principi sopra enunciati l'Autorità potrebbe intervenire ad esempio attraverso:
- a) un'efficiente strutturazione del sistema di garanzie prestate al Gestore della rete per il servizio di dispacciamento al fine di minimizzare l'onere complessivo a carico del cliente. Con la stessa finalità, potrebbe essere opportuno assegnare ad un'unica istituzione, stante le evidenti economie di scala che ne risulterebbero, la responsabilità della liquidazione delle partite economiche connesse all'approvvigionamento di energia elettrica nel sistema delle offerte e al servizio di dispacciamento, trasferendo a tale istituzione il connesso rischio di controparte. I soggetti che stipulano contratti bilaterali potrebbero chiedere a questa istituzione di provvedere anche alla liquidazione delle partite economiche associate a tali contratti (*clearing house unica*);
 - b) la definizione di indici di prezzo che possano guidare gli operatori nelle scelte di compravendita e di investimento;
 - c) la pubblicazione di formati standard per i contratti bilaterali che gli operatori possono utilizzare come base per le transazioni;
 - d) la fissazione di clausole negoziali ai sensi dell'articolo 6, comma 1, primo periodo, del decreto legislativo n. 79/99.

Spunto per la consultazione n. 5

Si ritiene opportuna la previsione di un'unica istituzione responsabile per la liquidazione delle partite economiche connesse all'approvvigionamento di energia elettrica nel sistema delle offerte e per il servizio di dispacciamento?

Si ritiene che questa istituzione possa essere individuata nel Gestore del mercato ?

Spunto per la consultazione n. 6

Si ritiene opportuna la definizione di indici di prezzo? Si ritiene corretto che tali indici siano costruiti ed aggiornati dall'Autorità?

Spunto per la consultazione n. 7

Si ritiene opportuna la pubblicazione da parte dell’Autorità di formati standard per i contratti bilaterali che gli operatori possono utilizzare come base per le transazioni?

Spunto per la consultazione n. 8

Quali clausole negoziali si ritiene opportuno che vengano inserite obbligatoriamente nei contratti bilaterali?

La clausola di recesso unilaterale nei contratti con i clienti idonei

- 3.5 Le clausole negoziali e regole tecniche che rispondano ad esigenze di tutela della concorrenza, richiamate al precedente punto 1.13, lettera c), comprendono la disciplina dei tempi e delle penali in caso di recesso da parte del cliente idoneo. In tale contesto si inquadra la deliberazione dell’Autorità 26 maggio 1999, n. 78/99 (di seguito: deliberazione n. 78/99), ove si dispone che debba essere in ogni caso riconosciuta alle parti del contatto la facoltà di recedere unilateralmente, con obbligo di preavviso non superiore a sei mesi per il cliente idoneo e ad un anno per il fornitore (nel seguito useremo la locuzione “clausola di recesso” per indicare tale disposizione).
- 3.6 Nel mercato elettrico il *project financing* costituisce un approccio diffuso per la realizzazione, gestione e finanziamento di nuova capacità di produzione. Tale approccio prevede che i finanziamenti necessari alla realizzazione dell’opera siano concessi in base alla valutazione della capacità del progetto di generare flussi di cassa. I flussi di cassa costituiscono infatti la fonte primaria per il rimborso del debito e per la remunerazione del capitale di rischio. Il grado di certezza di tali flussi di cassa è, dunque, un elemento chiave per il finanziamento del progetto. Nella prassi consolidata a livello internazionale il *power purchase agreement*, ovvero un contratto col quale uno o più grossisti si impegnano a ritirare a condizioni economiche predefinite l’energia prodotta da un impianto in un arco di tempo pluriennale, è un elemento essenziale del *security package* (l’insieme degli accordi contrattuali necessari alla gestione dei rischi associati al progetto). Con riferimento a quanto descritto, sono pervenute all’Autorità numerose segnalazioni secondo le quali la clausola di recesso, inserita anche nei contratti fra produttori e clienti idonei grossisti, costituisce un impedimento alla possibilità di ottenere finanziamenti dei progetti di realizzazione di nuovi impianti o di *repowering* di impianti esistenti. Infatti, la clausola di recesso prevista dalla deliberazione n. 78/99 sembra recare pregiudizio all’efficacia della garanzia contrattuale rappresentata dal *power purchase agreement* giacché può sterilizzare l’obbligo del ritiro dell’energia prodotta dall’impianto da parte dei clienti grossisti controparti del contratto.

Spunto per la consultazione n. 9

Si ritiene che la facoltà di recesso di cui all'articolo 1, comma 1, lettera a) della deliberazione n. 78/99 possa creare pregiudizio al finanziamento di progetti di acquisto di capacità produttiva esistente o di investimento in nuova capacità produttiva?

- 3.7 Allo stesso tempo, si deve considerare che la clausola di recesso prevista dalla deliberazione n. 78/99 ha la finalità di proteggere il cliente idoneo rispetto a contratti che, in una fase di transizione al mercato ed in assenza di indicatori di prezzo trasparenti e affidabili per transazioni con orizzonte di medio/lungo termine, potrebbero rivelarsi eccessivamente onerosi e, al tempo stesso, di impedire agli operatori dominanti di precludere ai nuovi entranti l'accesso al mercato.
- 3.8 Le considerazioni di cui al precedente punto trovano minori ragioni con riferimento ai clienti idonei grossisti.
- 3.9 Considerato che qualsiasi ostacolo alla realizzazione di nuova capacità produttiva da parte di nuovi entranti o di concorrenti dell'operatore dominante può recare un pregiudizio sia allo sviluppo della concorrenza sia alla sicurezza di funzionamento del sistema, l'Autorità valuta l'opportunità di introdurre la facoltà di derogare consensualmente (tra le parti) alla clausola di recesso di cui alla deliberazione n. 78/99 qualora la parte acquirente del contratto sia un cliente idoneo grossista. Quest'ultimo, infatti, diversamente da un cliente idoneo finale, esercita professionalmente l'attività di compravendita di energia elettrica e, pertanto, dispone di tutti gli strumenti conoscitivi utili a valutare i rischi e le opportunità connesse alla stipula di un contratto a lungo termine senza clausola di recesso, nonché di sufficiente potere contrattuale per evitare che la deroga gli sia imposta dalla parte cedente. Eventualmente, la facoltà di cui sopra potrebbe essere ristretta ai soli contratti stipulati a fronte della realizzazione di nuova capacità produttiva. Questa soluzione presenta tuttavia alcune difficoltà attuative, in particolare con riferimento alla definizione e all'identificazione della nuova capacità produttiva.
- 3.10 La nuova capacità produttiva potrebbe essere intesa come la capacità di un nuovo impianto (iniziativa *greenfield*), o come l'aumento della potenza efficiente di un impianto esistente determinata da un intervento di potenziamento, quale ad esempio la conversione di un impianto a vapore in un impianto a ciclo combinato.

Spunto per la consultazione n. 10

Si ritiene opportuno che sia consentito alle parti di un contratto di derogare all'obbligo di riconoscere la facoltà di recesso di cui all'articolo 1, comma 1, lettera a) della deliberazione n. 78/99?

Spunto per la consultazione n. 11

Si ritiene che la facoltà di recesso di cui all'articolo 1, comma 1, lettera a) della deliberazione n. 78/99 debba essere mantenuta solo per i clienti finali?

Spunto per la consultazione n. 12

Si ritiene che la facoltà di deroga debba essere riconosciuta ai soli contratti stipulati a fronte della realizzazione di nuova capacità produttiva? Se sì, come si ritiene dovrebbe essere definita tale capacità? Si ritiene corretto riconoscere la facoltà di deroga solo a fronte di una realizzazione di nuova capacità produttiva che determini effettivamente un aumento predeterminato della potenza efficiente nella disponibilità di un soggetto produttore, ovvero di non riconoscere la deroga qualora la realizzazione di nuova capacità produttiva sia accompagnata dalla dismissione di capacità di generazione esistente nella disponibilità del medesimo soggetto?