

DELIBERAZIONE 18 SETTEMBRE 2014
446/2014/R/COM

CRITERI E METODOLOGIE PER LA VALUTAZIONE DEGLI INVESTIMENTI
INFRASTRUTTURALI E PER IL RICONOSCIMENTO DI INCENTIVI IN RELAZIONE AI RISCHI
PIÙ ELEVATI AFFRONTATI DA PROGETTI INFRASTRUTTURALI DI INTERESSE COMUNE
NEI SETTORI DELL'ELETTRICITÀ E DEL GAS NATURALE

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS
E IL SISTEMA IDRICO

Nella riunione del 18 settembre 2014

VISTI:

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE (di seguito: direttiva 2009/72/CE);
- la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE (di seguito: direttiva 2009/73/CE);
- la direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE;
- la direttiva 2009/29/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, che modifica la direttiva 2003/87/CE al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra;
- la direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2012 sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE;
- il regolamento (CE) n. 713/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009;
- il regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009 (di seguito: regolamento (CE) 714/2009);
- il regolamento (CE) n. 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009 (di seguito: regolamento (CE) 715/2009);
- il regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2013 (di seguito: regolamento (UE) 347/2013);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue modifiche e integrazioni (di seguito: legge 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;

- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- l'articolo 30, della legge 12 dicembre 2002, n. 273;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125 recante conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99;
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante “Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/11);
- il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244 recante Regolamento recante disciplina delle procedure istruttorie dell'Autorità;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) 29 dicembre 2011 ARG/elt 199/11 e i relativi allegati A, recante “Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica - Periodo di regolazione 2012-2015”, e C, recante “Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione – Periodo di regolazione 2012-2015”, come successivamente modificati e integrati;
- la Parte II del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014 (TUSG), recante la “Regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014”, come modificato in ultimo con la deliberazione dell'Autorità 8 maggio 2012, ARG/gas 185/2012;
- la deliberazione dell'Autorità 26 luglio 2012, 308/2012/A, e il relativo Allegato A recante “Piano strategico dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, per il triennio 2012-2014”;
- la deliberazione dell'Autorità 8 ottobre 2013, 438/2013/R/gas, e il relativo Allegato A, recante la “Regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione di gas naturale liquefatto per il periodo di regolazione 2014-2017”, come successivamente modificati e integrati;
- la deliberazione dell'Autorità 14 novembre 2013, 514/2013/R/gas e il relativo Allegato A recante la “Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017”, come successivamente modificati e integrati;
- la deliberazione dell'Autorità 27 febbraio 2014, 79/2014/R/gas, recante avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quarto periodo di regolazione e i documenti per la consultazione emanati nell'ambito di tale procedimento (documenti per la consultazione: 24 aprile 2014, 189/2014/R/gas; 10 luglio 2014, 336/2014/R/gas; 7 agosto 2014, 417/2014/R/gas);

- la raccomandazione dell’Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell’energia (di seguito: ACER) del 27 giugno 2014 sugli incentivi per progetti di interesse comune e su una metodologia comune per la valutazione del rischio (di seguito: raccomandazione ACER 27 giugno 2014);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 27 febbraio 2013, recante il “Regolamento, di cui all’articolo 16, comma 1 del decreto legislativo 93/11.

CONSIDERATO CHE:

- come indicato nel considerato (8) del regolamento (UE) 347/2013 l’Unione Europea considera di importanza vitale accelerare la ristrutturazione delle infrastrutture energetiche esistenti e metterne a punto delle nuove, per raggiungere gli obiettivi politici dell’Unione in materia di energia e di clima, che consistono nel completare il mercato interno dell’energia, garantire la sicurezza dell’approvvigionamento, in particolare per il gas e il petrolio, ridurre le emissioni di gas a effetto serra del 20%, portare al 20% la quota delle fonti di energia rinnovabile nel consumo finale e migliorare del 20% l’efficienza energetica del 20% entro il 2020;
- in tale contesto, il regolamento (UE) 347/2013 individua corridoi e aree transeuropee prioritari dell’infrastruttura energetica e stabilisce gli orientamenti per lo sviluppo tempestivo e l’interoperabilità di tali aree e corridoi;
- in particolare, il regolamento (UE) 347/2013:
 - a. riguarda l’individuazione, secondo principi di efficienza, di progetti di interesse comune necessari per la realizzazione di corridoi e aree prioritari, rientranti nelle categorie delle infrastrutture energetiche nei settori dell’elettricità, del gas, del petrolio e dell’anidride carbonica;
 - b. facilita l’attuazione tempestiva di progetti di interesse comune ottimizzando, coordinando più da vicino e accelerando i procedimenti di rilascio delle autorizzazioni e migliorando la partecipazione del pubblico;
 - c. fornisce norme e orientamenti per la ripartizione dei costi a livello transfrontaliero e incentivi correlati al rischio per progetti di interesse comune;
 - d. determina le condizioni per l’ammissibilità di progetti di interesse comune all’assistenza finanziaria dell’Unione Europea;
- l’articolo 13, paragrafo 1, primo comma, del regolamento (UE) 347/2013 stabilisce che qualora il promotore di un progetto affronti rischi più elevati per lo sviluppo, l’esecuzione, il funzionamento o la manutenzione di un progetto di interesse comune rientrante nelle categorie di cui all’allegato II, punto 1, lettere a), b) e d), e all’allegato II, punto 2, rispetto ai rischi connessi di norma a un progetto infrastrutturale, gli Stati membri e le autorità nazionali di regolamentazione assicurano che siano concessi incentivi adeguati a tale progetto, conformemente all’articolo 37, paragrafo 8, della direttiva 2009/72/CE,

- all'articolo 41, paragrafo 8, della direttiva 2009/73/CE, all'articolo 14 del regolamento (CE) 714/2009 e all'articolo 13 del regolamento (CE) 715/2009;
- l'articolo 13, paragrafo 1, secondo comma, del regolamento (UE) 347/2013 precisa che le disposizioni contenute nell'articolo 13, paragrafo 1, primo comma, del medesimo regolamento non si applicano se il progetto di interesse comune ha ottenuto:
 - a. una deroga agli articoli 32, 33, 34 e all'articolo 41, paragrafi 6, 8 e 10, della direttiva 2009/73/CE ai sensi dell'articolo 36 della direttiva 2009/73/CE;
 - b. una deroga all'articolo 16, paragrafo 6, del regolamento (CE) 714/2009 o una deroga all'articolo 32 e all'articolo 37, paragrafi 6 e 10, della direttiva 2009/72/CE ai sensi dell'articolo 17 del regolamento (CE) 714/2009;
 - c. una deroga ai sensi dell'articolo 22 della direttiva 2003/55/CE;
 - d. una deroga ai sensi dell'articolo 7 del regolamento (CE) 1128/2003;
 - l'articolo 13, paragrafo 2, del regolamento (UE) 347/2013 prevede che:
 - a. le autorità nazionali di regolamentazione decidano di concedere gli incentivi di cui all'articolo 13(1) del medesimo regolamento tenendo conto dei risultati dell'analisi dei costi-benefici in base alla metodologia elaborata ai sensi dell'articolo 11 e, in particolare, delle esternalità positive regionali o a livello di Unione generate dal progetto;
 - b. le autorità nazionali di regolamentazione analizzino più approfonditamente i rischi specifici sostenuti dai promotori del progetto, le misure di attenuazione dei rischi adottate la giustificazione del profilo di rischio in considerazione dell'impatto positivo netto del progetto rispetto a un'alternativa meno rischiosa;
 - c. i rischi ammissibili comprendano in particolare i rischi relativi alle nuove tecnologie di trasmissione, sia *onshore* che *offshore*, i rischi relativi al recupero parziale dei costi e i rischi dello sviluppo;
 - l'articolo 13, paragrafo 3, del regolamento (UE) 347/2013 precisa che l'incentivo concesso dalla decisione deve tener conto della natura specifica del rischio corso e può riguardare, tra l'altro:
 - a. le norme per investimenti a fronte della previsione di necessità future (*anticipatory investment*);
 - b. le norme per il riconoscimento dei costi sostenuti efficientemente prima della messa in servizio del progetto;
 - c. le norme per ottenere una remunerazione aggiuntiva del capitale investito per il progetto;
 - d. qualunque altra misura ritenuta necessaria e adeguata;
 - l'articolo 13, paragrafo 4, del regolamento (UE) 347/2013 stabilisce che, entro il 31 luglio 2013, ogni autorità nazionale di regolamentazione presenti all'ACER la propria metodologia e i criteri utilizzati per valutare gli investimenti in progetti infrastrutturali per l'elettricità e il gas e i rischi più elevati affrontati, se del caso;

- l'articolo 13, paragrafo 5, del regolamento (UE) 347/2013 prevede che l'ACER faciliti la condivisione delle buone prassi e formuli raccomandazioni a norma dell'articolo 7, paragrafo 2, del regolamento (CE) 713/2009 riguardanti:
 - a. gli incentivi di cui all'articolo 13(1), sulla base di una valutazione comparativa delle migliori prassi da parte delle autorità nazionali di regolamentazione;
 - b. una metodologia comune per valutare i maggiori rischi connessi agli investimenti nei progetti infrastrutturali per l'elettricità e il gas;
- l'articolo 13, paragrafo 6, del regolamento (UE) 347/2013 prevede che ogni autorità nazionale di regolamentazione pubblici la propria metodologia e i criteri utilizzati per valutare gli investimenti in progetti infrastrutturali per l'elettricità e il gas e i rischi più elevati affrontati.

CONSIDERATO CHE:

- in conformità a quanto previsto dall' articolo 13, paragrafo 4, del regolamento (UE) 347/2013, l'Autorità ha trasmesso all'ACER la propria metodologia e i criteri utilizzati per valutare gli investimenti in relazione ai servizi di trasmissione dell'energia elettrica, trasporto, rigassificazione e stoccaggio del gas naturale;
- l'Autorità ha assicurato la propria partecipazione ai gruppi di lavoro e *task force* ACER che hanno istruito le attività necessarie alla formulazione di una proposta di raccomandazione ai sensi dell'articolo 13, paragrafo 5, del regolamento (UE) 347/2013;
- l'ACER in data 27 giugno 2014 ha adottato la propria raccomandazione sugli incentivi per i progetti di interesse comune e su una metodologia comune per la valutazione del rischio, che è stata pubblicata sul sito internet dell'ACER in data 30 giugno 2014;
- nel paragrafo 2.1 della raccomandazione ACER 27 giugno 2014, dedicato alla disamina delle metodologie di valutazione del rischio adottate dalle autorità di regolazione nazionale, ACER nota che in gran parte degli Stati membri ai fini della valutazione del rischio e della conseguente fissazione del livello del costo del capitale per le attività regolate viene adottato il *capital asset pricing model* (CAPM), che si fonda sull'identificazione del livello del rischio sistematico di ciascuna attività regolata, espresso nel parametro "*beta*"; ACER nota altresì che, di norma, le autorità nazionali di regolazione non valutano lo specifico rischio di singoli progetti, assumendo che i differenti progetti appartenenti alla medesima attività abbiano livelli di rischio sistematico in linea con il rischio globale di ciascuna attività;
- nel paragrafo 2.2 della raccomandazione ACER 27 giugno 2014, ACER raccomanda l'adozione da parte della autorità di regolazione nazionale di una metodologia comune di valutazione del rischio, articolata nelle seguenti fasi:

- a. *disponibilità di informazioni sui rischi del progetto*: ACER raccomanda che i promotori del progetto rendano disponibili tutte le informazioni necessarie per una corretta valutazione dell'effettivo rischio a cui sono esposti, dimostrando se i rischi siano più elevati di quelli di un progetto comparabile; ACER osserva che l'analisi costi benefici e le analisi di rischio debbano essere fondate sulle medesime assunzioni e sul medesimo insieme di dati e che in particolare la valutazione del rischio dovrebbe basarsi sugli stessi dati e sulle stesse assunzioni utilizzate per valutare la sostenibilità finanziaria e il beneficio netto socio-economico nel contesto della selezione dei progetti di interesse comune;
- b. *identificazione della natura del rischio da un punto di vista regolatorio*: ACER raccomanda di analizzare i seguenti profili di rischio:
 1. rischi di sfioramento dei costi rispetto a quanto previsto nel progetto;
 2. rischi di sfioramento dei tempi rispetto a quanto previsto nel progetto;
 3. rischio di *stranded asset*;
 4. rischi relativi alla mancata copertura di costi valutati come non efficienti;
 5. rischio di liquidità;
- c. *misure di mitigazione del rischio da parte del promotore del progetto*: ACER raccomanda di valutare in che misura il rischio possa essere ragionevolmente ridotto da parte del promotore del progetto mediante l'adozione di misure appropriate;
- d. *valutazione del rischio sistematico e definizione del costo del capitale*: ACER raccomanda di valutare in che misura il rischio sia già riflesso nel costo di capitale riconosciuto nelle tariffe; in particolare, nel caso di adozione del CAPM, le autorità nazionali di regolazione dovrebbero esaminare in che misura il rischio che costituisce rischio sistematico sia già coperto dal tasso di remunerazione previsto dalla regolazione tariffaria, tenendo conto che il rischio non sistematico non dovrebbe essere remunerato;
- e. *misure di mitigazione del rischio già applicate dalle autorità di regolazione nazionale*: ACER raccomanda alle autorità nazionali di regolazione di valutare se ci siano strumenti regolatori già in uso che consentano di mitigare completamente o parzialmente il rischio;
- f. *quantificazione del rischio*: ACER raccomanda alle autorità nazionali di regolazione, per quanto possibile, di valutare le informazioni fornite dai promotori e l'esposizione al rischio in termini di (potenziali) più alti costi o di più bassi ricavi;
- g. *progetto comparabile*: ACER raccomanda di valutare in che misura il rischio sia più alto per il promotore rispetto al rischio di un progetto comparabile e in che misura esso sia giustificabile se comparato a un

- progetto alternativo a più basso rischio, in relazione all'impatto netto positivo fornito dal progetto;
- nel paragrafo 3.1 della raccomandazione ACER 27 giugno 2014, ACER riporta una sintesi della prassi nazionali relative alle misure regolatorie di mitigazione del rischio e agli schemi di premio-penalità adottati;
 - nel paragrafo 3.2 della raccomandazione ACER 27 giugno 2014, ACER sottolinea che uno strumento regolatorio importante per assicurare un'appropriata proporzione tra rischi e ritorni è la determinazione del costo di capitale riconosciuto e individua alcuni principi generali che le autorità nazionali di regolazione dovrebbero seguire nel definire incentivi:
 - a. incentivi addizionali dovrebbero essere concessi solo a progetti idonei ai sensi dell'articolo 13 del regolamento (UE) 347/2013;
 - b. in base alla legislazione nazionale e in accordo con il paragrafo 37(8) della direttiva 2009/72/CE e del paragrafo 41(8) della direttiva 2009/73/CE, le autorità nazionali di regolazione possono anche concedere incentivi a progetti diversi dai progetti di interesse comune con particolari profili di rischio e, dove appropriato, a tutti i progetti infrastrutturali;
 - c. non dovrebbero essere concessi incentivi a promotori di progetto che non forniscano alle autorità nazionali di regolazione le informazioni necessarie per applicare la metodologia comune di valutazione del rischio e, in particolare, non sostanzino l'esistenza di rilevanti, più alti rischi, e non forniscano stime affidabili sugli impatti netti positivi del progetto e sul rapporto costi/benefici;
 - d. non dovrebbero essere concesse compensazioni monetarie ai sensi dell'articolo 13 del regolamento (UE) 347/2013 per rischi che sono già riflessi nel costo di capitale riconosciuto o dove sono già in essere appropriate misure di mitigazione del rischio;
 - e. gli incentivi dovrebbero essere correlati al livello specifico di rischio sostenuto dai promotori del progetto;
 - f. le autorità nazionali di regolazione dovrebbero valutare in che misura un progetto già benefici di sussidi, finanziamenti o contributi dalla ripartizione transfrontaliera dei costi (*cross-border cost allocation*), al fine di evitare sovra-compensazioni;
 - g. le autorità nazionali di regolazione dovrebbero valutare la giustificazione del profilo di rischio in relazione all'impatto positivo netto del progetto, quantificato in coerenza con la metodologia di analisi costi-benefici prevista dall'articolo 11 del regolamento (UE) 347/2013;
 - h. il valore monetario degli incentivi non deve produrre come effetto, per il promotore del progetto, una compensazione complessiva che ecceda il valore monetario dei benefici netti del progetto; ACER raccomanda inoltre di ripartire in modo ragionevole tra promotore del progetto e utenti della rete gli incrementi di *welfare* connessi alla realizzazione del progetto;

- ACER ritiene che gli schemi regolatori esistenti offrano un'ampia gamma di misure che proteggono i promotori di progetti da molti rischi. Su questa base l'ACER formula le seguenti raccomandazioni per l'adozione di particolari misure di mitigazione del rischio:
 - a. *misure relative al rischio di sfioramento dei costi*: ACER sottolinea che il rischio di sfioramento dei costi non rilevi nel caso di adozione di schemi di regolazione di tipo *cost-of-service* e nei casi di adozione di schemi di regolazione incentivante nella misura in cui i costi siano sostenuti efficientemente; ACER osserva che nel caso di regolazione incentivante i *cap* possono assicurare il raggiungimento di un adeguato equilibrio rischi-compensi e raccomanda che, dove appropriato, l'aggiustamento (*ex-ante* o *ex-post*) del *cap* per i costi operativi sia considerato per i casi in cui sia provato che una tecnologia di trasmissione innovativa, sia *onshore* sia *offshore*, presenti più alti costi di esercizio e manutenzione che non possono essere coperti con i *cap* esistenti. Analogamente dovrebbero essere previsti aggiustamenti anche per costi che emergano a seguito di eventi imprevedibili fuori dal controllo dei promotori di progetto. Gli aggiustamenti in ogni caso dovrebbero essere determinati con prudenza (per esempio dopo la valutazione dell'adeguatezza dei costi) dal momento che gli utenti della rete non dovrebbero essere gravati automaticamente dal rischio di previsioni di costi inaccurate, in particolare nei casi in cui siano utilizzate tecnologie mature;
 - b. *misure relative al rischio di sfioramento dei tempi*: il rischio di sfioramento dei tempi non rileva nei sistemi di regolazione dove i più alti costi dovuti a tempi più lunghi di costruzione o sviluppo sono approvati dal regolatore o le spese sostenute prima del *commissioning* del progetto siano incluse nel valore degli *asset* considerato ai fini regolatori. Per gli altri sistemi l'ACER raccomanda che le autorità nazionali di regolazione considerino il riconoscimento dei costi efficienti che possano risultare per sfioramenti nei tempi fuori dal controllo dei promotori di progetto;
 - c. *misure che riguardano il rischio di stranded asset*: considerato che i progetti di interesse comune dovrebbero essere il frutto di una selezione che porta a scegliere i progetti a più alto valore, in termini di benefici netti per il sistema europeo, l'ACER considera che i promotori di progetti di interesse comune dovrebbero essere difficilmente esposti al rischio di *stranded asset* e raccomanda che i costi di capitale sostenuti efficientemente siano approvati e coperti tramite tariffa, secondo gli schemi regolatori vigenti in ciascun paese. In particolare, nel settore del gas naturale, nel caso in cui un progetto di interesse comune sia stato deciso sulla base di un *market test*, l'ACER raccomanda che il rischio volume derivante dalla potenziale cancellazione delle richieste di qualche utilizzatore trovi copertura nelle tariffe. Nel caso dell'elettricità l'ACER

- raccomanda che le autorità di regolazione nazionale adottino misure di mitigazione attraverso meccanismi perequativi;
- d. *misure che riguardano rischi relativi a mancata copertura dei costi per i casi di riconoscimenti tariffari basati su costi efficienti*: ACER ritiene che il *benchmarking* e misure simili per l'identificazione dei costi efficientemente sostenuti siano strumenti regolatori che possano adattarsi anche al caso dei progetti di interesse comune. In ogni caso, ACER raccomanda che le autorità nazionali di regolazione assicurino che le caratteristiche specifiche di un progetto di interesse comune siano riflesse nel disegno degli schemi di *benchmarking*;
- e. *misure che riguardano il rischio liquidità*: al fine di mitigare il rischio liquidità, per quanto possibile da un punto di vista regolatorio, ACER raccomanda che le autorità nazionali di regolazione considerino i costi riconosciuti sulla base dei costi previsti, in combinazione con meccanismi di aggiustamento *ex-post*, basati su valori economicamente efficienti. Nel caso in cui prima del *commissioning* del progetto siano sostenute spese molto elevata in rapporto alla dimensione del promotore, ACER raccomanda che le autorità nazionali ne considerino il riconoscimento e la loro inclusione nel valore degli *asset* ai fini regolatori quando la spesa è sostenuta.

CONSIDERATO CHE:

- l'approccio adottato dall'Autorità per la regolazione dei servizi di trasmissione dell'energia elettrica e di trasporto, rigassificazione e stoccaggio del gas naturale è orientato, in coerenza con le disposizioni comunitarie e nazionali (con particolare riferimento alla legge 481/95), a perseguire gli obiettivi di adeguatezza, efficienza e sicurezza delle infrastrutture, contemperando tali obiettivi con la tutela dei clienti finali;
- in linea generale l'Autorità adotta un approccio omogeneo sul piano metodologico per la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione dell'energia elettrica e di trasporto, rigassificazione e stoccaggio del gas naturale, che tiene conto delle specificità di ciascun servizio, in particolare dei differenti livelli di rischiosità sistematica;
- per la regolazione tariffaria dei servizi individuati nei punti precedenti l'Autorità ha adottato un approccio ibrido che prevede l'adozione di schemi di regolazione incentivante, di tipo *price-cap*, solo in relazione alle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi, mentre in relazione alle componenti tariffarie a copertura dei costi di capitale ha adottato uno schema di regolazione del tipo *cost-of-service*, fermo restando l'obiettivo generale di garantire lo sviluppo del servizio a costi efficienti;
- per quanto riguarda i riconoscimenti tariffari a copertura dei costi operativi:

- a. gli obiettivi di recupero di produttività sono differenziati per servizio, e ove applicabile per impresa, e da un lato riflettono le valutazioni sui potenziali di efficientamento valutati dal regolatore, dall'altro sono utilizzati come strumento per redistribuire nel tempo agli utenti del servizio i recuperi di efficienza conseguiti nei periodi regolatori precedenti e temporaneamente lasciati in capo alle imprese con il c.d. meccanismo di *profit-sharing* di fine periodo;
- b. al termine di ciascun periodo regolatorio, per la determinazione dei livelli iniziali delle componenti a copertura dei costi operativi per il periodo successivo, si procede a una simmetrica ripartizione dei maggiori recuperi di produttività rispetto agli obiettivi fissati a inizio periodo (c.d. meccanismo di *profit-sharing* di fine periodo);
- c. i meccanismi annuali di aggiornamento tariffario prevedono aggiustamenti dei livelli tariffari determinati con il metodo del *price-cap* volti a riflettere variazioni dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale, nonché dai recuperi di qualità del servizio ove applicabile tramite specifiche componenti tariffarie;
- per quanto riguarda i riconoscimenti tariffari a copertura dei costi di capitale:
 - a. il riconoscimento tariffario delle immobilizzazioni avviene a condizione che i relativi investimenti siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema, siano realizzati secondo criteri di economicità e, nei casi previsti, siano inclusi nei Piani decennali di sviluppo, predisposti ai sensi dai gestori ai sensi delle disposizioni del decreto legislativo 93/11;
 - b. il valore degli *asset* ai fini regolatori è fondato sul criterio del costo storico rivalutato e le spese di capitale sono riconosciute sulla base dei dati risultanti dalle fonti contabili delle imprese che gestiscono il servizio, con un ritardo regolatorio massimo di due anni;
 - c. sono incluse nel capitale investito rilevante ai fini regolatori anche le immobilizzazioni in corso;
 - d. sono in corso di implementazione per tutti i servizi regolati misure volte a compensare gli effetti finanziari connessi al ritardo regolatorio nel riconoscimento degli investimenti effettuati;
 - e. il tasso di remunerazione del capitale investito è fissato sulla base di un costo medio ponderato del capitale (WACC), la cui componente relativa al capitale proprio è fissata con il metodo del *capital asset pricing model* (CAPM) e riflette la rischiosità sistematica tipica di ciascun servizio regolato;
 - f. in particolare la valutazione del rischio sistematico tipico di ciascun servizio regolato viene effettuato stimando il valore del parametro *beta* utilizzato nel contesto del *capital asset pricing model*;

- g. il tasso di remunerazione del capitale investito per ciascun servizio regolato è fissato all'inizio del periodo di regolazione, attualmente della durata di quattro anni per i servizi di trasmissione dell'energia elettrica e di trasporto, rigassificazione e stoccaggio del gas naturale;
- h. è previsto un aggiornamento biennale del tasso di remunerazione del capitale investito in funzione delle variazioni del tasso di rendimento delle attività prive di rischio. Tale misura, già attiva per i servizi di trasmissione dell'energia elettrica e di trasporto e rigassificazione del gas naturale, è stata proposta in consultazione anche per il servizio di stoccaggio del gas ai fini di una sua attuazione a partire dal periodo di regolazione che inizia nell'anno 2015;
- i. il riconoscimento degli ammortamenti è previsto per tutti i cespiti compresi nel capitale investito che siano entrati in esercizio sulla base di vite utili fissate tenendo conto delle durate tecniche delle differenti tipologie di cespiti; in caso di dismissioni anticipate dei cespiti compresi nel capitale investito, non sono previste compensazioni;
- in relazione agli incentivi specifici allo sviluppo infrastrutturale:
 - a. al fine di favorire in particolare adeguatezza e sicurezza delle infrastrutture di rete sono state adottate misure volte a incentivare alcune tipologie di investimento che hanno assunto la forma di maggiorazioni del tasso di remunerazione del capitale investito, differenziate in funzione dei servizi regolati e delle tipologie di investimento;
 - b. al fine di favorire il rispetto dei tempi previsti per la realizzazione di infrastrutture di rete considerate strategiche sono stati introdotti meccanismi di tipo premio/penalità che si attivano con riferimento a *milestone* di progetto identificate dall'Autorità;
 - c. uno schema incentivante di tipo *output-based* (premi/penalità in relazione alla *performance*) è vigente per la regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, principalmente basato sull'andamento nel tempo della quantità di energia non fornita rispetto a obiettivi di miglioramento fissati all'inizio del periodo regolatorio;
 - d. in relazione alla mitigazione del rischio volume sono adottati specifici meccanismi di garanzia dei ricavi per i servizi di trasmissione dell'energia elettrica e di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale, differenziati in funzione delle strutture tariffarie e in coerenza con un approccio selettivo che tende a limitarne l'applicazione alle sole infrastrutture strategiche per il sistema ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo 93/11.
- la valutazione dei Piani decennali di sviluppo relativi al servizio di trasporto del gas naturale, predisposti ai sensi dai gestori ai sensi delle disposizioni di cui all'articolo 16, del decreto legislativo 93/11, è stata avviata per la prima volta nel corso del corrente anno 2014.

RITENUTO CHE:

- la regolazione dei servizi di trasmissione dell'energia elettrica e di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale adottata dall'Autorità sia adeguata a supportare uno sviluppo efficiente ed efficace delle infrastrutture di rete, in coerenza con gli obiettivi politici dell'Unione Europea in materia di energia e di clima e in relazione agli obiettivi di tutela dei clienti finali, dal momento che:
 - a. offre stabilità e certezza per gli investitori, garantendo la certezza sulle modalità di riconoscimento dei costi e sulle logiche di aggiornamento dei medesimi, non solo all'interno del periodo di regolazione ma anche tra un periodo e l'altro, riducendo così il cosiddetto "rischio regolatorio" per le imprese esercenti, con effetti positivi per il costo del capitale e la propensione ad investire delle imprese stesse.
 - b. prevede riconoscimenti tariffari differenziati in funzione della rischiosità sistemica dei singoli servizi;
 - c. prevede specifici meccanismi di incentivo volti a favorire investimenti in progetti – anche diversi dai progetti di interesse comune di cui al regolamento (UE) 347/2013 – ritenuti prioritari dall'Autorità in considerazione dei benefici attesi dalla loro realizzazione;
 - d. comprende specifici meccanismi di mitigazione del rischio volume, in particolare per le nuove infrastrutture strategiche;
- l'approccio per la regolazione dei servizi di trasmissione dell'energia elettrica e di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale adottata dall'Autorità risulti in linea generale coerente con i contenuti della raccomandazione ACER 27 giugno 2014;
- l'adozione di un approccio selettivo in relazione al riconoscimento di incentivi e all'attivazione di misure di mitigazione del rischio appare coerente con le Linee strategiche adottate dall'Autorità e adeguato a supportare la realizzazione dei progetti di interesse comuni previsti dal regolamento (UE) 347/2013, per i quali sono previsti iter di selezione articolati e fondati su analisi costi-benefici del singolo progetto.

RITENUTO CHE:

- sia opportuno fornire una rappresentazione delle metodologie e dei criteri generali attualmente utilizzati negli schemi di regolazione vigenti per la valutazione degli investimenti in progetti infrastrutturali per l'elettricità e il gas e pubblicare tale rappresentazione ai sensi dell'articolo 13, comma 6, del regolamento (UE) 347/2013, fermo restando che per i singoli servizi (trasmissione dell'energia elettrica e trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale) si applicano le specifiche discipline di regolazione tariffaria e della qualità del servizio adottate dall'Autorità, aggiornate in occasione della conclusione di ogni periodo regolatorio;

- sia necessario adottare un'apposita procedura, coerente con la raccomandazione ACER 27 giugno 2014, per la gestione di eventuali istanze presentate da promotori che intendano realizzare progetti di interesse comune e che reputino non sufficienti e adeguati gli strumenti regolatori vigenti in relazioni ai maggiori rischi affrontati;
- le predette istanze debbano essere necessariamente decise caso per caso, in ragione delle specifiche e peculiari esigenze valutate anche in seguito a una fase di consultazione pubblica dei soggetti interessati, da svolgere nell'ambito del relativo procedimento;
- progressivamente, le revisioni periodiche della regolazione infrastrutturale degli investimenti nei servizi di trasmissione dell'energia elettrica e di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale, debbano garantire il pieno coordinamento della medesima regolazione con le disposizioni contenute nel presente provvedimento

DELIBERA

1. ai sensi dell'articolo 13, paragrafo 6, del regolamento (UE) 347/2013, di pubblicare nell'Allegato A alla presente deliberazione, le metodologie e i criteri attualmente utilizzati negli schemi di regolazione vigenti per la valutazione degli investimenti in progetti infrastrutturali per l'elettricità e il gas e i rischi più elevati affrontati, con riferimento ai servizi di trasmissione dell'energia elettrica e di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale;
2. di adottare, quale parte integrante dell'Allegato A, disposizioni per la gestione dei procedimenti aventi a oggetto la valutazione e l'eventuale adozione di specifiche misure incentivanti in relazione alle istanze presentate da promotori che intendano realizzare progetti di interesse comune e che reputino non sufficienti gli strumenti regolatori vigenti in relazione ai maggiori rischi affrontati;
3. di prevedere che, nell'ambito dei procedimenti di cui al punto precedente, sia prevista una specifica fase di consultazione pubblica dei soggetti interessati, prima che la decisione finale venga assunta;
4. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro dello Sviluppo Economico;
5. di pubblicare la presente deliberazione sul sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it.

18 settembre 2014

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni