

DCO 34/11

**CRITERI PER LA DEFINIZIONE DELLE TARIFFE PER L'EROGAZIONE DEI
SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA
ELETTRICA PER IL PERIODO 2012 – 2015**

*CRITERI E MECCANISMI PER L'INCENTIVAZIONE DEGLI INVESTIMENTI
INFRASTRUTTURALI*

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 31 gennaio 2011, ARG/elt 6/11.

Mercato di incidenza: elettricità

4 agosto 2011

Premessa

Il presente documento, espone gli orientamenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) in relazione alle tematiche inerenti i meccanismi di incentivazione finalizzati alla promozione degli investimenti infrastrutturali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Il processo di consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 31 gennaio 2011 - ARG/elt 6/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 6/11), in relazione alla regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, per il periodo 2012-2015 (di seguito anche richiamato come: procedimento sulle tariffe). Nell'ambito di tale procedimento sono già stati emanati i documenti DCO 5/11, in materia di incremento della potenza prelevabile per le utenze elettriche domestiche, DCO 13/11, in materia di regolamentazione dei prelievi di energia reattiva e il DCO 29/11 che delinea i criteri generali di riconoscimento dei costi. Si segnala, inoltre, come il tema della regolazione incentivante degli investimenti in infrastrutture sia stato di recente richiamato nella Presentazione della Relazione del Presidente al Parlamento (cfr. pag. 8, della Presentazione della Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, 6 luglio 2011), ove veniva, tra l'altro, anticipata l'intenzione di legare il livello di incentivazione ai benefici attesi dall'entrata in esercizio delle infrastrutture.

Il procedimento sulle tariffe, che si svolge in parallelo con il procedimento sulla qualità dei servizi avviato con la deliberazione 27 settembre 2010, ARG/elt 149/10, (di seguito: deliberazione ARG/elt 149/10) è sottoposto all'Analisi di impatto della regolazione (AIR).

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte, in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o tramite posta elettronica (quartoperiodoelettrico@autorita.energia.it) entro il 10 ottobre 2011. Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, evidenziando in apposite appendici le parti che si intende sottrarre alla pubblicazione.

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione Tariffe
piazza Cavour, 5 - 20121 Milano
tel. 02-65.565.311
fax 02-65.565.222

e-mail: quartoperiodoelettrico@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it

INDICE

Premessa.....	2
1 Introduzione, oggetto della consultazione e sviluppo del procedimento	4
2 Quadro normativo di riferimento	4
3 I meccanismi di incentivazione vigenti nel terzo periodo di regolazione.....	7
4 Il contesto di riferimento, le motivazioni dell'intervento e gli obiettivi perseguiti	16
5 L'incentivazione tariffaria degli investimenti nella rete di trasmissione nazionale.....	23
6 L'incentivazione tariffaria degli investimenti nella rete di distribuzione	32
7 Ipotesi preliminari per lo sviluppo di meccanismi di incentivazione per il servizio di misura.....	35
APPENDICE A.....	37

1 Introduzione, oggetto della consultazione e sviluppo del procedimento

- 1.1 Il presente documento per la consultazione si inquadra nel procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, per il periodo di regolazione 2012 – 2015, avviato dall'Autorità con la deliberazione ARG/elt 6/11.
- 1.2 Nell'ambito del procedimento sulle tariffe che si svolge in parallelo con il procedimento sulla qualità dei servizi avviato, con la deliberazione ARG/elt 149/10, sono già stati emanati i seguenti documenti per la consultazione:
 - DCO 5/11, in materia di incremento della potenza prelevabile per le utenze elettriche domestiche (consultazione conclusasi il 29 aprile 2011);
 - DCO 13/11, in materia di regolamentazione dei prelievi di energia reattiva (consultazione conclusasi il 30 giugno 2011);
 - DCO 29/11 in materia di criteri per la determinazione dei costi riconosciuti (consultazione che si conclude il 30 settembre 2011).
- 1.3 Il DCO 29/11, oltre a esporre i criteri per la determinazione dei costi riconosciuti, precisa l'inquadramento generale del procedimento sulle tariffe dei servizi elettrici ai fini dell'AIR e individua gli ambiti e gli obiettivi generali d'intervento delle opzioni/proposte di regolazione per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica. Pertanto, si rimanda alla Parte I di detto documento per una rassegna generale degli interventi previsti dall'Autorità in vista del quarto periodo di regolazione delle tariffe elettriche e per una più dettagliata illustrazione dello sviluppo del procedimento.
- 1.4 Il presente documento espone gli orientamenti dell'Autorità in relazione ai meccanismi di regolazione mirati al perseguimento dell'obiettivo generale dell'adeguatezza, efficienza e sicurezza delle infrastrutture di rete. Più in dettaglio, il documento affronta le tematiche inerenti i meccanismi di incentivazione (ivi inclusi i meccanismi di garanzia dei ricavi) finalizzati alla promozione degli investimenti per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.
- 1.5 Il documento oltre a richiamare il contesto normativo di riferimento, descrive gli obiettivi specifici, le opzioni di regolazione e le ulteriori proposte riguardanti gli argomenti in materia di incentivazione degli investimenti.
- 1.6 Le proposte finali in relazione a tali tematiche saranno contenute nel documento conclusivo, la cui emanazione è prevista nel mese di novembre del corrente anno (cfr. Figura 4 del DCO 29/11).

2 Quadro normativo di riferimento

- 2.1 Ai fini del presente documento, oltre a rimandare al quadro normativo di riferimento delineato nel capitolo 4 del DCO 29/11, si ritiene utile richiamare ed approfondire alcuni recenti sviluppi della legislazione comunitaria e nazionale che assumono particolare interesse.

- 2.2 In particolare, si ritiene utile evidenziare come la normativa tanto comunitaria, quanto nazionale, abbia di recente attribuito alle reti elettriche nuovi obiettivi, per molti versi innovativi, con riferimento al raggiungimento degli obiettivi del cosiddetto *Green Package*.
- 2.3 Significativa, in tale prospettiva, la Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle regioni recante “Priorità per le infrastrutture energetiche per il 2020 e oltre. Piano per una rete energetica europea integrata” del 17 novembre 2010, dove si sottolinea la necessità di garantire lo sviluppo e l’ammodernamento delle infrastrutture energetiche europee:
- “Le reti elettriche devono essere ammodernate per soddisfare la domanda crescente dovuta ad un profondo cambiamento dell’insieme della catena di valore e dei mix energetici, ma anche alla moltiplicazione delle applicazioni e delle tecnologie che dipendono dall’elettricità come fonte di energia (pompe di calore, veicoli elettrici, idrogeno e celle a combustibile...). È anche urgente estendere e ammodernare le reti per trasportare e bilanciare l’elettricità prodotta da fonti rinnovabili, che dovrebbe più che raddoppiare nel periodo 2007-2020”;
 - “Lo sviluppo dell’infrastruttura energetica permetterà all’UE non soltanto di dotarsi di un mercato interno dell’energia correttamente funzionante, ma le consentirà anche di rafforzare la sicurezza dell’approvvigionamento, di integrare le fonti rinnovabili e di accrescere l’efficienza energetica. Ai consumatori permetterà di beneficiare delle nuove tecnologie e dell’uso efficiente dell’energia.”
- 2.4 A questo si aggiunga Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle regioni recante “Reti intelligenti: dall’innovazione all’introduzione” del 14 aprile 2011 nella quale si sottolinea che:
- “Senza una seria ottimizzazione delle reti e dei sistemi di misurazione attuali, la produzione di energia da fonti rinnovabili arriverà a un punto di stallo, la sicurezza delle reti sarà compromessa, si perderanno varie opportunità per realizzare l’efficienza e il risparmio energetico e, infine, il mercato interno dell’energia si svilupperà a un ritmo molto più lento”;
 - “I vantaggi delle reti intelligenti sono ormai riconosciuti. Si tratta di reti che riescono a gestire un’interazione e una comunicazione diretta tra i consumatori (famiglie o imprese), gli altri utenti della rete e i fornitori di energia e che offrono al consumatore possibilità senza precedenti di controllo e gestione diretta dei modelli di consumo individuale, fornendo nel contempo forti incentivi ad utilizzare l’energia in modo efficiente quando, ad esse, si associa un sistema di tariffazione basato sugli orari di consumo. Una rete gestita meglio e in modo più mirato è anche più sicura e meno costosa. Le reti intelligenti, che saranno l’asse portante del futuro sistema energetico senza emissioni di CO₂, permetteranno di sfruttare enormi volumi di energia rinnovabile – sia offshore che terrestre – e di integrare nel sistema anche i veicoli elettrici, continuando oltretutto ad offrire la possibilità di produrre elettricità in modo convenzionale e a garantire l’adeguatezza del sistema energetico”.
- 2.5 A livello nazionale, con il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (di seguito: dlgs n. 28/11) e il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: dlgs n. 93/11), ha trovato attuazione la normativa comunitaria (direttiva 2009/28/CE e direttiva 2009/72/CE) di maggior rilievo in relazione alle tematiche sopra segnalate.

- 2.6 I citati decreti legislativi, con riferimento alle reti di trasmissione dell'energia elettrica, introducono importanti novità legislative prevedendo, tra l'altro, che:
- a) venga prevista un'apposita sezione del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale (RTN), predisposto dal gestore della rete di trasmissione nazionale, che individui gli interventi necessari per assicurare l'immissione e il ritiro integrale dell'energia prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile già in esercizio (art. 17, comma 2, dlgs n. 28/11);
 - b) al fine di facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili, il Piano di sviluppo della RTN possa includere sistemi di accumulo dell'energia elettrica (art. 17, comma 3, dlgs n. 28/11) che, nel caso di sistemi di accumulo diffusi a batterie, possono essere realizzati e gestiti dal gestore del sistema di trasmissione nazionale o dai gestori del sistema di distribuzione (art. 36, comma 4, del dlgs n. 93/11);
 - c) l'Autorità assicuri che la remunerazione degli investimenti per la realizzazione e la gestione delle opere di cui alle precedenti lettere a) e b), tenga adeguatamente conto dell'efficacia ai fini del ritiro dell'energia da fonti rinnovabili, della rapidità di esecuzione ed entrata in esercizio delle opere, anche con differenziazioni per zone di mercato e tecnologie di accumulo (art. 17, comma 4, dlgs n. 28/11);
 - d) il Piano di sviluppo della RTN debba essere sottoposto alla valutazione dell'Autorità, valutazione che dovrà essere tenuta in conto ai fini dell'approvazione del medesimo Piano da parte del Ministero dello sviluppo economico (art. 36, commi 12 e 13, del dlgs 93/11).
- 2.7 I medesimi decreti legislativi, con riferimento a distribuzione dell'energia elettrica e misura, dispongono tra l'altro che:
- a) l'Autorità stabilisca criteri in base ai quali le imprese elettriche ottimizzino l'uso dell'energia elettrica anche introducendo sistemi di misurazione e reti intelligenti (art. 35, comma 5, dlgs n. 93/11);
 - b) ai distributori di energia elettrica che effettuino interventi di ammodernamento secondo i concetti di *smart grid* (consistenti prioritariamente in sistemi per il controllo, la gestione e la regolazione dei carichi e delle unità di produzione, ivi inclusi i sistemi di ricarica delle auto elettriche) nel rispetto delle caratteristiche definite dall'Autorità, spetta una maggiorazione della remunerazione del capitale investito per tali interventi (art. 18, commi 1 e 2, dlgs n. 28/11);
 - c) le imprese distributrici rendano pubblico annualmente il proprio piano di sviluppo, predisposto in coordinamento con il gestore della rete di trasmissione nazionale e in coerenza con il Piano di Sviluppo della RTN, anche al fine di favorire lo sviluppo coordinato della rete e degli impianti di produzione (art. 18, comma 3, dlgs n. 28/11);
 - d) il distributore possa realizzare e gestire sistemi di accumulo diffusi a batterie (art. 36, comma 4, del dlgs n. 93/11)¹.

¹ Cfr. precedente paragrafo 2.6

3 I meccanismi di incentivazione vigenti nel periodo di regolazione 2008-2011

Introduzione

- 3.1 I *black out* verificatisi nel 2003 e le dinamiche ancora non pienamente concorrenziali dei mercati hanno determinato, a partire dal 2004, una forte attenzione dell’Autorità per lo sviluppo delle reti, indispensabili per garantire l’offerta necessaria per consentire il pieno dispiegarsi della concorrenza nei mercati e per assicurare un servizio qualitativamente adeguato al cliente finale. Il controllo esercitato sulle infrastrutture da operatori verticalmente integrati, interessati a “proteggere” dalle pressioni concorrenziali (anche prospettive) i propri impianti di produzione, aveva infatti in precedenza orientato e limitato le scelte di investimento degli operatori di rete creando problemi di congestioni, sicurezza e precludendo lo sviluppo concorrenziale dei mercati.
- 3.2 Inoltre, alcuni aspetti conseguenti alla liberalizzazione quali la separazione delle funzioni di generazione e trasmissione, la competizione nel settore della generazione, la penetrazione della generazione distribuita e la c.d. “domanda attiva” hanno modificato e reso più complessi i processi di pianificazione dei sistemi di trasmissione e distribuzione e, specularmente, hanno posto in capo al regolatore l’esigenza di individuare strumenti innovativi di regolazione incentivante finalizzati a fornire i corretti segnali ai gestori delle reti. In tale prospettiva, la regolazione è, dunque, chiamata a favorire il coordinamento tra le diverse fasi della filiera elettrica al fine di recuperare pienamente quelle efficienze da coordinamento che erano proprie del preesistente assetto verticalmente integrato².
- 3.3 Nel presente capitolo è delineato, in termini sintetici e con finalità di tipo puramente ricognitivo, il quadro dei meccanismi di incentivazione tariffaria (inclusi i meccanismi di garanzia dei ricavi) rispettivamente dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica in vigore fino al 31 dicembre 2011 ed oggetto di revisione nel procedimento oggetto della presente consultazione. Tale rassegna è abbinata ad una sintetica analisi delle altre forme di incentivazione non tariffarie previste dalla regolazione i cui effetti si esplicano sui medesimi servizi (regolazione della qualità del servizio³, meccanismi di incentivazione alla gestione efficiente del mercato del dispacciamento⁴ e incentivazione sulla previsione del fabbisogno di capacità produttiva a lungo termine⁵).

Trasmissione dell’energia elettrica

- 3.4 Il servizio di trasmissione dell’energia elettrica prevede attualmente i seguenti meccanismi tariffari finalizzati a promuovere gli investimenti infrastrutturali:
- a) maggiorazione del rendimento base (WACC) riconosciuto sul capitale investito, limitatamente ad alcune categorie dei nuovi investimenti entrati in esercizio (di seguito: maggiorazione del WACC), disciplinato dall’articolo 19 del TIT⁶;
 - b) incentivo all’accelerazione degli investimenti di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, introdotto con l’articolo 3 della deliberazione ARG/elt 188/08 e disciplinato con deliberazione ARG/elt 87/10;
 - c) meccanismo di garanzia dei ricavi, introdotto con l’articolo 4 della deliberazione ARG/elt 188/08.

² Cfr. *Presentazione della Relazione del Presidente sullo stato dei servizi e sull’attività svolta*, 6 luglio 2011, pag. 10.

³ Deliberazione n. 333/07 e deliberazione n. 341/07.

⁴ Deliberazione n. 351/07, deliberazione ARG/elt 206/08 e deliberazione ARG/elt 213/09.

⁵ L’introduzione di tale meccanismo è prevista dalla deliberazione ARG/elt 98/11.

⁶ TIT è l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07.

Maggiorazione del WACC

- 3.5 Il meccanismo di maggiorazione del WACC, attivo nel periodo 2008-2011 (comma 19.6 del TIT), prevede che agli interventi di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione, entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007, sia riconosciuta una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito, per le relative durate, in base alla seguente classificazione delle tipologie di investimento:
- I=1: investimenti di rinnovo, investimenti derivanti da obblighi normativi, incrementi di immobilizzazioni in corso ed altri investimenti diversi da quelli di cui alle successive lettere b) e c): 0%;
 - I=2: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto non riconducibili alla successiva tipologia I=3 e investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03: 2% per 12 anni;
 - I=3 investimenti di sviluppo della capacità di trasporto volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato, le congestioni intrazonali e gli investimenti volti ad incrementare la *Net Transfer Capacity (NTC)* sulle frontiere elettriche: 3% per 12 anni.
- 3.6 Tale meccanismo, come ricordato anche nella Relazione AIR alla deliberazione n. 348/07⁷, è stato introdotto come affinamento del precedente meccanismo in vigore nel periodo 2004-2007, che prevedeva una maggiorazione (+2%)⁸ indifferenziata del tasso di remunerazione per tutti i nuovi investimenti di sviluppo della RTN. In particolare, l'intervento mirava a far sì che l'incentivazione risultasse differenziata in funzione dei benefici derivanti al sistema dal singolo investimento.
- 3.7 Nell'impossibilità tecnica di sviluppare in tempi rapidi (compatibili con l'avvio del periodo regolatorio 2008-2011) un indicatore in grado di misurare in maniera precisa ed oggettiva i benefici derivanti al sistema dal singolo investimento, l'Autorità aveva pertanto deciso di attivare uno schema di incentivi differenziati (come descritto al precedente paragrafo 3.6), in analogia con quanto previsto nel settore del trasporto gas.
- 3.8 Alla maggiorazione del WACC l'Autorità ha, infine, deciso di associare un meccanismo di responsabilizzazione del soggetto regolato, prevedendo la limitazione del riconoscimento dei costi ambientali⁹ e/o compensativi¹⁰ sostenuti dal concessionario del servizio¹¹. Il meccanismo prevede una riduzione del tasso di remunerazione del capitale investito, nel caso in cui i costi ambientali e compensativi sostenuti dall' esercente siano superiori al livello efficiente individuato dall'Autorità (fissato pari al 6% dei costi infrastrutturali pertinenti all'investimento specifico). In particolare, alla quota di costi compensativi e/o ambientali eccedente il livello efficiente, è applicato un tasso di remunerazione ridotto, pari al costo del capitale di debito (4,9%, per il periodo regolatorio 2008-2011).

Incentivazione all'accelerazione degli investimenti

- 3.9 Il meccanismo di incentivo all'accelerazione degli investimenti è stato introdotto (in forma sperimentale per il periodo 2010-2011) al fine di promuovere l'accelerazione dell'entrata in

⁷ Vedi Relazione AIR alla deliberazione n. 348/07, capitolo 20.

⁸ Per gli investimenti di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione entrati in esercizio dopo tra il 2004 e il 31 dicembre 2007, ai sensi della deliberazione n. 348/07 è previsto il mantenimento di una maggiorazione del tasso di remunerazione pari al 2%, fino al 31 dicembre 2019.

⁹ Per costi ambientali si intendono i costi capitalizzati endogeni al servizio (ad es. varianti di progetto che comportino soluzioni più onerose del preventivato) conseguenti a normative nazionali o locali.

¹⁰ Per costi compensativi si intendono i costi capitalizzati compensativi, esogeni al servizio (ad es. opere di miglioria di aree pubbliche concordate con gli enti locali che ospitano le infrastrutture di rete) conseguenti a normative nazionali o locali.

¹¹ Cfr. par. 20.10 e successivi della Relazione AIR alla deliberazione n. 348/07.

esercizio di nuove infrastrutture di trasmissione strategiche per lo sviluppo della concorrenza.

3.10 La deliberazione dell'Autorità 11 giugno 2010, ARG/elt 87/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 87/10) ha disciplinato in dettaglio tale meccanismo (ad accesso facoltativo) che risulta composto da due schemi incentivanti tra loro complementari ed integrati:

- a) il riconoscimento della maggior remunerazione (+3%) anche sulle immobilizzazioni in corso relative agli investimenti rientranti nella categoria I=3, a fronte del raggiungimento di predeterminate *milestone*¹² di sviluppo (fissate dall'Autorità su proposta dell'operatore ed afferenti gli interventi di cui al successivo punto b));
- b) un meccanismo che, in relazione ad un insieme di interventi di particolare rilievo strategico, individuati *ex-ante* dall'Autorità su proposta dell'operatore, prevede l'applicazione di premi o penalità economiche in funzione dell'anticipo o del ritardo rispetto alla data obiettivo prevista per il completamento di ogni singolo intervento (qualora l'operatore incorra in penalità, è inoltre tenuta anche alla restituzione delle maggiori remunerazioni già riconosciute sulle immobilizzazioni in corso degli interventi oggetto del ritardo).

3.11 La deliberazione ARG/elt 87/10 (comma 11.1) ha previsto che il periodo di regolazione di prima applicazione del meccanismo faccia riferimento agli anni 2012-2015 e che il meccanismo stesso sia applicato in via sperimentale al periodo regolatorio in corso (2008-2011)¹³. In particolare, nel periodo transitorio ha trovato applicazione il solo schema incentivante di cui al precedente paragrafo 3.10, lettera a), mentre non è stata attivata la parte relativa al meccanismo premi/penalità.

3.12 Più in dettaglio (a regime) il meccanismo prevede che:

- entro il 31 gennaio del primo anno di ogni periodo di regolazione l'operatore possa sottoporre all'Autorità una proposta di interventi (intesi come singole attività in cui si articola il Piano di Sviluppo della rete di trasmissione nazionale), con preferenza per gli interventi prioritari e quelli inseriti nel piano minimo, in relazione ai quali fissare le *milestone* e le date obiettivo di completamento rilevanti per l'attivazione dei due schemi di incentivazione sopra richiamati;
- per ciascuno degli interventi ricompresi nella proposta, oltre alla data obiettivo dell'intervento, e alle *milestone* previste, debba essere indicato il costo complessivo dell'intervento e quello associato a ciascuna *milestone*, con l'esclusione delle *milestone* autorizzative per le quali è previsto un valore convenzionale;
- la proposta è valutata dall'Autorità sulla base della rilevanza strategica degli interventi, della completezza e adeguatezza delle informazioni fornite e della ragionevolezza delle tempistiche di entrata in servizio previste e, tenuto conto di eventuali osservazioni formulate dal Ministero, è approvata definendo, per ciascun intervento:
 - la data obiettivo e le modalità di accertamento del suo conseguimento;
 - le *milestone* e le relative modalità di accertamento;

¹² *Milestone* sono le date (anno) di un obiettivo intermedio di un intervento di sviluppo, fissate dall'Autorità e rappresentative del raggiungimento e/o entrata in esercizio di elementi significativi o rilevanti dell'intervento medesimo e le *milestone* autorizzative (cfr definizioni di cui alla deliberazione ARG/elt 87/10)

¹³ Cfr. deliberazione dell'Autorità 5 agosto 2010, ARG/elt 130/10.

- il valore convenzionale di ogni *milestone*, sulla base del prodotto del valore economico della *milestone* stessa e del valore assunto dall'indice IP¹⁴ del relativo intervento.
- su base annuale, l'Autorità verifica in ciascun anno *n* le *milestone* effettivamente conseguite nell'anno *n-1*; qualora la quota delle *milestone* conseguite, pesate secondo il valore convenzionale alle medesime assegnato, raggiunga almeno il 70% del valore convenzionale di tutte le *milestone* previste per il medesimo anno *n-1*, all'operatore è riconosciuta la maggior remunerazione sulle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre dell'anno *n-2*, limitatamente agli investimenti afferenti la categoria I3;
 - l'Autorità verifica il rispetto delle date obiettivo di completamento dei vari interventi e nel caso in cui:
 - la data di entrata in esercizio dell'intervento risulti antecedente rispetto alla data obiettivo di almeno 6 mesi, all'operatore è riconosciuto, per il numero di anni e frazioni di anno di anticipo, calcolati su base mensile, un premio *una tantum* di importo pari al prodotto della maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito di cui al comma 19.6 lettera c) del TIT (3%) per il capitale investito netto afferente l'intervento;
 - la data di entrata in esercizio dell'intervento risulti successiva rispetto alla data obiettivo di oltre 12 mesi, all'operatore è applicata per il numero di anni e frazioni di anno di ritardo, calcolati su base mensile, una penalità *una tantum* pari al prodotto della maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito di cui al comma 19.6 lettera c) del TIT (3%) per il capitale investito netto afferente l'intervento; in tal caso è inoltre prevista la restituzione della maggior remunerazione riconosciuta per effetto del meccanismo delle *milestone* sulle immobilizzazioni in corso afferenti l'intervento entrato in esercizio in ritardo, opportunamente rivalutata;

3.13 Occorre, infine, segnalare che la regolazione prevede la possibilità per il gestore della rete di trasmissione nazionale di proporre, una volta l'anno, modifiche alla proposta approvata ad inizio periodo regolatorio, nei limiti di quanto stabilito puntualmente dall'articolo 6 della deliberazione ARG/elt 87/10: inserimento di nuovi interventi, posticipo di scadenze per effetto di ritardi amministrativi, esclusione di interventi per cause di forza maggiore.

Meccanismo di garanzia dei ricavi

3.14 Con la citata deliberazione ARG/elt 188/08 l'Autorità, in considerazione della particolare congiuntura economica, ha ritenuto opportuno attuare un intervento teso a limitare la rischiosità connessa a possibili forti oscillazioni della domanda di energia elettrica che avrebbero potuto, in circostanze limite, mettere a rischio il piano di investimenti sulla rete di trasmissione nazionale.

3.15 In tale prospettiva, tenuto conto della necessità di bilanciare rischi e opportunità in capo a imprese e clienti finali, ha introdotto un meccanismo di garanzia dei ricavi di trasmissione, ad accesso facoltativo da esercitarsi entro il 31 marzo 2009 e applicabile, se attivato, alla restante parte del periodo di regolazione (anni 2009-2011). Tale meccanismo consente all'impresa di trasporto di non risentire, in termini di variazione del ricavo, delle oscillazioni della domanda eccedenti la soglia fisiologica dello 0,5%.

¹⁴ IP è l'indice reso disponibile dall'impresa concessionaria del servizio di trasmissione nell'ambito dell'analisi costi-benefici allegata al Piano di Sviluppo della RTN, secondo quanto previsto dal comma 9.2 del decreto 20 aprile 2005. Tale indice è previsto che venga utilizzato in attesa dello sviluppo di un nuovo indice, più mirato alla valutazione dei benefici di sistema conseguenti all'intervento, denominato IE (Cfr. articolo 1, deliberazione ARG/elt 87/10).

- 3.16 Più in dettaglio, il meccanismo, a cui il gestore della rete di trasmissione nazionale ha deciso di aderire¹⁵, prevede che il ricavo spettante all'operatore in ciascun anno del periodo regolatorio, a partire dal 2009, sia pari al prodotto tra:
- le tariffe in vigore in ciascun anno;
 - i volumi di energia elettrica effettivamente trasportati in ciascun anno, salvo che tali volumi risultino inferiori o superiori di oltre lo 0,5% del volume preso a riferimento ai fini della determinazione delle tariffe di trasmissione per l'anno 2009. In tal caso il volume da utilizzare per determinare il ricavo spettante è il volume 2009 ridotto o maggiorato dello 0,5%, a seconda dei casi.

Meccanismi di incentivazione non tariffaria: qualità del servizio¹⁶

- 3.17 Con la deliberazione 27 dicembre 2007, n. 341/07 (di seguito: deliberazione n. 341/07), l'Autorità ha introdotto in via sperimentale la regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011 prevedendo i seguenti strumenti:
- regolazione premi-penalità della qualità del servizio di trasmissione (articoli 3-9 dell'Allegato A alla deliberazione n. 341/07);
 - valorizzazione dei servizi resi dalle imprese distributrici per la continuità e relativa decurtazione a seguito di mancati adempimenti ad ordini di manovra in occasione di disalimentazioni (articoli 10 e 10bis dell'Allegato A alla deliberazione n. 341/07¹⁷);
 - penalità per interruzioni eccedenti lo standard di durata di 2 ore, previste dall'Allegato A alla deliberazione 19 dicembre 2007, n. 333/07, recante il Testo integrato della qualità dei servizi elettrici (di seguito: TIQE);
 - compartecipazione alle penalità previste dalla regolazione individuale del numero annuo di interruzioni per utenti delle reti di distribuzione in media tensione (Titolo 5 della parte I del TIQE, in particolare il comma 34.9);
 - compartecipazione ai rimborsi ai clienti finali alimentati in media e bassa tensione (di seguito: MT e BT) per interruzioni di durata prolungata (Titolo 7 della parte I del TIQE, in particolare il comma 46.2).
- 3.18 Ai fini della presente consultazione, di particolare interesse appare la regolazione incentivante relativa al meccanismo di premi e penalità di cui alla lettera a) del precedente paragrafo. Tale regolazione, in particolare, si basa sulla *performance* effettiva del gestore della rete di trasmissione nazionale in termini di continuità e fa riferimento a tre indicatori di continuità del servizio:
- energia non fornita di riferimento (ENSR), determinata mediante somma dell'energia non fornita in tutti gli eventi che hanno interessato la RTN e con l'applicazione di una funzione di smussamento e saturazione per trattare gli incidenti rilevanti;
 - numero di disalimentazioni per utente direttamente connesso alla RTN (NDU), valutato per tutti i tipi di utenti e per ciascuna Area Operativa del gestore della rete di trasmissione nazionale;
 - quota di utenti RTN senza disalimentazioni QSD, valutato sia per l'intera rete sia per ciascuna Area Operativa del gestore della rete di trasmissione nazionale.

¹⁵ Cfr. deliberazione dell'Autorità 25 ottobre 2010, ARG/elt 186/10.

¹⁶ Per un'analisi più approfondita si rimanda al DCO 20/11, emanato nell'ambito del parallelo processo di consultazione in materia di qualità del servizio.

¹⁷ Come modificato ed integrato dalla deliberazione 28 giugno 2010, ARG/elt 99/10. Le disposizioni di tale deliberazione sono descritte nel capitolo 5 del presente DCO, riguardante i servizi di mitigazione.

- 3.19 Il meccanismo prevede che il gestore della rete di trasmissione nazionale riceva premi o subisca penalità in ragione della propria performance rispetto ad obiettivi definiti *ex-ante* dall'Autorità rispetto a ciascuno agli indicatori sopra individuati, salvo le franchigie previste dalla medesima regolazione.
- 3.20 Sono inoltre previsti meccanismi di contenimento del rischio i quali prevedono che l'ammontare massimo dei premi annui è pari al 2% dei ricavi annui riconosciuti per il servizio di trasmissione e l'ammontare massimo delle penalità è pari all'1,5% dei medesimi ricavi.
- 3.21 Il meccanismo premi-penalità, come già segnalato al paragrafo 3.17, è affiancato da una serie di ulteriori strumenti, anch'essi miranti a indurre l'operatore a migliorare la qualità del servizio, che pongono di fatto in capo allo stesso operatore potenziali oneri a fronte di disservizi di propria responsabilità¹⁸.

Meccanismi di incentivazione non tariffaria: incentivo sul dispacciamento

- 3.22 La deliberazione 29 dicembre 2008, ARG/elt 206/08 ha introdotto un nuovo meccanismo di incentivazione basato su premi e penali per il gestore della rete di trasmissione nazionale in relazione all'attività di dispacciamento che va ad integrare lo schema incentivante previsto a partire dall'anno 2008 dalla deliberazione 29 dicembre 2007, n. 351/07. I meccanismi di premi e penalità per l'operatore, correlati ai quantitativi delle risorse approvvigionate nel mercato per i servizi di dispacciamento (di seguito: MSD), sono stati poi completati ed estesi prima all'anno 2009 e poi, con la deliberazione 29 dicembre 2009, ARG/elt 213/09, al triennio 2010-2012.
- 3.23 Lo schema di incentivi e penalità predisposto dall'Autorità mira ad ottenere da parte del gestore una maggiore efficienza nell'approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento attraverso l'implementazione di una pluralità di interventi tra i quali potrebbero rientrare anche interventi di sviluppo della rete atti a ridurre le congestioni intrazonali.
- 3.24 Ciò considerato, il meccanismo di remunerazione incentivante attualmente previsto nell'ambito dell'attività di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento è un meccanismo pluriennale di premi e penali che prevede:
- un premio unitario nel caso in cui il quantitativo delle risorse approvvigionate nel mercato dei servizi di dispacciamento sia inferiore ad un livello obiettivo minimo; il premio è dimensionato così da risultare intermedio tra l'onere sostenuto dal gestore della rete di trasmissione nazionale per raggiungere il risultato richiesto e il beneficio atteso dal sistema nel suo complesso in termini di costo delle risorse che non è stato necessario approvvigionare nell'MSD e utilizza come variabile per misurare la prestazione del gestore l'entità delle risorse approvvigionate dal medesimo nel MSD;
 - un livello massimo di penalità applicate al gestore in caso di aumento dell'entità delle risorse approvvigionate nel MSD, rispetto al livello dell'obiettivo minimo.
- 3.25 Il meccanismo di incentivazione, che sarà riconsiderato nel corso del 2012, a valere sugli anni successivi, in funzione della sua efficacia e della sua potenziale sovrapposizione con altri meccanismi incentivanti, tiene in opportuna considerazione il maggior beneficio connesso ad una riduzione della costrizione imposta ai programmi di produzione da parte di impianti da fonti rinnovabili non programmabili e, in particolare, da fonte eolica – costrizione che, per natura stessa di queste fonti, consiste in una riduzione della loro

¹⁸ Per un'analisi dettagliata di tali meccanismi si rimanda ai capitoli 6 e successivi del DCO 20/11

produzione; a tal fine, la variazione dell'entità delle risorse approvvigionate dal gestore della rete di trasmissione nazionale per la gestione in sicurezza del sistema ha maggiore peso se detta variazione è riferita alle riduzioni imposte ai programmi di produzione degli impianti eolici.

Distribuzione dell'energia elettrica

- 3.26 Il servizio di distribuzione dell'energia elettrica prevede attualmente i seguenti meccanismi tariffari finalizzati a promuovere gli investimenti:
- a) maggiorazione del rendimento base (WACC) riconosciuto sul capitale investito, limitatamente ad alcune categorie dei nuovi investimenti entrati in esercizio, disciplinato dall'articolo 11 del TIT;
 - b) meccanismo di garanzia dei ricavi da contributi di connessione a *forfait*, introdotto con la deliberazione ARG/elt 203/09.

Maggiorazione del WACC

- 3.27 A partire dal 2008, con la deliberazione 348/07, anche per la distribuzione è stato attivato un meccanismo tariffario finalizzato alla promozione di particolari tipologie di investimento ritenute utili per lo sviluppo e l'efficienza delle infrastrutture della rete di distribuzione e per le quali si è ritenuto che la regolazione incentivante della qualità del servizio possa fornire incentivi insufficienti. Tale meccanismo si rifà alla logica della maggiorazione del WACC già descritta in relazione al servizio di trasmissione.
- 3.28 L'articolo 11 del TIT, in particolare, ha disposto che il tasso di remunerazione complessivo associato al singolo investimento incentivato è dato dalla somma del tasso di remunerazione base (pari al 7% nel periodo regolatorio 2008-2011) e di un'extraremunerazione pari al 2%, in relazione ad alcune specifiche categorie di investimento.
- 3.29 Più in dettaglio, la maggiorazione sopraccitata è stata riconosciuta, per le relative durate, alle seguenti tipologie di investimento (comma 11.4 del TIT):
- a) D=1 investimenti relativi alla realizzazione di nuove stazioni di trasformazione AT/MT: per 8 anni;
 - b) D=2 investimenti di sostituzione dei trasformatori esistenti nelle cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite; installazione di nuovi trasformatori a basse perdite in cabine di trasformazione MT/BT esistenti o di nuova realizzazione: per 8 anni¹⁹;
 - c) D=3 investimenti di cui alla precedente lettera a) la cui realizzazione determini almeno due nuovi lati di maglia sul lato AT delle medesime stazioni: per 12 anni;
 - d) D=4 investimenti in sistemi di automazione, protezione e controllo di reti attive MT (*smart grids*): per 12 anni.
- 3.30 In merito all'incentivazione alle *smart grid*, il TIT ha in particolare previsto l'attivazione di una serie di progetti pilota finalizzati a sperimentare l'introduzione di tecnologie innovative che possano integrare in modo intelligente il comportamento e le azioni di tutti gli utenti connessi alla rete stessa (generatori, consumatori finali e punti misti) allo scopo di assicurare la fornitura di energia elettrica in modo efficiente, sostenibile e sicuro.
- 3.31 Ai sensi del comma 11.7 del TIT, l'Autorità ha quindi definito, con la delibera 25 marzo 2010, ARG/elt 39/10 (come successivamente modificata e integrata) la procedura e i criteri

¹⁹ La definizione della tipologia di investimento D2 è stata così modificata con deliberazione ARG/elt 103/10.

di selezione degli investimenti relativi a *smart grid*. La procedura ha portato all'ammissione al trattamento incentivante di otto progetti pilota²⁰

- 3.32 Gli esiti delle sperimentazioni saranno resi pubblici dall'Autorità e concorreranno alla formulazione di una più mirata regolazione incentivante degli investimenti connessi alla evoluzione delle reti di distribuzione verso il modello della *smart grid*.

Meccanismo di garanzia dei ricavi da contributi di connessione a *forfait*

- 3.33 Analogamente a quanto già illustrato per il servizio di trasmissione, in considerazione della particolare congiuntura economica, l'Autorità nel 2009, con deliberazione ARG/elt 203/09 (articolo 1), ha ritenuto di attivare (a valere sul biennio 2010-2011) un meccanismo facoltativo di perequazione, destinato alle imprese distributrici, a garanzia del ricavo da contributi per il servizio di connessione, in analogia con il meccanismo di garanzia dei ricavi di trasmissione, introdotto con la deliberazione ARG/elt 188/08.
- 3.34 I contributi di connessione a *forfait*, ai fini delle determinazioni tariffarie per il terzo periodo di regolazione, sono stati convenzionalmente destinati a copertura dei costi operativi; di conseguenza, in presenza di contrazioni anomale dei medesimi (dovuti ad esempio ad una forte ed inattesa contrazione della domanda in caso di congiuntura economica molto sfavorevole), gli ordinari meccanismi di aggiornamento tariffario annuale non consentono di bilanciare tale effetto, con possibili riflessi negativi sul livello di remunerazione delle imprese distributrici e, di conseguenza, sulla capacità di investimento da parte delle medesime imprese.
- 3.35 Il meccanismo di garanzia dei ricavi da contributi di connessione a *forfait* ha dunque introdotto la possibilità per le imprese distributrici di accedere, per il biennio 2010-2011, ad un meccanismo di riallineamento dei ricavi da contributi di connessione a *forfait* effettivamente realizzati, con il livello di ricavo associato ai medesimi contributi, utilizzato ai fini delle determinazioni tariffarie alla base della deliberazione n. 348/07, corretto per tener conto del *price-cap* e con l'applicazione di una franchigia simmetrica, pari allo 0,5%.

Meccanismi di incentivazione non tariffaria: qualità del servizio²¹

- 3.36 La normativa riguardante la regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione è definita nella Parte I del TIQE, al Titolo 4 e Titolo 5. I tre meccanismi incentivanti attualmente in vigore e rilevanti ai fini della presente consultazione sono i seguenti:
- a) la regolazione incentivante della durata delle interruzioni senza preavviso lunghe e del numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi, finalizzate ai recuperi di continuità del servizio;
 - b) gli standard e gli indennizzi automatici per i clienti alimentati in media tensione in relazione al numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe;
 - c) gli standard e gli indennizzi automatici per i clienti finali alimentati in media e bassa tensione che subiscono interruzioni di lunga durata.
- 3.37 Più in dettaglio con riferimento al meccanismo di cui alla lettera a), la regolazione incentivante per ambiti territoriali della durata delle interruzioni senza preavviso lunghe e del numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi, è basata sulla determinazione di livelli tendenziali di continuità del servizio, per ogni anno del periodo regolatorio,

²⁰ Cfr. deliberazione ARG/elt 12/11 e deliberazione ARG/elt 61/11. Per una descrizione sintetica dei progetti e della valutazione dei medesimi si veda in particolare l'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 12/11.

²¹ Per un'analisi più approfondita si rimanda al DCO 15/11, emanato nell'ambito del parallelo processo di consultazione in materia di qualità del servizio.

differenziati per ambito territoriale in relazione al livello effettivo misurato all'inizio del periodo di regolazione e "convergenti verso livelli obiettivo secondo una funzione di miglioramento"²².

- 3.38 L'Autorità fissa all'inizio del periodo regolatorio i livelli tendenziali relativi a ciascun ambito territoriale e verifica annualmente il raggiungimento di tali livelli; nel caso in cui i livelli effettivi biennali dell'indicatore di durata o numero delle interruzioni conseguiti dalle imprese siano migliori dei livelli tendenziali, l'impresa di distribuzione riceve un incentivo proporzionale: al miglioramento rispetto al livello tendenziale fissato, all'energia distribuita nell'ambito e ad un parametro unitario differenziato in relazione alla distanza tra il livello tendenziale e il livello obiettivo.
- 3.39 Se non sono stati raggiunti i livelli tendenziali l'impresa è tenuta a versare una penalità calcolata secondo le medesime modalità dell'incentivo.
- 3.40 Sono previsti tetti massimi agli incentivi e alle penalità con lo scopo di contenere il rischio economico per le imprese distributrici.
- 3.41 Le interruzioni utilizzate per il calcolo dei livelli biennali oggetto della regolazione incentivante sono quelle di responsabilità dell'impresa distributtrice con origine sulle reti di media e bassa tensione. Sono di norma escluse le interruzioni con origine sulle reti di alta tensione e le interruzioni attribuite a forza maggiore, mentre è facoltà delle imprese distributtrici avvalersi di un meccanismo che includa nella regolazione incentivante anche le interruzioni attribuite a cause esterne.
- 3.42 La regolazione incentivante per le imprese distributtrici di minori dimensioni è gradualmente entrata in vigore nel corso del terzo periodo regolatorio e, oltre a prevedere alcune specificità per il calcolo dei livelli effettivi, prevede un regime di esclusione dalla regolazione incentivante per le imprese distributtrici di minori dimensioni alimentate in antenna.
- 3.43 Per quanto riguarda il meccanismo di cui alla lettera b), la regolazione individuale delle interruzioni senza preavviso lunghe per i clienti MT, introdotta nel 2006, prevede standard specifici sul numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe di responsabilità delle imprese distributtrici, differenziati per grado di concentrazione. In caso di mancato rispetto dello standard specifico l'impresa distributtrice è sottoposta ad una penalità per ogni interruzione che eccede lo standard stesso, fino ad un numero massimo di interruzioni penalizzabili pari a tre volte lo standard specifico²³.
- 3.44 La disciplina relativa agli standard specifici per i clienti alimentati in media tensione è attualmente in vigore per tutte le imprese distributtrici e per i clienti di qualsiasi dimensione, ad esclusione dei punti di consegna di emergenza e dei clienti MT con potenza disponibile inferiore o uguale a 100 kW, con consegna su palo o tramite cabina in elevazione con consegna agli amari²⁴.
- 3.45 Con riferimento, infine alla lettera c) del precedente paragrafo 3.36, il TIQE prevede standard e rimborsi automatici per i clienti finali alimentati in media e bassa tensione che

²² La regolazione incentivante della durata delle interruzioni senza preavviso lunghe è in vigore dall'anno 2000. Dall'anno 2004 è stato adottato un sistema di determinazione dei livelli tendenziali convergenti verso il livello obiettivo da raggiungersi da parte di ogni ambito territoriale entro il 2015. La regolazione incentivante del numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi è in vigore dall'anno 2008 e prevede il raggiungimento del livello obiettivo da parte di ogni ambito territoriale entro il 2019.

²³ Il cliente MT percepisce tale penalità sottoforma di indennizzo automatico, solo se ha il proprio impianto adeguato ai sensi delle delibere dell'Autorità e delle norme CEI.

²⁴ Si tratta di un tipo di cabina a estensione verticale atta a ricevere una linea MT in conduttori aerei nella quale il punto di consegna è individuato in corrispondenza degli ancoraggi meccanici (amarri) della predetta linea MT al manufatto che costituisce la cabina medesima.

subiscono interruzioni di lunga durata. Gli standard di tempo massimo prima del ripristino dell'alimentazione sono definiti, in misura differenziata per grado di concentrazione e per livello di tensione, dalla tabella 8 della Parte I del TIQE. La tabella 9 della Parte I del TIQE definisce i rimborsi automatici a favore dei clienti MT e BT in caso di superamento di tali tempi massimi.

Misura dell'energia elettrica

- 3.46 In relazione al servizio di misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2008-2011 l'Autorità non ha previsto l'attivazione di meccanismi tariffari di incentivazione agli investimenti quali quelli introdotti per trasmissione e distribuzione.
- 3.47 Occorre tuttavia segnalare che il servizio di misura, per effetto delle disposizioni della deliberazione n. 292/06, nel corso del periodo 2008-2011 ha assistito ad un considerevole flusso di nuovi investimenti connessi alla sostituzione (obbligatoria, secondo scadenze disciplinate dal comma 8.1 della deliberazione n. 292/06) dei misuratori elettromeccanici con misuratori elettronici nei punti di prelievo in bassa tensione.
- 3.48 In merito, l'Autorità ha comunque ritenuto opportuno, in una logica di sostegno al processo di rinnovo del parco misuratori in bassa tensione, incrementare la quota di ammortamento riconosciuta in tariffa per il servizio di misura valorizzando la dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici in bassa tensione non ancora completamente ammortizzati per poter procedere all'installazione di nuovi misuratori elettronici compatibili con le disposizioni della deliberazione n. 292/06. Più in dettaglio, al valore della quota di ammortamento riconosciuta per i misuratori BT installati al 31 dicembre 2006 è stata sommata una quota aggiuntiva di ammortamento in relazione ai misuratori in bassa tensione dismessi prima della fine della vita utile standard (pari a 20 anni)²⁵.

4 Il contesto di riferimento, le motivazioni dell'intervento e gli obiettivi perseguiti

- 4.1 Nel presente capitolo vengono descritti e discussi gli elementi di contesto (inclusa l'analisi sintetica degli effetti dei meccanismi attualmente in vigore, illustrati nel precedente capitolo) in relazione ai quali l'Autorità intende affinare e meglio focalizzare la propria strategia di incentivazione degli investimenti in infrastrutture di rete per il settore elettrico. In relazione a tali elementi di contesto vengono quindi illustrate le motivazioni alla base delle proposte dell'Autorità in materia di incentivazione tariffaria degli investimenti, che saranno poi illustrate con maggior dettaglio, separatamente, per trasmissione, distribuzione e misura nei successivi capitoli del presente documento.
- 4.2 Resta inteso che le proposte sviluppate nell'ambito del presente documento restano orientate, in termini generali, agli obiettivi identificati nel DCO 29/11 e, in primo luogo, all'obiettivo generale di promuovere l'adeguatezza, l'efficienza e la sicurezza delle infrastrutture, declinato al paragrafo 6.3 e successivi di tale documento per la consultazione.

Reti elettriche e sviluppo delle fonti rinnovabili

- 4.3 Lo sviluppo tumultuoso della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, cui il sistema elettrico italiano ha assistito negli ultimi anni, anche per effetto della crescente spinta in tale direzione del legislatore comunitario e nazionale nell'ambito della strategia delineata dal cosiddetto *Green Package* (si veda il precedente capitolo 2), rappresenta senza dubbio la

²⁵ Cfr. par. 17.21 e seguenti della Relazione AIR della deliberazione n. 348/07.

sfida di maggior portata e dai contenuti (anche tecnici) maggiormente innovativi cui la regolazione si trova a dover far fronte.

- 4.4 In termini di portata economica della tematica, può essere utile qui segnalare come con l'aggiornamento degli oneri generali previsto per il III trimestre 2011, la componente A3, destinata a finanziare l'incentivazione delle fonti rinnovabili (e per una quota ormai ampiamente minoritaria, inferiore al 18%, le fonti assimilate alle rinnovabili) abbia raggiunto un valore corrispondente ad un gettito complessivo, su base d'anno, di circa 7,5 miliardi di euro, comparabile al gettito tariffario complessivo, a valori 2011, previsto a remunerazione dell'insieme dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica (stimabile in circa 7,3 miliardi di euro/anno, incluso il gettito da connessioni a *forfait*, della componente a copertura dei costi di perequazione UC3 e della componente UC6 che finanzia la qualità del servizio).
- 4.5 In relazione, invece, agli effetti di tale fenomeno sulle reti, l'Autorità, nella "Memoria per l'Audizione alla Commissione Ambiente della Camera dei Deputati nell'ambito dell'Indagine Conoscitiva sulle politiche ambientali in relazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili" del 19 maggio 2011, deliberazione PAS 12/11²⁶, ha segnalato che *"Quello della saturazione delle reti non è un problema solo virtuale. Esistono infatti reti elettriche realmente sature e, pertanto, non in grado di veicolare tutta la produzione elettrica immessa. Il problema si è manifestato soprattutto lungo alcune dorsali appenniniche caratterizzate dalla presenza di numerosi impianti (per lo più eolici) e carichi limitati o nulli. Per risolvere tale problema, occorre sviluppare le reti elettriche e, congiuntamente, valutare la realizzazione di sistemi di accumulo (in particolare i sistemi di pompaggio) che consentano di sfruttare al meglio la rete disponibile"*.
- 4.6 Con riferimento agli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili, l'Autorità, sempre nella PAS 12/11, ha inoltre segnalato che a tali impianti *"non vengono attribuiti i maggiori costi che si verificano qualora l'energia elettrica immessa in rete da essi risulti diversa da quella prevista; tali costi vengono pertanto socializzati. I costi complessivi di dispacciamento attribuibili alle fonti rinnovabili non programmabili, sebbene molto difficili da valutare con precisione, sono comunque significativi, in quanto l'aleatorietà della disponibilità di tali fonti comporta la necessità di impianti sempre disponibili ad entrare in produzione (capacità di riserva). Per contenere la necessità di capacità di riserva, è essenziale, da una parte, promuovere la corretta previsione della produzione di energia elettrica, dall'altra, prevedere che anche gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, compatibilmente con le proprie possibilità tecniche, prestino i c.d. servizi di rete, tra cui la regolazione di potenza attiva e reattiva, la riduzione di potenza, l'insensibilità agli abbassamenti di tensione. Si evidenzia infine che i nuovi strumenti incentivanti previsti dal decreto legislativo n. 28/11 dovrebbero promuovere la gestione degli impianti secondo criteri che tengano conto delle esigenze di sistema. I meccanismi incentivanti di tipo feed in tariff, al contrario, prevedendo il ritiro integrale da parte del GSE dell'energia elettrica immessa, non promuovono una gestione degli impianti secondo tali criteri, scaricando l'onere che ne deriva sulla collettività. Per evitare tale criticità, si potrebbe prevedere, ad esempio, che l'incentivo possa essere parzialmente aumentato o ridotto in funzione delle azioni poste in essere dai produttori per migliorare la gestione delle reti (con particolare riferimento al miglioramento della prevedibilità delle immissioni e alla prestazione dei servizi di rete)"*.
- 4.7 In questa prospettiva, l'Autorità ritiene che la regolamentazione delle reti debba fornire segnali favorevoli allo sviluppo da parte dei gestori di rete di soluzioni, anche

²⁶ Per considerazioni più approfondite e maggiori dettagli si rinvia alla segnalazione PAS 12/11, disponibile sul sito internet dell'Autorità.

tecnologicamente innovative, capaci di contribuire al raggiungimento degli obiettivi di contenimento delle emissioni fissati a livello comunitario e nazionale e, dunque, capaci di massimizzare il contributo delle fonti rinnovabili al fabbisogno energetico nazionale. Ciò, tuttavia, dovrebbe avvenire coordinando al meglio le differenti leve a disposizione del regolatore (tariffarie e non tariffarie), con la finalità di minimizzare il costo complessivamente sostenuto dal sistema per il raggiungimento dei citati obiettivi.

- 4.8 Tale approccio, pertanto, deve essere utilizzato anche per valutare e ponderare l'opportunità, le modalità e l'intensità delle forme di incentivazione da applicare a soluzioni quali lo sviluppo delle *smart grid* o i sistemi di accumulo diffuso tramite batterie.
- 4.9 Non rientra invece tra gli scopi del presente documento per la consultazione affrontare le problematiche regolatorie connesse alla realizzazione e gestione degli impianti di produzione idroelettrica da pompaggio di cui all'articolo 6, comma 35, del dlgs n. 93/11.

Consuntivo dei meccanismi di incentivazione esperiti (2008-2011): trasmissione

- 4.10 Come già segnalato nel DCO 29/11, la politica di incentivazione degli investimenti adottata dall'Autorità a partire dal secondo periodo di regolazione, ha indotto un rapido e sostanziale incremento degli investimenti annui realizzati nella rete di trasmissione nazionale, che nel 2009 sono risultati più che raddoppiati rispetto a quelli effettuati nel 2004 (si veda al proposito la figura 1, pag. 18, del DCO 29/11), arrivando a 800²⁷ milioni di euro. Ciò nonostante, permangono ancora forti criticità sia in termini di congestione sulla rete sia in termini di incremento della riserva necessaria per garantire il dispacciamento delle energie rinnovabili e di maggiori costi per il sistema connessi all'impossibilità di immettere in rete tutta l'energia prodotta da impianti di produzione rinnovabili non programmabili.
- 4.11 I risultati raggiunti in termini di maggiori investimenti in trasmissione, d'altro canto, hanno avuto un significativo riflesso sui costi del servizio (cfr. tabella 2, pag. 18, del DCO 29/11), con una remunerazione dei costi di capitale (remunerazione del capitale investito e ammortamenti, incluso il piano di difesa) che dai circa 715 milioni di euro del 2008²⁸ è passata a circa 920 milioni di euro nel 2011.
- 4.12 I benefici ottenuti con l'incentivazione tariffaria, affiancata progressivamente da meccanismi *output based* in materia di dispacciamento (dal 2008) e di continuità del servizio (con effetti dal 2010), sono comunque di rilievo in termini:
- a) riduzione delle ore di congestione della capacità di trasporto tra le zone;
 - b) riduzione delle quantità approvvigionate dal gestore sull'MSD per i vari meccanismi di dispacciamento;
 - c) riduzione dell'energia non fornita complessiva²⁹.
- 4.13 L'evolvere delle esigenze e degli obiettivi posti dalla normativa primaria, da un lato, e l'esperienza acquisita, dall'altro, impongono comunque che il processo di affinamento dei meccanismi di incentivazione (problematica condivisa con i principali regolatori europei, attualmente impegnati, a diversi stadi, in tale processo) prosegua, anche ricorrendo a sperimentazioni mirate.
- 4.14 L'Autorità, in considerazione a quanto sopra e dando sostanzialmente seguito a quanto già annunciato all'inizio del periodo regolatorio 2008-2011³⁰, in vista del nuovo periodo di regolazione tariffaria del servizio di trasmissione, intende pertanto:

²⁷ Il dato si riferisce esclusivamente alle immobilizzazioni materiali relative all'attività di trasmissione.

²⁸ Cfr. Appendice A2 della Relazione AIR della deliberazione n. 348/07.

²⁹ Cfr. paragrafo 4.12 del DCO 20/11.

³⁰ Vedi capitolo 3 del presente documento.

- a) definire i passaggi necessari a portare a compimento l'obiettivo di rafforzare il legame tra la maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti e i benefici di sistema realmente prodotti da tali investimenti, in termini di riduzione attese delle congestioni e dei costi dalle medesime discendenti, e di capacità della rete di minimizzare i casi di contingentamento della produzione di impianti da fonti rinnovabili non programmabili, fino ad attivare meccanismi di incentivazione tariffaria basati prevalentemente su indicatori di *output* (ossia funzione dei risultati in termini di benefici per il sistema) piuttosto che di *input* (ossia funzione solo dell'ammontare di capitale investito);
- b) mappare e, per quanto possibile, eliminare eventuali sovrapposizioni tra i meccanismi incentivanti messi in capo dalla regolazione tariffaria, della qualità (tenendo conto delle proposte di evoluzione di tale regolazione delineate nel parallelo procedimento avviato con deliberazione ARG/elt 149/10) e del dispacciamento. In relazione al futuro meccanismo di incentivazione sulla previsione del fabbisogno di capacità produttiva a lungo termine di cui alla deliberazione 21 luglio 2011 ARG/elt 98/11, le cui modalità verranno disciplinate con successivo provvedimento, ad oggi non sembrano emergere effetti di sovrapposizione con i meccanismi di incentivazione esistenti, ferma restando la necessità di coordinamento tra le varie forme di regolazione e incentivazione.

4.15 In termini più generali, l'Autorità è comunque intenzionata a monitorare in maniera puntuale le possibili interazioni tra i vari meccanismi regolatori messi in campo, eventualmente attivando opportuni strumenti di controllo e disponendo le opportune razionalizzazioni dei medesimi.

Consuntivo dei meccanismi di incentivazione esperiti (2008-2011): distribuzione

- 4.16 Differente appare il contesto degli investimenti in impianti di distribuzione e misura dell'energia elettrica. Le reti di distribuzione, infatti, hanno evidenziato una tendenziale contrazione della dinamica degli investimenti nel corso degli ultimi anni, solo parzialmente compensata dall'importante sforzo connesso alla sostituzione dei misuratori in bassa tensione, ormai in fase conclusiva (si veda la figura 3, pag. 20, del DCO 29/11).
- 4.17 Tale dinamica si è realizzata in presenza di meccanismi di incentivo al miglioramento della continuità del servizio (sin dal 2000 e attualmente disciplinati dal TIQE) e, a partire dal 2008, di specifici incentivi tariffari tramite maggiorazione del WACC.
- 4.18 I meccanismi disciplinati dal TIQE hanno dato luogo ad un flusso relativamente limitato di risorse aggiuntive rispetto a quelle garantite dal sistema tariffario "ordinario". In particolare la regolazione della qualità del servizio ha dato luogo nel periodo 2008-2009 ad erogazioni nette di sistema di complessivi 171 milioni di euro circa³¹.
- 4.19 Il meccanismo di incentivazione tramite maggiorazione del WACC, invece, nel medesimo periodo 2008-2009, ha riguardato investimenti lordi pari a meno di 30 milioni di euro complessivi³², corrispondenti ad una maggior remunerazione inferiore ad 1 milione di euro per l'intero sistema di distribuzione. Tali valori, particolarmente modesti, si ritiene scontino un effetto di fisiologico ritardo tra l'introduzione del meccanismo di incentivazione (1 gennaio 2008) e i tempi necessari alle imprese per decidere e realizzare gli investimenti oggetto di incentivazione. Inoltre, come già segnalato, l'incentivazione delle *smart grid* ha

³¹ Cfr. Tavole A4.11 e A4.12, DCO 15/11.

³² Valore provvisorio, in fase di accertamento da parte degli uffici della Direzione tariffe dell'Autorità.

trovato effettiva applicazione solo nel corso del 2011 e comunque con carattere sperimentale.

- 4.20 L'Autorità, in considerazione di quanto sopra illustrato e tenuto conto delle esigenze connesse allo sviluppo delle fonti rinnovabili anche a livello di reti in media e bassa tensione in vista del nuovo periodo di regolazione tariffaria del servizio di trasmissione, intende:
- a) rafforzare i meccanismi di incentivazione tariffaria mirandoli in via prevalente all'ammodernamento delle reti in logica "smart" e con l'obiettivo di prevedere che i riconoscimenti di maggiorazioni della remunerazione siano il più possibile connessi a effettivi miglioramenti delle *performance* delle reti, arrivando a definire indicatori specifici *output based*, anche in funzione delle informazioni che saranno rese disponibili dai progetti pilota già avviati;
 - b) mappare e, ove ritenuto opportuno, eliminare eventuali sovrapposizioni tra i meccanismi incentivanti messi in capo dalla regolazione tariffaria, della qualità (tenendo conto delle proposte di evoluzione di tale regolazione delineate nel parallelo procedimento avviato con deliberazione ARG/elt 149/10) e in materia di efficienza energetica.

Nuove tecnologie per la gestione attiva della domanda e misura dell'energia elettrica

- 4.21 Tra gli sviluppi connessi alla realizzazione di reti di distribuzione dell'energia elettrica *smart*, particolare interesse rivestono gli strumenti accessori dei sistemi di misura elettronica dell'energia elettrica in bassa tensione, capaci di trasferire a tutti i clienti finali del servizio elettrico informazioni tali da consentire loro una "partecipazione attiva" alla gestione efficiente del sistema nel suo complesso.
- 4.22 In particolare, alcuni distributori di energia elettrica stanno sperimentando l'introduzione di nuove apparecchiature, capaci di dialogare con il sistema dei misuratori elettronici già installati presso la quasi totalità dei clienti italiani in bassa tensione, che consentono di mettere a disposizione informazioni utili alla gestione della domanda dei clienti (dati di consumo, allarmi per supero della potenza, altri messaggi di servizio) tramite interfacce standard (porta USB) a cui possono essere collegati *display* video o altre apparecchiature elettroniche (es. personal computer) nella disponibilità del consumatore. Tali interfacce, grazie alla comunicazione sulla rete di bassa tensione via PLC (*power line carrier*) possono essere inserite presso i locali dell'utente anche nei casi in cui i contatori siano "centralizzati" in locali diversi da quelli di abitazione. A tendere, con lo sviluppo della domotica e di specifiche offerte da parte dei venditori di energia elettrica, tali apparecchiature dovrebbero consentire una partecipazione attiva dei clienti, anche in bassa tensione, al bilanciamento delle reti, consentendo loro di modificare la propria domanda in funzione delle esigenze contingenti del sistema elettrico (modulazione della domanda del singolo cliente, secondo regole pre-definite, gestite tramite strumenti evoluti di domotica: tale disponibilità di modulazione dovrebbe poter essere "offerta" al sistema in cambio di una specifica "remunerazione/riduzione del costo della fornitura", anche attraverso il venditore o altra figura in grado di aggregare le disponibilità dei singoli clienti finali).
- 4.23 L'Autorità ritiene che la messa a disposizione dei clienti del servizio elettrico di informazioni "evolute" quali quelle sopra descritte rappresenti un'evoluzione desiderabile rispetto alla situazione attuale, a condizione che sia preservata la separazione tra le apparecchiature di misura (di competenza del distributore) e quelle del cliente su cui possono intervenire operatori economici in regime di libero mercato (installatori, società di servizi energetici, venditori). Deve inoltre essere comunque garantita la non discriminatorietà del servizio offerto dal distributore.

- 4.24 Le tempistiche con le quali lo sviluppo di nuove tecnologie connesse al servizio di misura potrà realizzarsi appaiono piuttosto incerte, sia in relazione alla disponibilità e diffusione su larga scala (a costi accessibili) degli strumenti capaci di utilizzare le informazioni rese disponibili dal sistema (fino agli apparati di “domotica” che permettono reali risparmi nell’utilizzo delle apparecchiature elettriche domestiche), sia in merito ai tempi necessari per adeguare i meccanismi di mercato per far sì che i venditori di energia elettrica possano offrire reali opportunità di riduzione del costo della propria spesa elettrica ai clienti disposti ad “offrire” margini di flessibilità nel proprio prelievo.
- 4.25 La relativa novità delle tecnologie di messa a disposizione di informazioni evolute sopra descritta rende ad oggi complesso stabilire se sia opportuno che le medesime vengano considerate parte integrante del servizio di misura e, come tali, debbano essere messe a disposizione a tutti i clienti, come parte del servizio pubblico erogato dal distributore, ovvero se rappresentino un servizio aggiuntivo, estraneo al servizio regolato della distribuzione. Come orientamento, da verificare anche attraverso la presente consultazione e tenuto conto dell’attuale tecnologia, l’Autorità ritiene che la messa a disposizione di una interfaccia standard (USB con protocollo di comunicazione noto) del misuratore possa essere considerato il limite ultimo del “perimetro” degli *asset* di misura, mentre oggetti quali display o altre apparecchiature da connettere a tale interfaccia standard non possano in alcun caso essere ricondotti all’attività di misura.
- 4.26 In tale prospettiva, pertanto, appare opportuno:
- a) avviare a breve valutazioni circa gli sviluppi attesi di tale tecnologia, anche in vista di una possibile revisione di medio termine (orientativamente destinata ad applicarsi ai nuovi misuratori che verranno installati a partire dal 2016-2018) della regolazione delle caratteristiche obbligatorie dei misuratori elettronici³³ in bassa tensione, affinché le potenzialità di messa a disposizione del dato sopra descritte siano incluse fin dall’origine nei misuratori stessi;
 - b) valutare la possibilità di prevedere fin da subito la possibilità per i distributori di mettere a disposizione, su base sperimentale, non discriminatoria e su richiesta del cliente finale (ovvero del venditore per conto del cliente finale), strumenti del tipo di quelli sopra descritto. In tal caso dovranno essere definite opportune regole per disciplinare le modalità di copertura del costo di tale servizio aggiuntivo (costo che non potrà essere socializzato ma dovrà essere attribuito agli utilizzatori del medesimo), le caratteristiche minime del servizio reso e le modalità di messa a disposizione del sistema delle informazioni circa gli esiti della fase sperimentale (la cui durata potrà essere di due/tre anni).

Potenzialità connesse alla diffusione dei veicoli elettrici e allo sviluppo dei relativi sistemi di ricarica

- 4.27 Con deliberazione 15 dicembre 2010, ARG/elt 242/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 242/10), l’Autorità ha introdotto disposizioni speciali per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura e del servizio di dispacciamento ai fini della sperimentazione dei sistemi in bassa tensione di ricarica pubblica dei veicoli elettrici. Inoltre, con deliberazione 13 luglio 2001, ARG/elt 96/11, sono stati individuati cinque progetti pilota per la sperimentazione dei sistemi di ricarica di veicoli elettrici, oggetto di specifica agevolazione da parte dell’Autorità.

³³ Oggi inclusa nella deliberazione dell’Autorità n. 292/06

- 4.28 La diffusione dei veicoli elettrici e dei relativi sistemi di ricarica rappresentano allo stesso tempo una rilevante sfida e una grande opportunità per il sistema elettrico e, in particolare, per le reti di distribuzione di energia elettrica. La sfida si manifesta in termini di nuova domanda da soddisfare da parte delle reti in bassa e media tensione con caratteristiche potenzialmente differenti tra i casi di ricarica domestica (che ci si può attendere concentrata nelle ore serali/notturne e con un prelievo di potenza relativamente ridotto) e la ricarica in luoghi accessibili al pubblico (colonnine diffuse o ricarica presso parcheggi pubblici etc., con utilizzo prevalente durante le ore diurne e domanda di potenza medio alta, per contenere i tempi di ricarica) o in strutture dedicate (stazioni di ricarica sul tipo delle attuali stazioni di rifornimento, probabilmente connesse in media tensione e sistemi di ricarica a più alta potenza prelevata). Un'opportunità è connessa alla possibile funzione di "stoccaggio" svolto tanto dalle batterie delle singole autovetture quanto da sistemi di accumulo associati alle stazioni di ricarica.
- 4.29 Tale rilevanza è stata peraltro sancita anche dal legislatore che, come ricordato nel precedente capitolo 2, ha associato gli interventi di ammodernamento secondo il concetto di *smart grid* con i sistemi di sviluppo di ricarica delle auto elettriche, all'articolo 18, comma 1, del dlgs n. 28/11³⁴.
- 4.30 Le incertezze di tipo tecnologico associate alle autovetture, alle modalità di ricarica ed al modello organizzativo/industriale che risulterà prevalente, rendono comunque tale fenomeno ancora di difficile decifrazione in termini di esigenze di regolazione ed, eventualmente di incentivazione. Per tale ragione, nel breve termine, l'Autorità ritiene che lo strumento dei progetti pilota già attivato, associato agli interventi regolatori che hanno rimosso le possibili barriere regolatorie allo sviluppo del servizio, sia adeguato e possa, eventualmente, essere rafforzato in funzione della possibilità di ampliare i progetti e le tecnologie da sperimentare, anche in considerazione dell'importanza di acquisire dati non solo relativamente alle ricariche che avverranno sui sistemi di "ricarica pubblica" sperimentali, ma anche a quelle (preponderanti in numero e in energia) che avverranno attraverso i sistemi di "ricarica privata".
- 4.31 Solo quando la prospettiva tecnologica risulterà maggiormente definita e quando le sinergie con i sistemi delle *smart grid* saranno più facilmente decifrabili e misurabili, potrà essere valutata la possibilità di estendere su basi generalizzate meccanismi di regolazione incentivante connessi con lo sviluppo della ricarica delle auto elettriche.

Potenzialità connesse ai sistemi di misura elettronica telegestita

- 4.32 In una prospettiva di crescente separazione tra società che gestiscono infrastrutture di rete e società di fornitura che utilizzano tali reti, l'utilizzo sinergico delle potenzialità di gestione da remoto delle reti relative ai diversi servizi, appare di grande interesse, anche in una prospettiva di attivazione di economie di scopo, oltre che di ampliamento dei servizi offerti ai clienti.
- 4.33 Nello specifico, utilizzare gli stessi strumenti/apparati (ferme restando le rispettive compatibilità tecnologiche e di sicurezza) per la trasmissione dei dati di misura o la telegestione dell'interfaccia con il cliente finale per servizi come la distribuzione dell'energia elettrica, la distribuzione del gas naturale o il servizio idrico, sembra offrire interessanti potenzialità.

³⁴ Si segnala, inoltre, che le commissioni IX-X della Camera hanno recentemente definito un testo unificato delle proposte di legge C. 2844 Lulli, C. 3553 Ghiglia e C. 3773, recante "Disposizioni per favorire lo sviluppo della mobilità mediante veicoli che non producono emissioni di anidride carbonica", in relazione al quale è prevista la ripresa dei lavori nel prossimo mese di settembre.

4.34 In tale prospettiva, le ipotesi di approfondimento tecnico/economico già illustrate per le tecnologie di gestione attiva della domanda o per la ricarica dei veicoli elettrici, proposte nei precedenti paragrafi, appaiono opportune anche con riferimento a questa tematica, fermo restando che dovranno essere esplorate con maggior dettaglio le implicazioni sulla riservatezza dei dati e sui possibili rischi connessi a profili di tipo anticoncorrenziale.

Sintesi delle prospettive di evoluzione dei meccanismi di incentivazione tariffaria

4.35 In termini generali, pertanto, l’Autorità è orientata a rivedere e, ove necessario, modificare l’impianto complessivo dell’incentivazione degli investimenti nelle reti elettriche:

- a) eliminando eventuali sovrapposizioni indesiderate tra meccanismi di incentivazione tariffaria e altri meccanismi di incentivazione non tariffaria (continuità del servizio e dispacciamento);
- b) attivando, ove possibile, indicatori di performance degli investimenti, così da commisurare (almeno in parte) l’incentivo riconosciuto al beneficio di sistema prodotto dall’investimento stesso (incentivazione *output based*);
- c) monitorando in continuo, anche nel corso del periodo regolatorio, l’emergere di nuove esigenze di incentivazione, soprattutto connesse con il perseguimento degli obiettivi del *Green Package* e il sostegno all’innovazione tecnologica.

4.36 Pertanto, nel prosieguo del presente documento, verranno riviste le modalità e l’ampiezza dei meccanismi di incentivazione attualmente in campo, con il principale obiettivo di aumentarne la focalizzazione sugli investimenti di maggior valore strategico (sia in chiave di apertura dei mercati che di supporto al raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni), prevedendo anche sviluppi verso l’introduzione di forme di riconoscimento degli incentivi basate su indicatori di *output*. Questo anche nella prospettiva di utilizzare la leva dell’incentivazione degli investimenti nei limiti in cui il costo associato è più che superato e giustificato dai benefici ottenuti.

5 L’incentivazione tariffaria degli investimenti nella rete di trasmissione nazionale

5.1 Gli sviluppi normativi e tecnologici richiamati nei precedenti capitoli hanno profondamente modificato il contesto in cui si inquadra la regolazione incentivante degli investimenti nella rete di trasmissione nazionale. In particolare, nonostante il trend fortemente crescente degli investimenti nella rete di trasmissione nazionale, la necessità di garantire l’immissione dell’energia rinnovabile in coerenza con gli obiettivi 20/20/20 pone problemi di saturazione delle infrastrutture di rete, rendendo urgente valutare l’opportunità dell’adozione di strumenti di incentivazione mirati in grado di favorire l’integrazione delle nuove tecnologie.

5.2 In tale prospettiva, e tenuto conto delle considerazioni sviluppate nel capitolo 4, in vista del nuovo periodo regolatorio, l’Autorità intende:

- a) rivedere il sistema di incentivazione basato sulla maggiore remunerazione di alcuni investimenti prevedendo una più rigorosa classificazione degli interventi qualificabili come I2/I3, anche tramite un più stretto monitoraggio dell’Autorità, in coerenza con i poteri attribuiti dall’articolo 36 del dlgs n. 93/11, che prevedono tra l’altro che l’Autorità valuti il Piano di sviluppo predisposto dal gestore della rete di trasmissione nazionale, sottoponendolo a consultazione pubblica;
- b) confermare l’attuale meccanismo di riconoscimento limitato dei costi ambientali e/o compensativi relativi ai nuovi investimenti nella trasmissione

al fine di perseguire l'obiettivo generale di incentivare lo sviluppo delle infrastrutture secondo criteri di efficienza (cfr. par. 3.8);

- c) confermare, nella sostanza, l'attuale meccanismo di incentivazione all'entrata in esercizio degli investimenti previsto dalla deliberazione ARG/elt 87/10, e le collegate disposizioni inerenti il meccanismo di premi e penali previsto dalla medesima deliberazione;
- d) prevedere un percorso di evoluzione (eventualmente anche con fasi di sperimentazione) dell'incentivazione degli investimenti da meccanismi puramente *input based* a formulazioni che prevedano, almeno in parte, verifiche e riconoscimenti *output based*;
- e) confermare la presenza nel sistema tariffario di un meccanismo di garanzia dei ricavi, a riduzione del rischio associato alla fluttuazione dei volumi di servizio erogato, valutando tuttavia l'opportunità di modificarne la forma e le modalità di funzionamento in modo da correlarlo al livello di rischiosità riconosciuto al servizio.

5.3 Le proposte di revisione dei meccanismi di incentivazione sono sviluppate tenendo conto:

- dell'evoluzione prevista relativamente alla regolazione incentivante non tariffaria e in particolare delle evoluzioni attese in merito alla qualità del servizio di trasmissione e degli incentivi sul dispacciamento;
- delle eventuali/potenziati sovrapposizioni tra i diversi meccanismi di incentivo.

5.4 Nei paragrafi successivi, dopo aver illustrato gli sviluppi regolatori previsti per i meccanismi incentivanti non tariffari e le eventuali sovrapposizioni tra i diversi meccanismi, verranno sviluppate in un'ottica AIR le tematiche relative alla revisione dei meccanismi di incentivazione basati sulla maggiore remunerazione e quelle relative al meccanismo di garanzia dei ricavi. Verranno infine illustrati i primi orientamenti dell'Autorità in relazione alla regolazione dei sistemi di accumulo tramite batterie e alle modalità per il graduale passaggio verso un'incentivazione di tipo *output based*.

S1. In relazione alle considerazioni sopra esposte, si condivide l'obiettivo di prevedere un graduale passaggio ad una regolazione incentivante, di tipo *output based*, per tutti gli investimenti di sviluppo relativi alla rete di trasmissione nazionale, inclusi i sistemi di accumulo? Motivare la risposta.

Evoluzione della regolazione incentivante non tariffaria ed analisi delle sovrapposizioni tra meccanismi di incentivo

5.5 Con il DCO 20/11 l'Autorità ha previsto la conferma dell'applicazione del meccanismo premi/penalità della qualità del servizio di trasmissione per il prossimo periodo di regolazione e ha illustrato alcune proposte di modifica del meccanismo sulla base delle evidenze emerse nella fase di attuazione sperimentale.

5.6 In particolare il DCO 20/11 propone, tra l'altro:

- la limitazione degli indicatori utilizzati per la regolazione premi-penalità al solo indicatore ENSR (energia non fornita di riferimento), salvo tener conto, tramite altri elementi, degli effetti delle "reti attive" in media tensione;
- l'estensione della regolazione premi-penalità all'intera rete di trasmissione (inclusa l'intera rete in alta tensione) e l'eliminazione di distinzioni tra utenti direttamente connessi e utenti indirettamente connessi alla rete di trasmissione nazionale;

- l'aumento del parametro di valorizzazione dell'energia non fornita.

- 5.7 Tali meccanismi, applicati solo in via sperimentale nel corso del corrente periodo di regolazione, di fatto intercettano l'affidabilità della rete di trasmissione e, pertanto, evidenziano chiaramente una tendenziale sovrapposizione con gli incentivi riconosciuti sugli sviluppi della RTN. In termini generali, infatti, ogni aggiunta di nuove linee e stazioni nonché il rafforzamento della magliatura di rete, ha come effetto l'aumento dell'affidabilità della rete stessa. Tale sovrapposizione, pur generalizzata, appare però particolarmente rilevante relativamente agli investimenti del piano di difesa, attualmente inclusi nella categoria I=2, destinati a incrementare la sicurezza del sistema favorendo il ristabilimento delle normali condizioni di funzionamento del sistema elettrico e la rialimentazione a seguito di *black out*, riducendo conseguentemente l'energia non fornita ENSR.
- 5.8 L'effetto sovrapposizione appare ancor più rilevante sugli sviluppi di rete che prevedono la realizzazione di impianti con tensione inferiore ai 380 kV. Mentre lo sviluppo delle reti con tensione uguale o superiore a 380 kV, di norma, è strettamente funzionale alla risoluzione delle problematiche di congestione, le linee con livelli di tensione inferiore (soprattutto quando la tensione scende al di sotto dei 220 kV), hanno minore rilevanza nel superamento dei fenomeni di congestione mentre, andando a rafforzare la magliatura della rete, operano prevalentemente in termini di riduzione della probabilità di interruzione del servizio.
- 5.9 Passando ad analizzare le possibili sovrapposizioni tra incentivazione tariffaria e meccanismi di incentivazione sul dispacciamento, l'Autorità ritiene che la maggiorazione della remunerazione riconosciuta sugli sviluppi di RTN e, in particolare, sugli sviluppi che consentono di ridurre le congestioni intrazonali, consentendo una probabile riduzione dell'energia movimentata in ambito MSD ai fini della risoluzione delle predette congestioni, finiscano per facilitare anche il raggiungimento degli obiettivi fissati dalla regolazione incentivante del dispacciamento, oltre che migliorare la performance in termini di continuità del servizio.
- 5.10 Anche tali valutazioni sembrano trovare un primo riscontro nell'analisi dei dati desumibili dall'Addendum al Piano di Sviluppo 2010 predisposto dal gestore della rete di trasmissione nazionale relativamente agli interventi per la riduzione dei poli di produzione limitati previsti in relazione al 2009 e pari a 1559 milioni di euro, che consentono: di incrementare l'affidabilità del sistema e ridurre la probabilità di energia non fornita per un totale di 15,9 GWh/anno e un mancato ricorso all'MSD pari a 59 milioni di euro all'anno.
- 5.11 Effetti positivi in termini di riduzione dell'energia movimentata sull'MSD, potrebbero derivare dall'installazione di sistemi di accumulo a batteria che consentono di immagazzinare l'energia rinnovabile non programmabile e in particolare la generazione eolica. Nel caso in cui l'energia accumulata sia derivante da impianti di generazione eolici, la riduzione delle risorse approvvigionate ha infatti un maggior peso nella quantificazione del beneficio connesso alla riduzione delle risorse approvvigionate sull'MSD.
- 5.12 Le considerazioni sopra svolte circa la possibile sovrapposizione tra regolazione incentivante di continuità del servizio e dispacciamento risultano meno critiche nei confronti dell'incentivo all'accelerazione degli investimenti. Tale meccanismo, infatti, si basa anch'esso sulla maggiorazione della remunerazione ma è finalizzato a produrre effetti sulla velocità di realizzazione degli interventi e, dunque, a favorire un più rapido ottenimento dei benefici in termini di continuità e/o riduzione dell'energia movimentata sull'MSD.
- 5.13 Non si ritiene che presenti particolari rischi di sovrapposizione con altri meccanismi di regolazione incentivante neppure il sistema di garanzia dei ricavi. Tale intervento, infatti, ha principalmente la finalità di ridurre la rischiosità degli investimenti nel loro complesso, favorendone la stabilità e creando condizioni idonee a ridurre il costo del capitale.

S2. Si condividono le considerazioni sopra riportate in relazione alle problematiche connesse con la potenziale sovrapposizione dei meccanismi di incentivazione? Motivare la risposta e segnalare eventuali tematiche non completamente affrontate.

Revisione dei meccanismi di incentivazione basati sulla maggiore remunerazione del capitale investito: obiettivi specifici e ipotesi di regolazione

5.14 Alla luce del contesto di riferimento analizzato, l’Autorità ritiene necessario confermare l’obiettivo generale di promuovere l’adeguatezza, l’efficienza e la sicurezza delle infrastrutture, individuato nel DCO 29/11, confermando la politica di incentivazione degli investimenti adottata nel terzo periodo regolatorio, ma prevedendone una razionalizzazione. A tal fine individua i seguenti obiettivi specifici:

- evitare effetti di “doppia incentivazione”, limitando/rimuovendo le sovrapposizioni tra i diversi meccanismi di incentivazione;
- garantire l’efficacia degli investimenti incentivati in termini di effettiva riduzione delle congestioni tra zone di mercato e in termini di incremento della *Net Transfer Capacity* sulla frontiera elettrica;
- favorire la semplificazione amministrativa.

5.15 Per quanto riguarda la revisione degli strumenti di incentivazione basati sulla maggiorazione del WACC, l’Autorità ha individuato le seguenti ipotesi alternative di intervento, per la definizione delle incentivazioni applicabili dal 1 gennaio 2012, fermo restando l’obiettivo di medio termine di passaggio ad un sistema maggiormente focalizzato su criteri *output based*:

- **Ipotesi A.1:** mantenere la regolazione vigente nel terzo periodo regolatorio, illustrata nel capitolo 3, ferma restando la previsione secondo la quale, ai fini del riconoscimento della maggiore remunerazione, l’attribuzione degli investimenti alle diverse tipologie incentivate sia preventivamente approvata dall’Autorità;
- **Ipotesi A.2:** modificare la regolazione vigente nel terzo periodo regolatorio:
 - a) mantenendo la categoria I=3 (WACC+3% per 12 anni) agli investimenti di sviluppo della capacità di trasporto volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato e agli investimenti volti ad incrementare la *Net transfer capacity* sulle frontiere elettriche, previa approvazione dell’Autorità;
 - b) mantenendo, ma con valore ridotto, (rispetto all’attuale 2%), e sempre per un periodo di 12 anni, la maggior remunerazione sugli investimenti appartenenti alla attuale categoria I=2, ossia tutti gli investimenti di sviluppo non appartenenti alla categoria I=3 (tenendo conto di quanto indicato anche alla precedente lettera a)) e gli investimenti relativi al Piano di difesa di cui all’articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03; tali investimenti, infatti, risentono maggiormente di effetti di sovrapposizione con i meccanismi incentivanti della qualità del servizio e del dispacciamento;
 - c) inserendo tra gli investimenti incentivati la realizzazione di sistemi di accumulo mobili (inseriti nel Piano di sviluppo approvato ai sensi dell’articolo 36 del dlgs n. 93/11), limitatamente alla quota ritenuta necessaria a garantire l’immissione in rete di energia rinnovabile non programmabile, in attesa di sviluppi della rete, e ai sistemi effettivamente utilizzati (condizioni sottoposte alla verifica preventiva dell’Autorità e al monitoraggio successivo, anche tramite indicatori del tasso di utilizzo dei

sistemi di accumulo; in merito si rimanda anche alle considerazioni sviluppate al successivo paragrafo 5.34 e succ.);

- **Ipotesi A.3:** prevede, oltre a quanto previsto nell'ipotesi A.2, di:
 - a) includere nella categoria I=3, solo un elenco di progetti strategici per il sistema energetico, approvato dall'Autorità su proposta dell'operatore, inclusi nel piano decennale di investimento predisposto ai sensi dell'articolo 36 del dlgs n. 93/11 (i progetti potrebbero essere individuati sulla base di uno specifico indicatore di efficacia che consenta di selezionare esclusivamente i progetti i cui costi per il sistema sono inferiori ai benefici, sviluppato dal medesimo operatore su indicazioni dell'Autorità nel corso del prossimo periodo regolatorio);
- **Ipotesi A.4:** prevede oltre a quanto previsto nell'opzione A.3 di:
 - a) rafforzare il legame tra l'incentivazione tramite maggiorazione del WACC e il meccanismo (che resterebbe comunque ad accesso facoltativo) di incentivo all'accelerazione degli investimenti e di premio/penalità per il rispetto della scadenza di completamento delle opere. Questo potrebbe essere ottenuto prevedendo che l'elenco di progetti I=3, individuati secondo quanto previsto dall'ipotesi A.3 sia automaticamente utilizzato ai fini del meccanismo di incentivo all'entrata in esercizio e, dunque, oggetto di verifica del conseguimento delle *milestones* intermedie e del rispetto delle scadenze finali;
 - b) prevedere che i benefici attesi da investimenti I=3 in termini di riduzione delle risorse approvvigionate nell'MSD, inclusi ai fini del calcolo dell'indicatore di efficacia di cui alla predente ipotesi A.3, siano opportunamente scomputati dalle valorizzazioni rilevanti ai fini del meccanismo di premio/penalità del servizio di dispacciamento, evitando dunque una possibile doppia incentivazione..

Valutazioni in merito all'Ipotesi A.1

5.16 La prima ipotesi, pur incentivando investimenti di grande interesse per il sistema elettrico nazionale, quali quelli volti alla riduzione delle congestioni tra zone di mercato ed intrazonali e ad incrementare la *Net Transfer Capacity* sulla frontiera elettrica, presenta le seguenti criticità:

- a) sovrapposizione dei meccanismi di incentivazione con potenziale effetto di duplicazione dell'incentivo riconosciuto. In particolare l'Autorità ritiene che:
 - gli investimenti realizzati per ridurre le congestioni intrazonali possano determinare un beneficio in termini di riduzione delle risorse approvvigionate nell'MSD di cui alla deliberazione ARG/elt 213/09;
 - gli investimenti di sviluppo e quelli relativi al Piano di difesa inclusi nella categoria I=2, riducendo l'energia non fornita, concorrono anche al raggiungimento degli obiettivi del meccanismo di regolazione della qualità del servizio di trasmissione;
- b) limitata efficacia degli investimenti incentivati: attualmente il riconoscimento dell'agevolazione viene effettuata dall'Autorità su proposta del gestore della rete di trasmissione nazionale ma non è subordinato ad una puntuale valutazione costi benefici.

Valutazioni in merito all'Ipotesi A.2

- 5.17 La seconda ipotesi prevede una maggior focalizzazione degli interventi a cui riconoscere il più alto tasso di incentivazione, nella prospettiva di ridurre il rischio che il costo dell'incentivazione risulti non compensato dai benefici per il sistema, in attesa di sviluppare meccanismi *output based* che affrontino tale problematica in maniera strutturale. L'ipotesi prevede anche la riduzione della maggiorazione riconosciuta agli investimenti I=2 (che peraltro hanno rappresentato nel 2009 solo il 16,2% dei nuovi investimenti realizzati).
- 5.18 L'Autorità ritiene che l'applicazione di tale ipotesi consenta di migliorare il rapporto costi/benefici del sistema di incentivazione, riducendo gli effetti delle parziali sovrapposizioni con i meccanismi di incentivazione di tipo *output based* in vigore (dispacciamento e qualità del servizio).
- 5.19 Anche tale ipotesi, tuttavia, risulta carente rispetto alla introduzione di strumenti di verifica e controllo oggettivi, capaci di misurare l'efficacia degli investimenti incentivati.

Ipotesi A.3

- 5.20 La terza ipotesi rafforza la focalizzazione degli investimenti associabili alla categoria I=3, con un ulteriore miglioramento atteso in termini di rapporto costi/benefici del meccanismo di incentivazione oltre che una sua più stretta coerenza con il Piano di sviluppo, ma prevedendo di fatto un aggravio amministrativo per la selezione puntuale preventiva degli interventi oggetto di incentivazione.

Ipotesi A.4

- 5.21 Per la quarta ipotesi rilevano le considerazioni proposte al precedente paragrafo 5.20, associate ad una maggiore efficacia del monitoraggio circa la tempestività di realizzazione degli investimenti considerati a più alto contenuto strategico, allineando gli incentivi dell'operatore relativamente al meccanismo di accelerazione degli investimenti descritto al precedente paragrafo 3.9 e successivi.
- 5.22 E' inoltre prevista l'eliminazione di possibili effetti di duplicazione dell'incentivo relativamente al meccanismo di incentivazione output-based del dispacciamento.

Valutazione delle ipotesi relative alla revisione della regolazione incentivante

- 5.23 La Tabella 1 riportata di seguito sintetizza la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative proposte, alla luce degli obiettivi sopra elencati, in prospettiva AIR.

Tabella 1 Valutazione delle ipotesi relative alla revisione della regolazione incentivante della trasmissione

Obiettivi specifici	Ipotesi A.1	Ipotesi A.2	Ipotesi A.3	Ipotesi A.4
a) evitare sovrapposizioni tra le incentivazioni	Basso	Medio/Basso	Medio/Alto	Alto
b) garantire l'efficacia degli investimenti incentivati	Basso	Medio/Basso	Alto	Alto
c) favorire la semplificazione amministrativa	Alto	Alto	Medio/Basso	Medio

S3. In relazione alle ipotesi sopra descritte, si condivide la necessità di rivedere l'attuale meccanismo di incentivazione tramite maggiorazione del WACC? Quale soluzione si ritiene preferibile? Motivare la risposta.

Revisione del meccanismo di garanzia dei ricavi: obiettivi specifici e ipotesi di regolazione

- 5.24 Come anticipato nel paragrafo 5.2, l’Autorità, anche per il quarto periodo regolatorio, ritiene opportuno prevedere, in un’ottica di stabilizzazione dei ricavi e riduzione del rischio, la presenza di un meccanismo di garanzia che limiti la rischiosità connessa a possibili forti oscillazioni della domanda di energia elettrica che potrebbero, in circostanze limite, mettere a rischio il piano di investimenti sulla rete di trasmissione nazionale.
- 5.25 A tal fine l’Autorità individua i seguenti obiettivi specifici:
- stabilizzare i ricavi riconosciuti a remunerazione del servizio di trasmissione, sterilizzando, almeno in parte, gli effetti della variabilità della domanda;
 - contemperare le esigenze di sostegno all’adeguatezza degli investimenti con un’equa ripartizione del “rischio volume” tra gestore di rete e clienti finali;
 - incentivare la corretta misurazione dell’energia trasportata;
 - semplificare i processi amministrativi connessi alla regolazione.
- 5.26 Per quanto riguarda il meccanismo di garanzia dei ricavi, l’Autorità ha individuato le seguenti ipotesi alternative di intervento:
- **Ipotesi B.1:** mantenere la regolazione vigente nel terzo periodo regolatorio (illustrata nel paragrafo 3.14 e successivi);
 - **Ipotesi B.2:** confermare i meccanismi di cui all’ipotesi B.1, ma rivedendo in aumento la franchigia, portandola all’1%;
 - **Ipotesi B.3** prevedere un meccanismo di garanzia dei ricavi coerente con i criteri di garanzia dei ricavi riconducibili ai costi di capitale per il servizio di trasporto del gas naturale, di cui all’Allegato A alla deliberazione 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09.
- 5.27 Per tutte le ipotesi descritte, in ogni caso, l’attivazione del meccanismo di garanzia dovrà avvenire all’inizio del periodo regolatorio, con riferimento all’intero periodo.

Ipotesi B.1

- 5.28 La prima ipotesi prevede una riproposizione dell’attuale meccanismo di garanzia. In particolare, in ciascun anno del periodo 2012-2015 qualora, rispetto ai volumi di energia elettrica presi a riferimento per la determinazione del ricavo riconosciuto di trasmissione per il primo anno del nuovo periodo regolatorio (2012), a consuntivo si registrino variazioni eccedenti, in più o in meno, la franchigia dello 0,5%, il maggiore o minore ricavo tariffario derivante dal superamento di detta franchigia sarà posto in capo al conto UC3.
- 5.29 Tale ipotesi garantisce la stabilità dei ricavi, sterilizzando quasi completamente il rischio volume e pertanto:
- potrebbe non fornire all’impresa adeguati incentivi ad effettuare una corretta misurazione dell’energia trasportata;
 - scarica buona parte del “rischio volume sui clienti finali”;
 - in fasi espansive, quando potrebbe acuirsi la necessità di sviluppo della capacità di trasporto, il mancato godimento da parte dell’impresa di almeno parte dell’“effetto volume”, fa venir meno un possibile ulteriore sostegno economico agli interventi di sviluppo della rete (oltre che alla connessa dinamica dei costi operativi).

Ipotesi B.2

5.30 La seconda ipotesi prevede la conferma del meccanismo di garanzia introdotto nel corrente periodo di regolazione con un aumento all'1% della franchigia, così da riequilibrare la ripartizione tra clienti e gestore di rete di rischi e opportunità connessi alla variazione futura dei volumi trasportati.

Ipotesi B.3

5.31 La terza ipotesi prevede che l'Autorità garantisca i ricavi dell'impresa di trasmissione attraverso la determinazione di una componente di ricavo di riferimento garantita, determinata in funzione della remunerazione del capitale investito riconosciuto ai fini tariffari e dell'ammortamento, e di una componente di ricavo variabile, soggetta alla variabilità della domanda, a copertura dei costi operativi. Tale meccanismo dovrà essere gestito tramite una specifica procedura di perequazione annuale.

5.32 Tale ipotesi garantisce certezza dei ricavi a copertura dei costi di capitale e al contempo non sterilizzando completamente l'effetto volume consente di riequilibrare la ripartizione tra clienti e gestore di rete di rischi e opportunità connessi alla variazione futura dei volumi trasportati. Tale meccanismo fornisce dunque un corretto segnale per la realizzazione dei nuovi investimenti di sviluppo. Infine, tale ipotesi incentiva l'impresa ad effettuare una corretta misurazione dell'energia trasportata.

Valutazione delle ipotesi relative alla revisione del meccanismo di garanzia dei ricavi

5.33 La Tabella 2, riportata di seguito, sintetizza la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative proposte, alla luce degli obiettivi sopra elencati, in prospettiva AIR.

Tabella 2 Valutazione delle ipotesi relative alla revisione della regolazione incentivante della trasmissione

Obiettivi specifici	Ipotesi B1	Ipotesi B2	Ipotesi B3
a) stabilizzare i ricavi	Alto	Alto	Medio
b) equa ripartizione rischi/opportunità derivanti da variazioni volumi	Medio/Basso	Medio	Alto
c) incentivare la corretta misurazione dell'energia trasportata	Medio/Basso	Medio	Medio/Alto
d) semplificare i processi amministrativi	Medio	Medio	Medio

S4. In relazione alle ipotesi sopra descritte quale soluzione si ritiene preferibile? Motivare la risposta.

Considerazioni aggiuntive in relazione alla regolazione dei sistemi d'accumulo diffuso a batterie

5.34 Tra gli interventi inclusi in un'apposita sezione del Piano decennale di sviluppo predisposto dal gestore della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'art. 36 del dlgs n. 93/11 (si veda al proposito il precedente paragrafo 2.6), l'articolo 17 del dlgs n. 28/11 comprende gli interventi di potenziamento della rete che risultano *necessari per assicurare l'immissione e il ritiro integrale dell'energia prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile già in esercizio*, in tale sezione possono essere inclusi i sistemi di accumulo a batteria dell'energia elettrica non programmabile.

5.35 L'Autorità, in relazione al ruolo ed alle prospettive di sviluppo dei sistemi di accumulo (anche in termini di analisi costi/benefici), sta avviando appositi studi in esito ai quali

valutare (presumibilmente entro il 2012) l'opportunità di introdurre specifici e più mirati meccanismi di regolazione e incentivazione di tali particolari apparecchiature.

- 5.36 Nell'immediato, comunque, l'Autorità ritiene che la realizzazione di sistemi d'accumulo a batteria possa rappresentare un'interessante soluzione per consentire nel breve periodo di ritirare l'energia non programmabile in attesa di potenziamenti della rete che, per ragioni tecniche e autorizzative, possono, in taluni casi, essere pianificati e realizzati solo su un orizzonte temporale di medio periodo.
- 5.37 Il costo di tali sistemi, che sulla base delle informazioni sommarie attualmente a disposizione dell'Autorità, appare piuttosto elevato, induce in questa fase ad adottare un atteggiamento di relativa prudenza rispetto ad ipotesi di installazione massiva di tali impianti.
- 5.38 Per tali ragioni, in attesa di poter disporre di un quadro tecnico/economico più completo, come anticipato nei precedenti paragrafi del presente capitolo (vedi in particolare l'ipotesi A.2, al paragrafo 5.15), l'Autorità ritiene necessario remunerare esclusivamente gli investimenti entrati in esercizio limitatamente ai sistemi di accumulo amovibili, inclusi nel Piano di sviluppo approvato ai sensi dell'articolo 36 del dlgs n. 93/11, operanti nelle more dei necessari potenziamenti di rete e valutati tenendo adeguatamente conto dei benefici in termini di dispacciabilità dell'energia rinnovabile non programmabile.
- 5.39 In coerenza con le precedenti considerazioni, l'Autorità intende valutare e individuare nel corso del periodo regolatorio opportuni indicatori finalizzati a misurare e incentivare in una logica di tipo *output based* "*l'efficacia ai fini del ritiro dell'energia da fonti rinnovabili anche con riferimento, in modo differenziato, a ciascuna zona del mercato elettrico e alle diverse tecnologie di accumulo*". Tali indicatori dovranno tener conto da un lato, del costo evitato per il sistema derivante dalla produzione immessa in rete dell'energia rinnovabile con obbligo di ritiro e dall'altro lato, della riduzione dei costi connessi all'incremento della riserva terziaria approvvigionata sull'MSD per far fronte all'immissione di maggiori quantitativi di energia rinnovabile non programmabile.

Considerazioni aggiuntive in relazione all'evoluzione verso una regolazione output based

- 5.40 Come più volte evidenziato nei precedenti paragrafi, in ultimo con riferimento al tema dei sistemi di accumulo a batterie, l'Autorità nel corso del quarto periodo di regolazione intende far evolvere il meccanismo di incentivazione tariffaria degli investimenti in trasmissione dall'attuale logica *input based* (ossia funzione del capitale investito e non dei benefici ottenuti dagli investimenti), verso una logica *output based*, approccio (simile a quello alla base dell'incentivo sul dispacciamento) che si ritiene possa meglio ottenere l'effetto di indurre gli operatori di rete a dirigere i propri sforzi verso gli investimenti realmente capaci di creare valore per i clienti finali.
- 5.41 Tale passaggio comporta, per sua natura, un tendenziale aumento dell'incertezza in capo al gestore di rete il quale solo *ex-post* potrà verificare la reale efficacia degli investimenti e, sulla base di tale efficacia, vedersi riconosciuta l'extra-remunerazione.
- 5.42 D'altro canto, in tal modo, i clienti finali possono essere certi che la maggior onerosità degli investimenti in trasmissione per effetto del riconoscimento dell'incentivazione trovino rispondenza in benefici di sistema.
- 5.43 L'Autorità intende sviluppare soluzioni che contemperino e equilibrino i due effetti sopra segnalati, ad esempio: introducendo forme ibride di incentivazione con una quota parte della extra remunerazione riconosciuta *ex-ante* e garantita (logica *input*) e la restante parte dell'extra remunerazione riconosciuta solo a fronte dell'effettivo raggiungimento di obiettivi

(fissati *ex-ante*) prevedendo, comunque, la responsabilizzazione dell'operatore limitatamente alle variabili sotto il suo diretto controllo.

- 5.44 In questo senso dovrebbe operare anche la già enunciata prospettiva di collegare il meccanismo incentivante:
- a) ad un differenziale di remunerazione commisurato ai benefici valutati *ex-ante*;
 - b) ad una correzione *ex-post*, sulla base dei benefici effettivamente conseguiti;
 - c) ad un sistema di riconoscimento a costi standard degli investimenti³⁵.
- 5.45 Il percorso delineato, tuttavia, deve affrontare rilevanti difficoltà tecniche e metodologiche (in primo luogo per individuare correttamente gli *output* da misurare), richiedendo pertanto tempi di studio e test relativamente lunghi (orientativamente non meno di un anno). In questa prospettiva è ipotizzabile l'individuazione di specifici interventi su cui sperimentare l'efficacia dei nuovi meccanismi.

6 L'incentivazione tariffaria degli investimenti nella rete di distribuzione

- 6.1 In relazione ai recenti sviluppi tecnologici e normativi che hanno profondamente modificato il contesto di riferimento (si veda al proposito il precedente capitolo 4), l'Autorità, come anticipato nel DCO 29/11, "*alla luce del ruolo strategico che dovrà essere assunto dalle reti di distribuzione nel favorire l'efficienza energetica e nel garantire l'ottimizzazione dell'utilizzo di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, intende rafforzare i segnali tariffari a sostegno dell'adeguatezza delle infrastrutture di distribuzione garantendo, da un lato, che le imprese maggiormente impegnate nell'ammodernamento delle reti possano trarne diretto riconoscimento tariffario e, dall'altro, valutando l'opportunità di individuare nuove tipologie di investimento da incentivare, che tengano conto anche degli obiettivi prioritari indicati dal Dlgs. n. 28/11 e dalla citata Comunicazione della Commissione 2010*", oltre che delle indicazioni contenute nella richiamata Comunicazione della Commissione del 14 aprile 2011³⁶.
- 6.2 Inoltre è opportuno ricordare che nel corso del quadriennio regolatorio che sta per concludersi (2008-2011) è intervenuta una modifica rilevante del perimetro della rete di distribuzione a seguito dell'acquisizione da parte di Terna degli impianti di distribuzione in alta tensione di alcuni distributori (tra cui Enel Distribuzione) e dell'inclusione di tali impianti nel perimetro dell'RTN. Conseguentemente, come evidenziato in seguito, alcune delle categorie di incentivazione previste nel corrente periodo di regolazione risultano ora riferite ad una porzione ormai marginale della distribuzione, concentrata in poche (anche se importanti) aree del territorio nazionale (es. la città di Roma).

Revisione dei meccanismi di incentivazione basati sulla maggiore remunerazione del capitale investito

- 6.3 Ciò considerato, al fine di favorire l'ammodernamento e lo sviluppo delle reti di distribuzione, l'Autorità, come anticipato nel DCO 29/11, in questa fase del procedimento ritiene opportuno:
- a) rivedere l'attuale incentivazione (tramite maggiorazione del WACC) di alcune categorie di investimenti, valutando l'opportunità di modifiche delle tipologie di intervento da incentivare, ferma restando l'esigenza di evitare la

³⁵ Cfr. paragrafi 8.7 e successivi del DCO 29/11.

³⁶ Cfr. paragrafo 2.4.

sovrapposizione con i meccanismi di tipo *output based* già previsti (tipicamente la regolazione della qualità del servizio), ovvero con meccanismi di incentivazione dell'efficienza energetica [cfr. paragrafo 2.7];

- b) monitorare e sviluppare i meccanismi di incentivazione, oggi previsti solo su base prototipale, al fine di promuovere, l'introduzione di tecnologie innovative (*smart-grids*, ricarica pubblica e privata dei veicoli elettrici, messa a disposizione di informazioni sul punto di misura con interfacce standard) che possano integrare in modo intelligente il comportamento e le azioni di tutti gli utenti connessi alla rete stessa (generatori, consumatori finali e punti misti) allo scopo di assicurare la fornitura di energia elettrica in modo efficiente, sostenibile e sicuro. Nel merito si ritiene che già nel corso del secondo semestre 2012, col procedere delle sperimentazioni di cui alla deliberazione ARG/elt 12/11 dovrebbe essere possibile, tenendo conto delle soluzioni sperimentate, valutare una revisione dell'incentivazione secondo una logica *output based* al fine di una sua applicazione generalizzata a partire dal 2013;
- c) monitorare l'evoluzione degli sviluppi relativi alla mobilità elettrica e ai "progetti pilota", incentivati ai sensi della deliberazione ARG/elt 242/10 (estendendo eventualmente la sperimentazione a nuove tecnologie quali, ad esempio, sistemi evoluti di ricarica ad alta velocità o soluzioni innovative in materia di apparati "intelligenti" per la ricarica delle autovetture elettriche in ambito domestico), al fine di rivedere, sulla base degli esiti, i criteri per la regolazione delle tariffe del servizio di ricarica e del dispacciamento attualmente introdotti con applicabilità generale ma con finalità "sperimentale".

6.4 Per quanto riguarda nello specifico la revisione degli attuali meccanismi di incentivazione degli investimenti nelle reti di distribuzione, l'Autorità, alla luce delle considerazioni sopra sviluppate e degli sviluppi normativi previsti dall'art. 17 del dlgs 28/11, intende:

- a) confermare per le imprese con distribuzione AT le incentivazioni attualmente previste per gli investimenti D=1 relativi alla realizzazione di nuove stazioni di trasformazione AT/MT (WACC+2% per 8 anni) in zone caratterizzate da una bassa infrastrutturazione; tale incentivo, in coerenza con le motivazioni che avevano portato alla sua introduzione a partire dal 2008, viene mantenuto con l'obiettivo di rafforzare la spinta al rafforzamento delle reti di distribuzione in zone del Paese caratterizzate da un basso tasso di infrastrutturazione o da elevata crescita della domanda di punta;
- b) limitare alle imprese di distribuzione con meno di 50.000 utenti connessi alla rete di distribuzione le incentivazioni previste per gli investimenti D=2 relativi alla sostituzione dei trasformatori esistenti nelle cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite e all'installazione di nuovi trasformatori a basse perdite in cabine di trasformazione MT/BT esistenti o di nuova realizzazione (WACC 2% per 8 anni); tali imprese, infatti, non sono incentivate ad effettuare interventi di efficientamento delle reti elettriche ai sensi dell'art. 29³⁷ del dlgs. n. 28/11;

37 L'art. 29 del D.lgs. 28/11 prevede che i risparmi di energia realizzati attraverso interventi di efficientamento delle reti elettriche concorrono al raggiungimento degli obblighi relativi all'efficienza energetica posti in capo alle imprese di distribuzione: Per tali interventi non sono rilasciabili certificati bianchi. Il sistema introdotto dal decreto ministeriale 20 luglio 2004 (aggiornato dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 e dal D.Lgs 30 maggio 2008, n.115/08), prevede che i distributori di energia elettrica raggiungano annualmente determinati obblighi quantitativi di risparmio di energia primaria. Attualmente l'obbligo riguarda solo ai distributori con più di 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione.

specularmente, esistendo già un incentivo derivante dai meccanismi dell'efficienza energetica, l'incentivazione della classe D=2 appare non più necessaria per le imprese con almeno 50.000 punti di prelievo;

- c) modificare l'incentivazione attualmente prevista per gli investimenti D=3, riconducendola alle condizioni proposte per la categoria I=2 del servizio di trasmissione ; gli investimenti relativi alla realizzazione di nuove stazioni di trasformazione AT/MT caratterizzate da almeno due nuovi lati di maglia in AT, infatti, sono ormai marginali nell'ambito del servizio di distribuzione e rientrano nell'attività di sviluppo della rete di trasmissione;
- d) confermare l'incentivazione prevista per la categoria D=4 investimenti relativi a progetti pilota comprendenti sistemi di automazione protezione e controllo di reti attive MT (*smart grid*): 2% per 12 anni, avviando una riflessione su sistemi di incentivazione *output based* che possano promuovere una realizzazione più generalizzata delle reti attive in logica *smart grid*, in ogni caso in modo efficiente e focalizzato sulle situazioni critiche (si veda in merito l'Appendice A del presente documento);
- e) introdurre una nuova categoria (D=6) per i sistemi di accumulo in stazioni di trasformazione AT/MT, connessi alla sbarra MT di cabina primaria, che verranno installati in coerenza con i piani di sviluppo predisposti dalle imprese di distribuzione in coordinamento con il gestore della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 18, comma 3, del dlgs n. 28/11 e dell'articolo 36, comma 4 del decreto legislativo n. 93/11; l'Autorità ritiene infatti che tali sistemi potrebbero configurarsi come strumenti nella disponibilità del distributore finalizzati al controllo dei flussi di energia scambiati nell'interconnessione con l'impresa di trasmissione, necessari a mitigare gli effetti della presenza di una quota rilevante di impianti da fonti rinnovabili non programmabili direttamente connessa alla rete di distribuzione. Per tale nuova categoria di incentivazione l'Autorità intende prevedere un'extra remunerazione identica a quella che sarà riconosciuta per i corrispondenti impianti di accumulo installati sulla rete di trasmissione e limitarne il riconoscimento secondo le logiche già descritte nel precedente capitolo, per la trasmissione.

S5. Si condividono le ipotesi di revisione dei meccanismi tariffari di incentivazione del servizio di distribuzione sopra descritti? Motivare la risposta.
--

6.5 In merito alla realizzazione di sistemi di accumulo a batterie sulle reti di distribuzione occorre, inoltre, considerare che:

- a) già oggi, la regolazione della qualità del servizio elettrico prevede incentivi per la fornitura da parte del distributore al gestore della RTN del servizio di mitigazione delle interruzioni per gli utenti della distribuzione, che può ottenersi tramite riconfigurazioni di reti MT e contro-alimentazioni, attraverso l'inserzione di gruppi di generazione mobili, ma se presenti, anche attraverso l'utilizzo di sistemi di stoccaggio elettrico;
- b) i sistemi di accumulo a batteria inseriti in prossimità del punto di immissione dell'utenza attiva o in accoppiamento con gruppi di generazione si configurano, come strumenti funzionali al dispacciamento in quanto, da un lato aumentano la possibilità di accettare capacità di generazione, dall'altro nel caso in cui si sviluppi un mercato dei servizi di dispacciamento sulla rete di distribuzione, potrebbero ridurre eventuali costi legati a sbilanciamenti a

livello di distribuzione e, conseguentemente, dei riflessi sulla rete di trasmissione. e attualmente sono pari a zero ma in futuro potrebbero essere previsti anche alle produzioni rinnovabili non programmabili;

- c) merita una specifica valutazione (anche in termini di costi/benefici), la possibilità di individuare specifici casi in cui possa risultare ragionevole inserire temporaneamente a livello di distribuzione sistemi di accumulo amovibili, in attesa del necessario adeguamento della rete.

6.6 Dalle brevi considerazioni sopra sviluppate e, in coerenza con quanto già segnalato nell'ambito della trasmissione, le modalità di regolazione ed eventuale incentivazione dei sistemi di accumulo sulle reti di distribuzione richiedono ulteriori approfondimenti tecnico-economici da parte dell'Autorità. Solo a valle di tali analisi (e di eventuali esiti connessi ai progetti pilota per le *smart grid* già attivati dall'Autorità) potrà essere valutata una più specifica e strutturata regolazione (ed eventuale incentivazione *output based*) dei sistemi di accumulo a batterie sulle reti di distribuzione.

Meccanismo di garanzia dei ricavi da connessioni a forfait

6.7 Per quanto riguarda il meccanismo di garanzia dei ricavi attualmente previsto per effetto della deliberazione ARG/elt 203/09, (si veda al proposito il paragrafo 3.33 e successivi), tale meccanismo verrà eliminato nel caso in cui l'Autorità adotti l'ipotesi A.2 individuata nel DCO 29/11. Detta ipotesi, infatti, prevede che anche i contributi da connessione a *forfait* siano trattati quali contributi in conto capitale, da portare in deduzione del capitale investito (ad eccezione della quota ascrivibile alla copertura delle spese generali o delle spese amministrative, che continuerà ad essere scomputata dai costi operativi). In tale prospettiva verrebbe meno ogni esigenza di garanzia.

6.8 In caso contrario, l'Autorità è orientata a mantenere invariato il predetto meccanismo, salvo eventualmente rivedere le franchigie, in coerenza con quanto ipotizzato con il corrispondente meccanismo previsto per il servizio di trasmissione.

7 Ipotesi preliminari per lo sviluppo di meccanismi di incentivazione per il servizio di misura

7.1 Con riferimento al servizio di misura, come descritto nel precedente capitolo 4, le prospettive di maggior interesse sembrano essere quelle relative:

- a) alla messa a disposizione di una porta con segnale USB, utilizzabile anche con finalità di gestione dei carichi a valle dell'interfaccia tra rete di distribuzione e cliente finale;
- b) all'utilizzo del sistema di trasmissione dei dati attualmente asservito al misuratore elettronico anche con riferimento di servizi diversi dall'energia elettrica.

7.2 Allo stato attuale dello sviluppo tecnologico, e ferma restando la necessità di ulteriori approfondimenti anche del quadro normativo, non può essere esclusa un'evoluzione di tali servizi aggiuntivi nell'ambito dell'attività di misura svolta dal titolare della concessione di distribuzione.

7.3 In tale prospettiva, l'Autorità sta valutando la possibilità di sostenere lo sviluppo dell'offerta di tali servizi aggiuntivi, in via sperimentale, da parte delle imprese distributrici, fermo restando il vincolo di non discriminarietà nelle modalità di offerta.

- 7.4 Tale offerta dovrà comunque avvenire a condizioni regolate anche al fine di evitare effetti distorsivi o indesiderate sussidiazioni tra clienti.
- 7.5 In ultimo, in relazione a quanto sopra, l’Autorità intende valutare la possibilità di prevedere che i margini derivanti dall’erogazione di detti servizi innovativi possano, almeno in parte, essere destinati alla riduzione del costo del servizio di misura per i clienti finali.

S6. Si condividono le considerazioni sopra riportate in materia di possibili sviluppi del servizio di misura? Motivare la risposta e formulare eventuali proposte ulteriori.

APPENDICE A

Prime ipotesi per lo sviluppo di un meccanismo output based per l'incentivazione dei sistemi di controllo delle smart grid

L'esperienza condotta con la selezione dei progetti pilota di reti attive (*smart grid*) nell'ambito dell'attuazione della deliberazione ARG/elt 39/10 ha permesso di fissare alcuni punti chiave che possono essere così sintetizzati:

- la “percentuale di tempo annuo con flusso inverso di potenza” costituisce un buon indicatore, sia a livello di rete MT (sottesa a una semisbarra di cabina primaria AT/MT), sia a livello di singola linea MT, dell'urgenza dell'investimento in sistemi di controllo e comunicazione di tipo *smart grid*. In un sistema incentivante di tipo generalizzato, una soglia relativa alla percentuale di tempo annuo con flusso inverso di potenza (relativa all'ultimo anno disponibile) potrebbe essere utilizzata come parametro di accesso (on/off) all'incentivo, in modo da indirizzare gli investimenti verso le situazioni più critiche.
- un altro parametro critico potrebbero essere la quantità (espressa in potenza nominale) di generazione diffusa connessa o connettenda.
- l'obiettivo della massimizzazione dell'energia immettibile in seguito all'investimento in sistemi di controllo e comunicazione di tipo *smart grid* – ovvero, senza che il gestore della rete di distribuzione debba ricorrere a interventi di natura strutturale sulla propria rete per aumentare le portate delle linee e dei trasformatori AT/MT – può essere ricondotto a un indicatore semplice, detto “*Psmart*” ed esprimibile come la “potenza di immissione in rete liberata dall'intervento in condizioni sicure di corrente, tensione e frequenza”, correlabile, in prima approssimazione alla potenza del trasformatore primario e al carico della rete. La correlazione dovrebbe emergere dalle sperimentazioni in corso. Eventualmente l'indicatore potrebbe essere corretto in funzione dell'energia non fornita per limitazioni della rete.
- lo schema incentivante, dovrebbe anche fissare dei requisiti minimi di un intervento in sistemi di controllo e comunicazione di tipo *smart grid*. Tali requisiti potrebbero essere riconducibili alla possibilità di effettuare, tramite opportuni sistemi di comunicazione, la regolazione di tensione sui punti di connessione degli impianti di generazione distribuita (regolazione della potenza reattiva immessa) e alla adattività in tempo reale del *set point* delle tarature di frequenza e di tensione (per la sicurezza *anti-islanding*).

Pertanto uno schema incentivante molto semplice, di tipo *output based*, per la diffusione “generalizzata” degli investimenti in sistemi di controllo delle unità di produzione connesse alle reti MT (*smart grid*) nelle aree più critiche, potrebbe prevedere:

- un incentivo proporzionale alla potenza *Psmart* (con eventuale fattore correttivo) delle reti di distribuzione MT;
- riconosciuto solo per le reti MT che presentano, nell'ultimo anno con dati disponibili, una percentuale di flusso inverso (al nodo AT/MT) superiore a una certa percentuale di tempo o per le reti MT in cui la somma della potenza nominale degli impianti di generazione diffusa superi una soglia data;

- a condizione che gli investimenti in logica *smart grid* rispettino i requisiti minimi fissati dall'Autorità.

L'ammontare dell'incentivo così stabilito potrebbe essere determinato in parte in misura proporzionale alla potenza *P_{smart}* e in parte in misura proporzionale alla percentuale di impianti di generazione distribuita concretamente controllati. Questa ipotesi potrebbe anche in parte intercettare, automaticamente, la differenziazione territoriale prevista dal dlgs 28/11.

Le sperimentazioni potranno portare ad arricchire tale schema incentivante in relazione alle ulteriori funzioni innovative possibili grazie agli investimenti in logica *smart grid*: l'integrazione con le stazioni di ricarica di veicoli elettrici, l'integrazione con i programmi di *demand response* e l'integrazione con i sistemi di accumulo.