



## La regolazione delle reti elettriche in Italia

terza parte (1)

A cura di ANIE Confindustria

Dall'analisi svolta emerge che il sistema di regolazione italiano ha progressivamente messo a punto regole e meccanismi che lo qualificano come una best practice a livello europeo

La RAB è remunerata, in base ad un principio Rate of Return, con un WACC pre-tax (costo medio ponderato del capitale) identificato all'Autorità. A differenza di quello usato a consuntivo per il calcolo del price cap, l'RPI utilizzato per fissare il WACC è calcolato sulle aspettative di inflazione. Il WACC pre-tax è così calcolato:

$$WACC_{pretax} = \frac{1 + \left[ \frac{k_e \times \frac{E}{E+D} + k_d \times \frac{D}{E+D} \times (1-t)}{1-T} \right]}{(1+rpi)} - 1$$

dove:

$k_e$  = il costo del capitale di rischio (6);

$k_d$  = il costo del capitale di debito;

$E$  = la quota di capitale di rischio investito;

$D$  = la quota di capitale di debito investito;

$(1-t)$  = il beneficio ottenuto dallo scudo fiscale;

$T$  = l'aliquota fiscale effettiva sostenuta dall'impresa e  $rpi$  le aspettative di inflazione.

Una peculiarità del sistema italiano rispetto ad altri regimi regolatori, pur simili nel modello di remunerazione del capitale, riguarda l'asincronia dell'ammissione di spese capitali in tariffa e

dell'approvazione dei bilanci. Infatti, le tariffe sono approvate all'inizio di ciascun anno  $n$ ; tuttavia, i bilanci per l'anno  $n-1$  sono approvati dal Consiglio di Amministrazione tra aprile e giugno dello stesso anno  $n$ . Conseguentemente, i più recenti dati disponibili sono quelli riguardanti l'anno  $n-2$ , determinando un problema di remunerazione adeguata del capitale. Similmente, oltre agli investimenti, anche il valore degli ammortamenti viene riconosciuto con ritardo. Questa asimmetria ha causato uno sfasamento finanziario in capo agli operatori, determinando una perdita in termini economici, pari al valore monetario nel tempo della RAB per i due anni. In altri termini, il valore del WACC reale calcolato (e a riferimento per il periodo regolatorio) risulta essere più basso dell'effettivo costo del capitale, perché riconosciuto a distanza di tempo. Per ovviare a tale problema, solo nell'ultimo periodo regolatorio, l'Autorità ha previsto una maggiorazione forfettaria dell'1% alla remunerazione prevista per i nuovi investimenti.

Infine, con riferimento alla remunerazione del capitale investito l'Autorità ha introdotto nel quarto periodo tariffario una revisione biennale

(1) Seconda parte fascicolo Elettrificazione 706 Agosto Settembre

(6) Il costo del capitale di rischio è stimato sulla base del CAPM (capital asset pricing model) come  $k_e = r_f + \beta \cdot ERP$  dove  $r_f$  è il valore del portafoglio privo di rischi;  $\beta$  è la sensibilità (dei rendimenti) delle attività energetiche al mercato; e  $ERP$  (equity risk premium) è la differenza tra il rendimento del portafoglio di mercato e il tasso risk-free

del WACC a causa della elevata variabilità del rendimento del BTP decennale utilizzato come riferimento per il tasso privo di rischio nella formula del WACC. Questo nuovo indirizzo ha l'obiettivo da un lato di escludere qualsiasi scelta discrezionale, limitandosi all'aggiornamento del periodo di riferimento, dall'altro di far aderire il più possibile gli input regolatori alle effettive condizioni di mercato. Al tempo stesso, tuttavia, è possibile osservare che, soprattutto a causa della contingenza economica, che ha causato oscillazioni rilevanti nei rendimenti dei titoli di Stato, gli operatori hanno fronteggiato un riferimento per il risk-free tutt'altro che stabile. Oltre alla determinazione del risk-free, l'autorità stabilisce tutte le componenti di calcolo del WACC. Una distorsione in ciascuno di questi valori determina un valore regolatorio del costo ponderato del capitale lontano da quello effettivamente sostenuto e, quindi, il rischio di sotto(sovra)-remunerare il capitale investito. I principali elementi che ad oggi sono forieri di potenziali distorsioni, comprendono:

■ l'aliquota di tassazione che attualmente entra nel computo si attesta sui livelli di statutory tax rate, ovvero sull'aliquota legale delle imprese. L'aliquota legale è al netto dell'effetto della cd. Robin Hood tax, secondo le disposizioni legislative inerenti. La distorsione potrebbe emergere in caso l'aliquota legale non rispecchi a pieno l'impatto della tassazione (effective tax rate). Ad esempio, Enel Distribuzione riporta che il proprio tax rate è stato nel 2013 pari a 43,6%, in luogo del 35,7% riconosciuto. Parte di questa differenza è imputabile alla Robin Hood tax;

■ la stima dell'Equity Risk Premium è normalmente soggetta al cd. consensus degli analisti e non è direttamente osservabile sul mercato. Si riporta che il valore scelto dall'Autorità per trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica è pari a 4%; per operare un confronto, il valore dell'ERP per le telecomunicazioni è attualmente il 4,5%. Tra gli altri, uno studio di Fernandez, Aguierramalloya e Corres, condotto sottoponendo un questionario a 120 tra professori di economia e finanza, analisti e manager di imprese italiani, riporta un valore medio per l'Italia di 5,6% (deviazione standard: 1,4) (7);

■ il tasso di riferimento dell'inflazione attesa deve essere il più aderente possibile alle aspettative di inflazione correnti; si registra che, per

il prossimo biennio, il tasso di inflazione applicato è superiore a quello atteso (1,8% in luogo dell'1,5% previsto nella nota di aggiornamento del documento di economia e finanza del Ministero dell'economia e del valore reale registrato negli ultimi sei mesi, pari allo 0,4/0,5% su base annua) e ciò comporta una riduzione della remunerazione per le imprese.

Il rischio di adottare parametri che sotto-stimino il costo medio ponderato del capitale sostenuto, comporta la possibilità di adottare un tasso di remunerazione riconosciuto inferiore al costo del capitale che le imprese devono sostenere. Una nostra analisi di sensitività (i cui risultati sono mostrati in appendice), mostra che, riallineando i valori di ERP e RPI, anche in assenza di un adeguamento della tassazione, il WACC reale pre-tax si alza fino a circa l'8% per la distribuzione e al 7,8% per la trasmissione. Qualora le imprese si trovino a fronteggiare un WACC riconosciuto inferiore al loro effettivo costo del capitale, qualsiasi operazione di investimento (che non sia soggetta a incentivazione) determinerebbe la distruzione di valore. Per quanto attiene gli investimenti precedentemente effettuati, inoltre, questo si riverbera negativamente sulla sostenibilità e sulla profittabilità delle imprese. Di conseguenza, gli investimenti ammessi a regime favorito di remunerazione e i nuovi investimenti assumono un ruolo determinante: il riconoscimento di un mark-up sulla loro remunerazione, infatti, può riallineare la profittabilità dell'impresa in caso si verifichi uno scostamento tra i WACC regolatori ed effettivi (8). In questo senso, l'autorità rafforza il proprio potere di indirizzo sugli investimenti, senza dover necessariamente sottoporre i nuovi progetti a uno scrutinio (come avviene, per esempio, in Regno Unito).

## **EVOLUZIONE DELLA REGOLAZIONE INCENTIVANTE: QUALITÀ DEL SERVIZIO, QUALITÀ COMMERCIALE, SICUREZZA, PERDITE ED ESPOSIZIONE AI RISCHI DI VOLUME**

L'obiettivo di fornire un servizio qualitativamente eccellente fa spesso parte dell'impostazione strategica del regolatore e l'AEEGSI non fa eccezione. La qualità del servizio di distribuzione è misurata in termini di continuità del servizio e di ripristino rapido del servizio in caso di interruzione. I meccanismi regolatori fin qui discussi non sono sempre capaci di

(7) Fernandez, P., Aguierramalloya, J., Corres, Luis (2013). Market Risk Premium used in 82 countries in 2012: a survey with 7,192 answers ([http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=2084213&download=yes](http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2084213&download=yes))

(8) Si nota comunque un'asimmetria tra la trasmissione e al distribuzione, a riguardo dell'impatto degli investimenti ammessi a regime favorito

**Tabella 4:** Calcolo del WACC per la trasmissione (T) e la distribuzione (D)

	1° periodo	2° periodo		3° periodo		2012-2013		2014-2015	
	T & D	T	D	T	D	T	D	T	D
E/E+D	0,71	0,59		0,56		0,56		0,56	
D/E+D	0,29	0,41		0,44		0,44		0,44	
D/E	40%	70%		80%		80%		80%	
Risk-free	3,14%	4,25%		4,45%		5,24%		4,42%	
β levered	0,43	0,55	0,6	0,575	0,6	0,575	0,61	0,575	0,61
Premio di mercato	4%	4%		4%		4%		4%	
costo del debito	4,5%	4,66%		4,9%		5,69%		4,87%	
Aliquota fiscale	46%	40%		40%		35,7%		35,7%	
Scudo fiscale	37%	33%		33%		27,5%		27,5%	
costo del capitale di rischio	4,86%	6,45%	6,65%	6,75%	6,85%	7,54%	7,68%	6,72%	6,86%
WACC nominale	7,9%	8,5%	8,7%	8,7%	8,8%	9,4%	9,5%	8,2%	8,4%
WACC nominale post-tax	4,3%	5,1%	5,2%	5,2%	5,3%	6,0%	6,1%	5,3%	5,4%
RPI	1,4%	1,7%		1,7%		1,8%		1,8%	
WACC reale	6,4%	6,7%	6,8%	6,9%	7,0%	7,4%	7,6%	6,3%	6,4%

allineare gli sforzi dell'impresa regolata verso requisiti accettabili in termini di qualità. La remunerazione tramite price-cap non tiene conto degli standard qualitativi di erogazione del servizio, essendo i ricavi determinati in base ad una formula che non tiene conto delle caratteristiche del servizio prestato né dei costi eventualmente sostenuti per un miglioramento della sua qualità.

In un'ottica di diminuzione dei costi può anzi incentivare il deterioramento del servizio, a danno dei consumatori. Similmente, il sistema di rate of return non discrimina tra investimenti necessari alla fornitura di un servizio minimo e quelli intesi a migliorare la qualità della fornitura. In questo senso è giustificata una struttura regolatoria che incentivi l'investimento in qualità.

Il regolatore ha a disposizione numerosi strumenti, volti a garantire la qualità del servizio. Da un lato, la qualità è strettamente legata agli input: le dotazioni infrastrutturali e la loro

gestione, ovvero il piano degli investimenti (in qualità) e la loro amministrazione. Come evidenziato nei precedenti paragrafi e nel successivo paragrafo 1.6.7, la tariffa remunera le spese in conto capitale e le spese correnti, sostenute anche con l'obiettivo di migliorare la qualità (9). Dall'altro lato, l'Autorità ha a disposizione gli strumenti di monitoraggio, verifica e incentivazione di indici di output, che permettono di intervenire direttamente sulla qualità, lasciando agli operatori la libertà di gestire autonomamente le modalità di convergenza.

Coerentemente con l'approccio di quantificazione e valutazione, l'Autorità si è dotata di uno strumento per la regolazione della qualità del servizio, specificato nel TIQE (10) che prevede: degli standard di qualità minimi per i clienti in bassa tensione, che gli operatori devono raggiungere annualmente, univocamente misurabili e controllabili dall'Autorità ed uno schema di premi e penalità che interessa tutti quegli operatori che si trovano al di sopra o al di sotto

(9) In relazione al processo di ammissione degli investimenti a regime favorito (discusso nel successivo paragrafo 1.6.7), potrebbe sussistere un rischio di overlapping della regolazione incentivante. Da un lato l'approccio discusso in questo paragrafo, ancora parte della remunerazione delle imprese di distribuzione a indici di qualità, ovvero a misure di output. Dall'altro lato, il regime favorito stabilisce degli incentivi secondo misure di input, ammettendo investimenti anch'essi potenzialmente necessari per il miglioramento della qualità del servizio (almeno in alcuni casi). Il rischio è, appunto, di incentivare (e conseguentemente remunerare) due volte la stessa cosa.

to delle soglie di performance fissate. Oltre a monitorare le interruzioni sulla rete di bassa tensione, l'Autorità prevede un analogo schema di premi/penali anche per le interruzioni occorse sulla rete di media tensione. Qualora un'impresa di distribuzione non rispetti i livelli specifici previsti per i clienti MT, è chiamata a corrispondere degli indennizzi automatici. E' evidente come tutta la regolazione output-based, discussa nel paragrafo seguente, fonda la sua efficacia su di una stretta attività di verifica della congruenza tra i dati forniti dagli operatori e la realtà del servizio.

## LA REGOLAZIONE OUTPUT BASED

La regolazione incentivante rappresenta un punto fondamentale di tutto il sistema regolatorio. Il passaggio dalla remunerazione degli input, ovvero costi operativi e spese in conto capitale, alla remunerazione delle performance e degli output dà al regolatore due possibili leve. Innanzitutto, il regolatore può assicurare un uso efficiente delle risorse, lasciando la scelta della loro allocazione agli operatori. In secondo luogo, può forzare gli operatori all'espansione della spesa per il raggiungimento degli obiettivi fissati. Il contraltare è rappresentato dalle difficoltà applicative e di design, naturalmente legate alla regolazione incentivante. Per l'Italia, la necessità di costituire un sistema incentivante basato sulla valutazione degli output è stata rafforzata dal bisogno di far convergere nel tempo i livelli di qualità dei numerosi operatori del sistema di distribuzione. Il sistema ha previsto, dall'anno 2000 uno schema premiante/punente che collegasse la tariffa di distribuzione alla continuità della fornitura. La misura di output scelta per lo schema era costituita dal numero medio di minuti

di fornitura persi, in eccesso ai tre minuti, per utenza e in caso di interruzioni inattese. Questo indicatore prende il nome di SAIDI (System Average Interruption Duration Index). Il SAIDI è oggi calcolato su 389 ambiti territoriali omogenei; un ambito è individuato quando ricorrano condizioni omogenee di densità di popolazione, appartenenza alla medesima provincia e territorio servito dalla medesima società di distribuzione. La tariffa annuale è individuata a livello nazionale sulla base del miglioramento o peggioramento di qualità, calcolato sulla media dei singoli ambiti: gli incentivi sono quindi assegnati a ciascun ambito territoriale sulla base di target individualmente determinati per ciascuno di essi, e dei SAIDI effettivi. Dal secondo periodo regolatorio, la formula per il calcolo del SAIDI è stata calcolata con l'obiettivo di incentivare la convergenza dei livelli di qualità, tenendo conto della densità abitativa, suddivisa in tre livelli. Dal terzo periodo regolatorio, l'Autorità ha inoltre introdotto nel sistema incentivante, oltre ad un indice di durata delle interruzioni, anche un indice di frequenza per le interruzioni di breve e lunga durata, con l'obiettivo di ridurre le differenze tra gli ambiti territoriali.

L'Autorità ha fissato, con la deliberazione 311/2012/R/eel, i seguenti livelli obiettivo per il quarto periodo di regolazione in tabella 5.

Riguardo agli obiettivi, l'Autorità stabilisce, ogni anno e per ciascuna impresa, i livelli tendenziali di qualità del servizio sui quali sono calcolati premi e penalità. Sia per l'indicatore D1 (durata interruzioni) che per l'indicatore N1 (numero di interruzioni) è prevista una franchigia del 5%, entro la quale non sono assegnati premi e penalità. Similmente, vengono individuati dei tetti massimi sulla base dei ricavi

Tabella 5: livelli obiettivo D1 e N1 per il quarto periodo regolatorio. Fonte: AEEGSI

Concentrazione abitativa	Numero di ambiti	Durata interruzioni (indicatore D1)	Numero interruzioni (indicatore N1)
Alta	89	25 min/utente	1
Media	128	40 min/utente	2
Bassa	122	60 min/utente	4
Totale premi 2012		51.453.786 €	52.545.189 €
Totale penalità 2012		14.761.889 €	16.455.908 €

(10) Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

riconosciuti per il servizio di distribuzione. Esiste, infine, un sistema di incentivazione, che si prefigge di diminuire il numero di utenti in media tensione con interruzioni superiori ai livelli specifici (11).

Per il servizio di trasmissione, la regolazione incentivante è a oggi disciplinata dalla Deliberazione dell'Autorità ARG/elt 197/11, la quale tiene conto della necessità di garantire che standard di qualità, indennizzi ai clienti e incentivi per la qualità dei servizi siano definiti in coerenza con i provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di regolazione delle tariffe e dei corrispettivi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e di misura dell'energia elettrica.

Secondo il meccanismo adottato, a Terna sono corrisposti premi in ragione del miglioramento degli indicatori di qualità rispetto al livello obiettivo. In caso di mancato raggiungimento degli obiettivi, invece, Terna è chiamata a versare una penalità.

Fino al 2011 i premi e le penalità venivano calcolati sulla base di tre indici che riportavano precipuamente l'energia non fornita (ENSR), il numero di disalimentazioni per utente (NDU) e la quota di utenti senza disalimentazione. Con la sopra citata Deliberazione ARG/elt 197/11, l'Autorità ha voluto dare seguito agli orientamenti finali formulati dal documento per la consultazione DCO 39/11, valutando attentamente le osservazioni formulate dai soggetti interessati e, tra le altre disposizioni, ha confermato la scelta di adottare un solo indicatore ai fini del calcolo dei premi e delle penalità, l'ENSR. Sdoppiandolo in ENSR-TERNA e ENSRTELAT ed adottando una asimmetria delle valorizzazione di premi e penalità sulla porzione di rete TELAT.

La tabella 6, riporta i premi ricevuti e le penalità versate da Terna negli anni 2010, 2011 e 2012. Accanto alla regolazione premi-penalità della qualità del servizio di trasmissione appena descritta, rileva notare che, con la deliberazione 341/2007, l'Autorità ha anche introdotto i cd "servizi di mitigazione", disciplinando la valorizzazione dei servizi delle imprese distributrici per la continuità: alle imprese di distribuzione viene riconosciuto una remunerazione per la continuità resa in occasione di disalimentazioni sul sistema di trasmissione.

## ESPOSIZIONE AI RISCHI DI VOLUME

La deliberazione AEEGSI ARG/elt 188/08 ha introdotto il meccanismo facoltativo di garanzia sul livello del ricavo riconosciuto al servizio di trasmissione. Terna ha facoltà di aderire al meccanismo per l'intero periodo regolatorio, senza poter recedere prima della scadenza dello stesso. Il meccanismo prevede un meccanismo di compensazione che si attiva qualora i volumi di energia elettrica movimentati dalla rete si discostino dai volumi presi a riferimento per la determinazione delle tariffe di trasmissione. Se i volumi a consuntivo superano la soglia dello 0,5% in aumento o diminuzione rispetto ai volumi di riferimento, i maggiori o minori ricavi in eccedenza a quella soglia sono posti in capo al conto UC3. Il conto UC3 è finanziato direttamente in bolletta attraverso l'omonima componente tariffaria, con aliquote individuate dall'Autorità. L'attivazione del meccanismo ha segnato di fatto il passaggio da un regime di tipo price cap a un regime di tipo revenue cap, dato che il ricavo viene in pratica definito ex ante. Si rileva che, in un contesto di difficile stima dei futuri volumi trasmessi, ad esempio per l'effetto depressivo sui consumi della crisi

**Tabella 6:** livelli obiettivo D1 e N1 per il quarto periodo regolatorio. Fonte: AEEGSI

	2010	2011	2012(12)
Premio energia non fornita di riferimento	5.290.320 €	4.461.210 €	ENSR-TERNA: 12.000.000 € ENSR-TELAT: 7.040.000 €
Premio numero di disalimentazioni	5.094.674 €	4.778.594 €	n/a
Penalità numero di disalimentazioni	-1.439.647 €	-1.861.544 €	n/a

(11) L'Autorità calcola il numero di "utenze equivalenti" in MT con interruzioni superiori ai livelli: il premio è assegnato quando esse diminuiscono rispetto al livello di partenza e ammonta a 5.300 € per utenza. Il totale in premi erogato per i miglioramenti al 2012 ammonta a 5.061.500 €.

(12) Tabella 1, allegato A, Deliberazione dell'Autorità 118/2014/R/EEL.

economica, si è verificata negli ultimi anni la loro sistemazione sottostima. Poiché il sistema di assicurazione dal rischio volume prevede una sorta di franchigia (la soglia dello 0,5%), la sottostima si accompagna ad una perdita netta per l'impresa di trasmissione di ammontare pari alla franchigia stessa, unitamente ad una perdita finanziaria per il ritardo, pari a circa 20 mesi, con cui Terna riceve dal conto UC3 l'ammontare della compensazione. Dal 2009 al 2013 la perdita complessiva stimata per Terna è pari a circa 82 milioni di euro.

Non hanno ancora trovato applicazione, a causa di criticità applicative, i commi della delibera ARG/elt 199/11 che suggerivano la necessità di costituire una tariffa binomia. La tariffa binomia prevedeva che la tariffa applicata dal gestore della rete di trasmissione nei punti di interconnessione con le reti di distribuzione fosse identificata da due corrispettivi variabili: un corrispettivo in quota potenza, a copertura dei costi di capitale e di una parte dei costi operativi; un corrispettivo in quota energia, a copertura dei costi operativi residui. Il corrispettivo per quota potenza è espresso in €/KW/anno; il corrispettivo in quota energia è espresso in €/KWh. La tariffa binomia potrebbe servire lo stesso scopo oggi rivestito dal meccanismo facoltativo di garanzia, assicurando una più efficiente ripartizione tra gestore di rete e clienti finali del "rischio volume", aumentando inoltre l'aderenza della tariffa ai costi effettivamente sostenuti. Per gli anni 2014 e 2015, in attesa di una strutturazione definitiva della tariffa binomia, è applicata una componente TRASp (ovvero una componente di potenza), oggi pari a 16.44€/KW/anno, ai soli clienti in alta e altissima tensione.

## IL SISTEMA DELLA PEREQUAZIONE NELLA DISTRIBUZIONE

Il sistema di perequazione generale è stato formulato a seguito dell'introduzione della tariffa unica per la fornitura dell'energia elettrica, al fine di garantire alle imprese di distribuzione la compensazione di differenze di costo dovute a fattori esogeni, quali le caratteristiche dell'area o della clientela servita. Questi fattori esogeni devono essere indipendenti dall'efficienza delle aziende. Il sistema di perequazione generale si applica alle imprese che si occupano della distribuzione e della misura nel settore elettrico.

Il sistema di perequazione nel servizio della distribuzione si applica a tutte le imprese distributrici e prevede un sistema compensativo per i ricavi riguardanti il servizio di distribuzione, ai ricavi che si riferiscono alle tariffe D2 e D3 e ai costi di trasmissione.

L'obiettivo del meccanismo di perequazione aziendale è quello di coprire la differenza tra i ricavi effettivamente registrati dalle imprese e i ricavi ammessi dal sistema regolatorio. La necessità del regime di perequazione discende dall'asimmetria tra le tariffe nozionali, che determinano il ricavo ammesso, e l'ammontare delle tariffe obbligatorie applicate alle utenze, che determinano il ricavo effettivo.

Gli ammontare destinati alla compensazione dei ricavi sono movimentati attraverso la cassa conguaglio del settore elettrico e sono composti dai differenziali positivi che le imprese rimettono alla cassa e da una quota delle risorse ricavate dalla componente UC3 della bolletta energia elettrica.

Più in dettaglio, il sistema perequativo dei ricavi relativi al servizio di distribuzione compensa le differenze tra i ricavi ammissibili, ottenuti applicando la tariffa di riferimento, e i ricavi ottenibili applicando le tariffe obbligatorie (tariffa obiettivo D1 per i clienti potenziali e altre tariffe obbligatorie per clienti non domestici). La tariffa di riferimento è la tariffa unitaria che, applicata virtualmente agli utenti della rete dell'impresa distributtrice, ne determina i ricavi ammessi. La tariffa obiettivo è la tariffa unica nazionale che determina la quota parte di costo a carico dell'utenza. Poiché la seconda è individuata a livello nazionale, mentre la prima può variare tra i diversi distributori (ad esempio per differenze negli investimenti ammessi in RAB), il sistema di perequazione garantisce la corretta allocazione dei ricavi ammessi. Il sistema perequativo dei ricavi riguardante le tariffe D2 e D3 compensa le differenze tra i ricavi ottenibili applicando la tariffa obiettivo D1 e quelli effettivamente ottenuti applicando le tariffe obbligatorie D2 e D3, fattualmente riscosse dall'impresa distributtrice. Il sistema perequativo dei costi di trasmissione compensa le differenze tra i costi sostenuti dall'impresa distributtrice attraverso la tariffa CTR e i ricavi ottenuti attraverso la componente TRAS.

L'obiettivo è di uniformare (e neutralizzare) la "partita di giro" dei costi di trasmissione, di cui le imprese distributtrici si fanno tramite: il siste-

ma di perequazione si assicura che l'impresa di distribuzione non debba corrispondere alla società di trasmissione una quota inferiore/superiore alla sua competenza effettiva. Infine, è inoltre previsto un sistema di perequazione aziendale che, a livello di singola impresa, si prefigge di compensare gli scostamenti residui dei costi di distribuzione effettivi dai costi di distribuzione riconosciuti.

## IL PROCESSO DI AMMISSIONE DEI NUOVI INVESTIMENTI AL REGIME FAVORITO DI REMUNERAZIONE DELLE SPESE DI CAPITALE

### *La trasmissione e il Piano di Sviluppo*

Terna assolve annualmente l'obbligo di stendere un Piano di Sviluppo della Rete Nazionale, contenente le linee di sviluppo della rete, secondo quanto stabilito dai termini della Concessione per le attività di trasmissione. Questi comprendono obiettivi in termini di sicurezza, affidabilità e continuità; un uso efficiente; l'imparzialità e la neutralità del servizio al fine di garantire l'accesso paritario; la tutela dell'ambiente e la sicurezza degli impianti. Il Piano, inoltre, accoglie gli indirizzi del MISE stabiliti con la programmazione decennale, stabiliti sulla base di previsioni del fabbisogno energetico, necessità di interconnessione con l'estero, necessità di ridurre al minimo i rischi di congestione, richieste di connessione. La definizione del Piano (e la sua approvazione) vincola quindi in una qualche misura Terna ad una definizione condivisa e non arbitraria degli investimenti. Durante la sua stesura il Piano è sottoposto al vaglio del Comitato di Consultazione Utenti di Terna, nel quale vengono rappresentati i distributori, i produttori da fonti convenzionali e non, i grandi clienti industriali, i grossisti e i consumatori. Inoltre, in attuazione di quanto disposto dall'art. 36 del decreto legislativo 93 del 2011, è offerto alla valutazione dell'Autorità che, in seguito alla Deliberazione 112/2012/R/eel, lo sottopone a consultazione pubblica (13). Il Piano è infine sottoposto al Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) per l'approvazione.

Anche sulla base del Piano di sviluppo, sono individuati quegli investimenti che hanno titolo al regime favorito di remunerazione del capitale. Il regime di incentivazione degli investimenti valido nell'attuale periodo regolatorio (14) pre-

vede tre classi di investimento:

■ classe I = 1: investimenti di rinnovo, derivanti da obblighi normativi o altri investimenti. Non sono incentivati;

■ classe I = 2: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto non inclusi in I = 3, incluse le opere relative al Piano di difesa e opere accessorie agli investimenti a regime I = 3. Maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale: 1,5% per 12 anni;

■ classe I = 3: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato o ad incrementare la Net Transfer Capacity (NTC) sulle frontiere elettriche, nonché altri interventi considerati di primaria portata strategica. Maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale: 2% per 12 anni;

■ classe I = 4: investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo. Maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale: 2% per 12 anni.

I progetti in classe I = 3 sono in particolare soggetti ad un meccanismo di premi e penalità – introdotto con la delibera 87/10 e perfezionato negli artt. 25-29 del TIT (15) – volto a incentivare la tempestiva entrata in esercizio degli stessi. I progetti in classe I = 4 sono selezionati secondo specifica procedura definita con la delibera 288/2012/R/eel.

Infine, per tutti gli investimenti ammessi a regime favorito, è previsto un sistema proporzionale di riduzione della maggiorazione, nel caso in cui siano previsti costi ambientali o compensativi collegati al progetto di investimento.

*Segue sul prossimo fascicolo.*

(13) Tale consultazione del Piano consente un positivo coinvolgimento dei soggetti interessati e una conseguente valutazione dell'Autorità di rilevante impatto, tanto sul processo redazionale del Piano, quanto sui contenuti dello stesso.

(14) Comma 22.5 del TIT

(15) Allegato A alla delibera 199/11