

SMART GRID: IL RUOLO DELLA REGOLAZIONE

Luca Lo Schiavo
Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione generale
lloschiavo@autorita.energia.it

Roma, Seminario Fondazione Ugo Bordoni
"Verso le infrastrutture intelligenti"
22 aprile 2010



Questa presentazione non costituisce un documento ufficiale dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Tutti i documenti ufficiali possono essere scaricati dal sito internet www.autorita.energia.it

QUALE EVOLUZIONE PER LE RETI?

- Obiettivi europei **20-20-20**
- Scenario complesso con **molte variabili**
 - Effettivo sviluppo generazione distribuita
 - Stabilità del sistema a fronte dell'intermittenza
 - Iniziative di efficienza energetica (usi finali e perdite)
 - Possibile partecipazione della domanda diffusa
 - Mercato del carbonio e andamento prezzi CO₂
 - Sviluppo tecnologico; *storage*, idrogeno, etc.
 - Nuove applicazioni elettriche (es. veicoli elettrici)
 - Fiscalità
- Quadro comunitario
 - "**III pacchetto**" sulla liberalizzazione (2009)
 - "**SET-Plan**" innovazione e sviluppo tecnologico (2007)



IL RUOLO DELLA REGOLAZIONE

*" The level of **uncertainty** about the future role and direction of networks is **unprecedented**, at least since privatisation.*

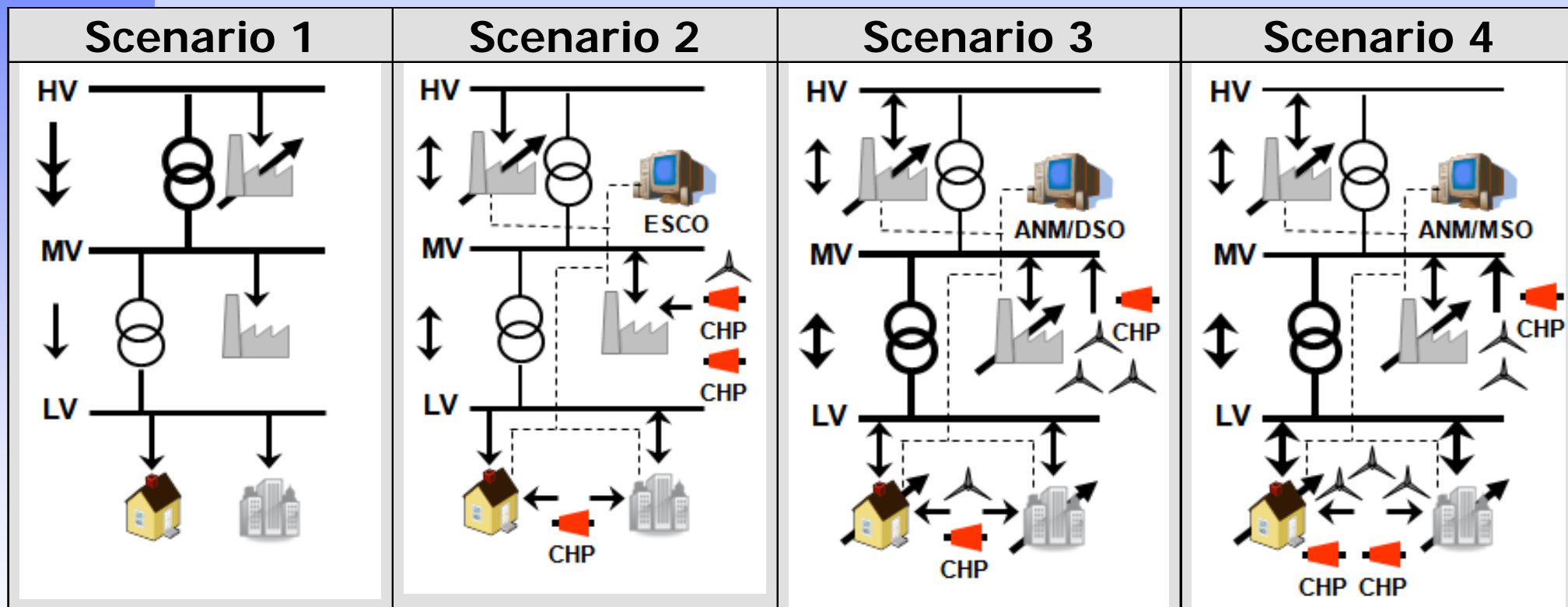
*... we think it is important to **keep options open** wherever possible, to encourage networks to innovate and to ensure the policy and the regulatory frameworks are **sufficiently flexible to adapt to changes over time**"*

Ofgem, LENS Report, 2008



PROGETTO *LENS* – Ofgem /1

SCENARI DI IMPATTO SULLE RETI



www.ofgem.gov.uk/Networks/Trans/ElecTransPolicy/lens/Pages/lens.aspx



PROGETTO *LENS* – Ofgem /2

#2: “ESCO”

- Ruolo centrale:
Società di servizi energetici
- Preoccupazione ambientali accresciute, interventi di *policy* e non solo di *market*
- Sviluppo DG sulle reti di distribuzione e eolico offshore su trasmissione
- Sviluppo di sistemi di gestione in mano alle ESCO (es. CHP)
- Reti di distribuzione con innovazioni tecniche
- Consumatori passivi (tranne clienti energivori)
- Scenario plausibile con **prezzi CO2 al 2050 fino a 60 €/t** e con ridotte barriere alla diffusione di tecnologie alta effic.

#3: “DSO”

- Ruolo centrale:
Distributori
- Gestione attiva delle reti di distribuzione integrata con *demand side management*
- Innovazione di *network & system management* a livello DSO
- Sviluppi della rete di trasmissione in relazione all'eolico offshore ma più integrata con reti D.
- Flussi di energia variabili
- Consumatori con ruolo attivo a seguito di politiche specifiche
- Scenario plausibile con **prezzi CO2 al 2050 fino a 100 €/t** e con ridotte barriere alla diffusione di tecnologie alta effic.

#4: “microgrids”

- Ruolo centrale:
consumatori
- Gran numero di piccole unità di produzione diffuse
- Varietà di schemi di *demand response*
- Ruolo ridotto della generazione di grande dimensione
- Conseguente ridotto sviluppo della rete di trasmissione
- Innovazione di *network & system management* a livello micro
- Diffusione veicoli elettrici
- Scenario plausibile con **prezzi CO2 oltre 100 €/t** e con ridotte barriere a diffus. tecnologie effic.



POSITION PAPER ON SMART GRIDS: an ERGEG Public Consultation Paper

- ERGEG (European Regulatory Group for Electricity and Gas): **consultazione pubblica europea** sulle Smart Grids (dic-09)
- **Obiettivi:** promuovere la discussione sulle modalità di sviluppo delle reti elettriche in combinazione con ICT e sulla loro regolamentazione futura per incoraggiarne ed incentivarne il dispiegamento (roll-out) al fine di contribuire alla realizzazione degli obiettivi **20-20-20**
- 50 contributi scritti pervenuti; seminario pubblico (Bruxelles 17 marzo 2010); documento finale previsto entro metà 2010
- I **messaggi chiave** sono la possibilità di introdurre forme di **regolazione incentivante** per le Smart Grids e la necessità di un'intensa attività di **standardizzazione**

[www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/
OPEN%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/Smart%20Grids](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/OPEN%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/Smart%20Grids)



ERGEG POSITION PAPER: regolazione incentivante

- “User centric approach”
 - ✓ *New services : what do network users need?*
 - ✓ *Network challenges e Regulatory challenges*
- Proposti **indicatori di riferimento** per la valutazione dei benefici
 - ✓ *Increased sustainability*
 - ✓ *Adequate capacity of transmission and distribution grids for “collecting” and bringing electricity to consumers*
 - ✓ *Higher security and quality of supply*
 - ✓ *Enhanced efficiency and better service in electricity supply and grid operation*
 - ✓ *Effective support of transnational electricity markets*
 - ✓ *Coordinated grid development through common European, regional and local grid planning*



ERGEG POSITION PAPER: standardizzazione

- Particolare attenzione è dedicata alle attività di **standardizzazione** per promuovere l'**interoperabilità** attraverso **protocolli aperti** per la gestione delle informazioni

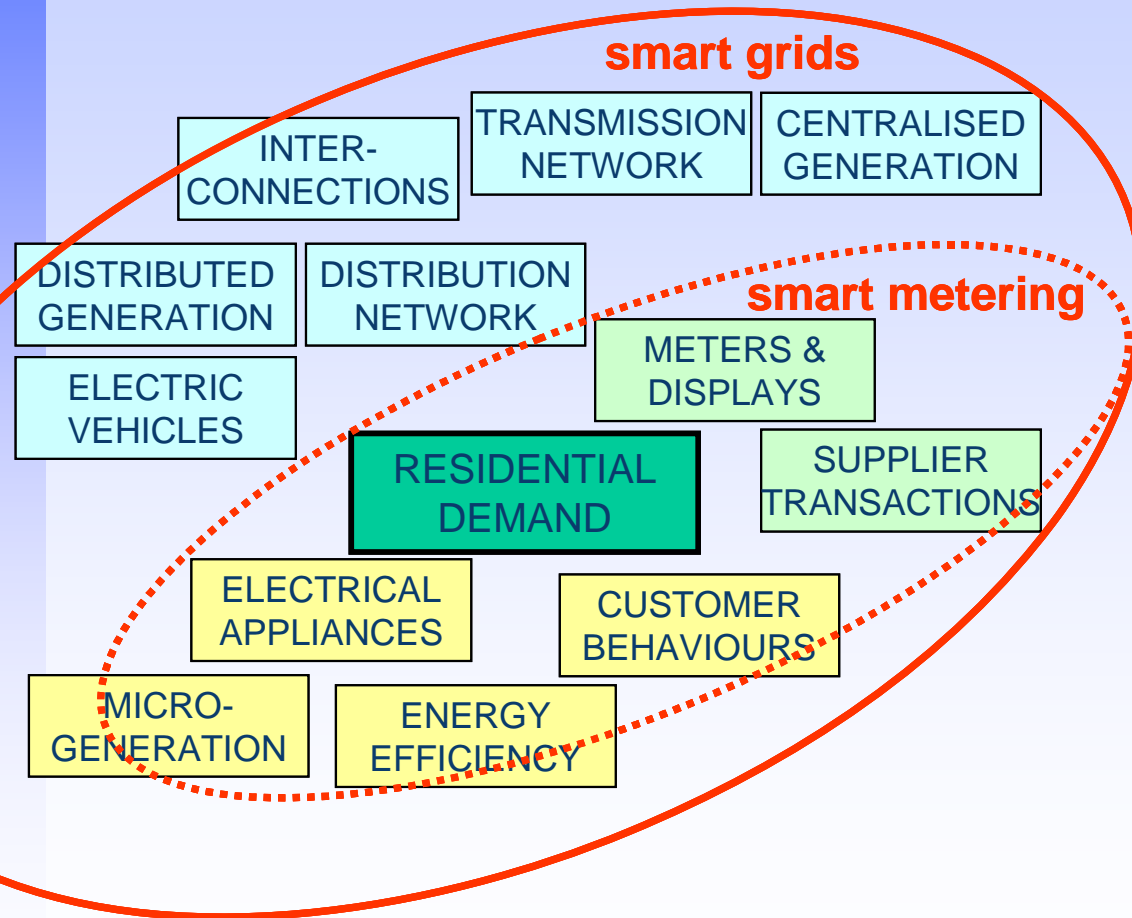
*"R&D activities in smart grids with **non-proprietary** solutions, for example using public protocols, could extend the benefits of these projects to all firms and customers, avoiding possible competition distortions or **entry barriers** in the near future.*

*The main reasons are **cost efficiency**, to avoid entry barriers and to allow that the new technologies to be **accessible to all customers**, regardless of their supplier **and to all DSOs regardless their size.***"

- CEN/CENELEC hanno avviato una riflessione congiunta (JWG, 9-3-10) sulle smart grid – cooperazione con NIST



ERREG POSITION PAPER: Smart Grid vs Smart Metering



Smart Grid is an electricity network that can cost efficiently integrate the behaviour and actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to ensure economically efficient, sustainable power system with low losses and high levels of quality and security of supply and safety.



Source: KEMA

ERREG Smart Grids Consultation Paper (Dec-2009)

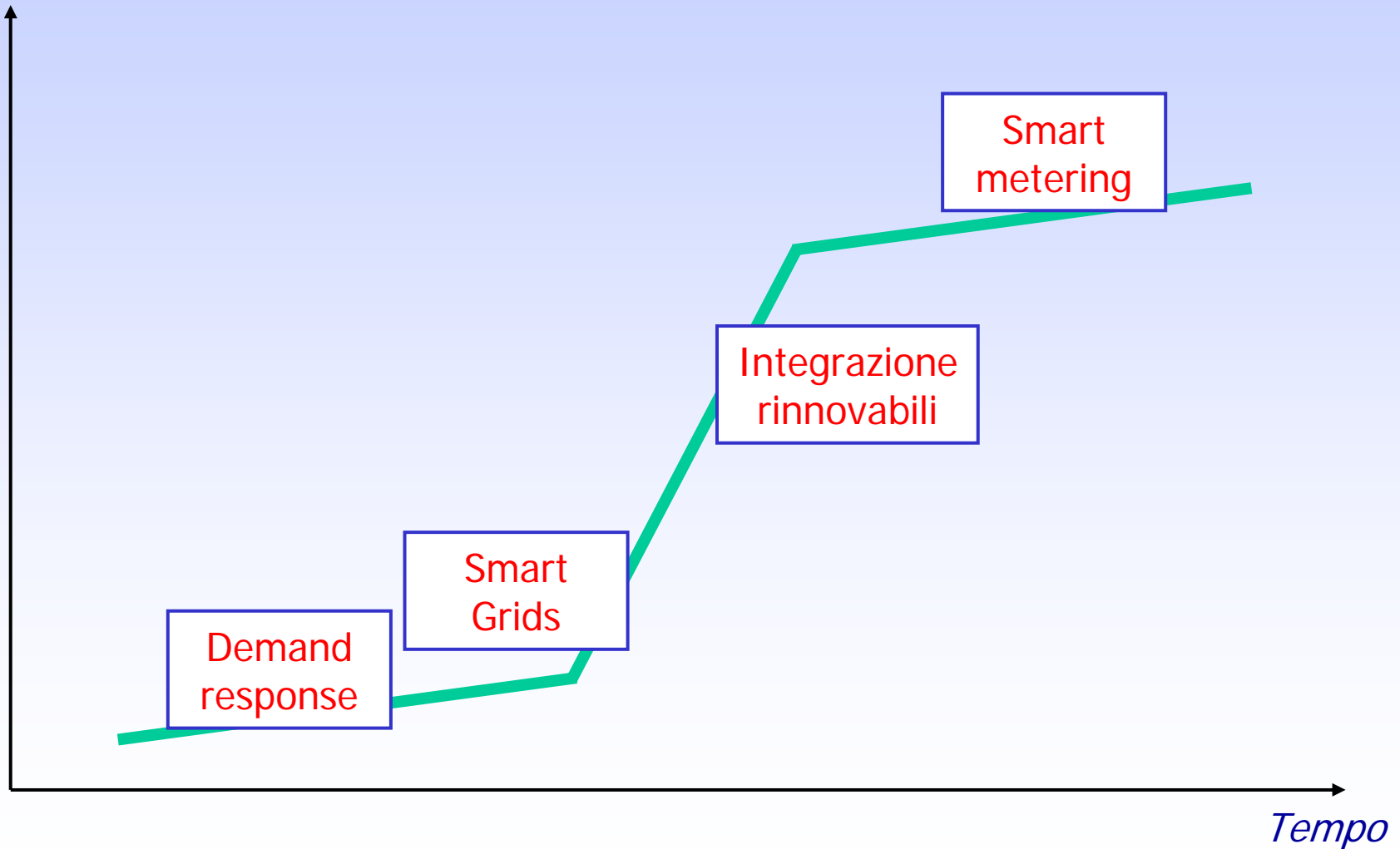
INIZIATIVE DELL'AUTORITA'

- Provvedimenti sulle reti **MT/BT**
 - Regolazione della qualità del servizio MT/BT (dal 2000)
 - Promozione dell'adeguamento tecnologico impianti ut.MT
 - Requisiti minimi e obblighi installazione contat.eletr. BT
 - Condizioni tecniche di connessione MT (dal 1.7.08)
 - TICA: Testo integrato delle connessioni attive (dal 1.1.09)
 - Studio sull'impatto sulle reti elettriche MT (ARG/elt 25/09)
 - Previsione produzione impianti eolici (ARG/elt 5/10)
 - Incentivi progetti dimostrativi reti MT attive (ARG/elt 39/10)
- Promozione **efficienza energetica** negli usi finali
 - Certificati bianchi e verifica obiettivi per distributori obblig.
- Iniziative **demand response** per clienti domestici
 - Prezzo biorario di maggior tutela (dal 1.7.10)
 - Proposta modulazione per fasce del limite di potenza



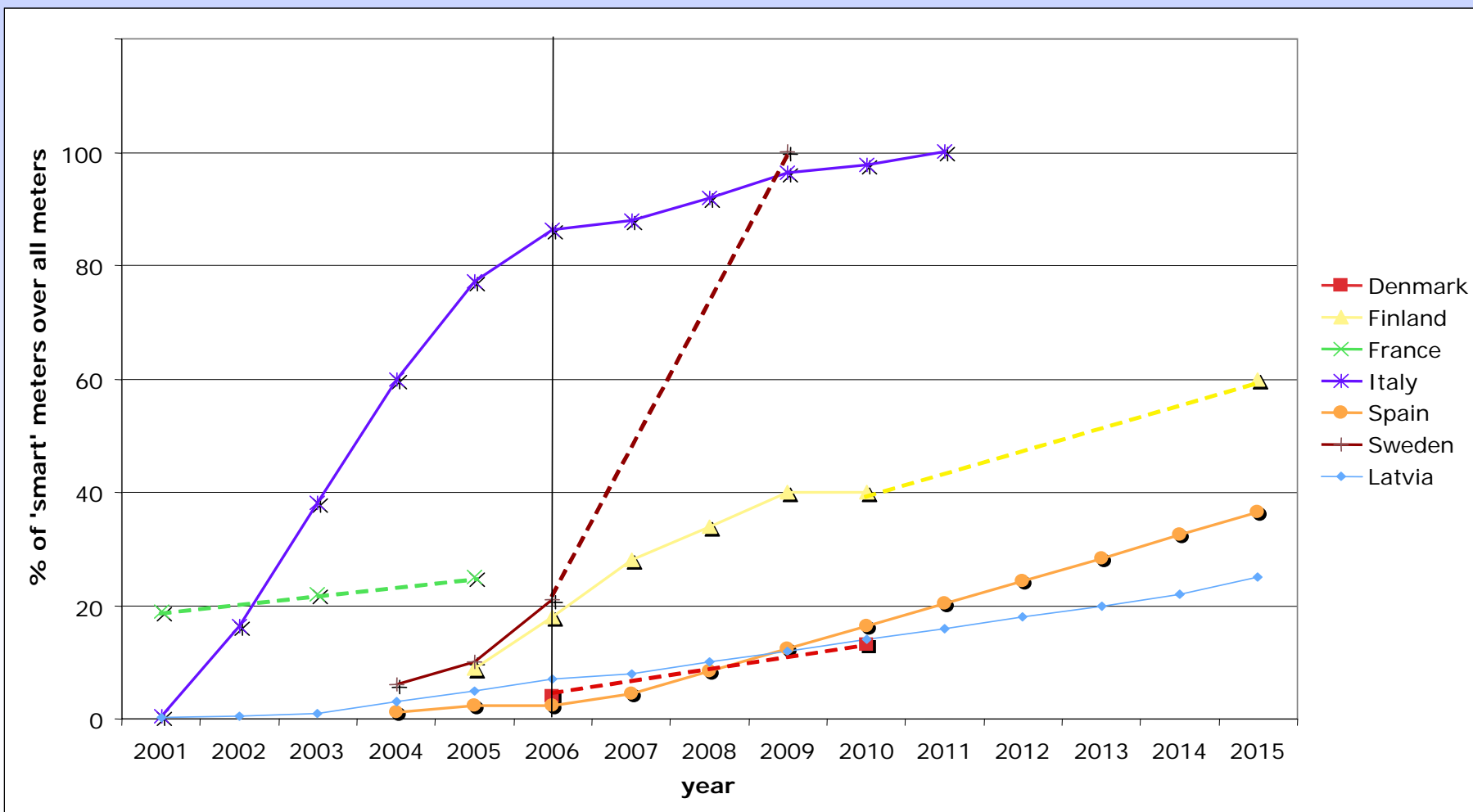
CURVA DI ESPERIENZA

*Diffusione/
esperienza*



ELECTRICITY SMART METERING

(source: ERGEG status review 2006)



ERGEG POSITION PAPER (2007)

www.energy-regulators.eu

- Definizioni e perimetro
 - L'espressione "Smart meters" è riferita a contatori elettronici per clienti domestici e non domestici BT
 - L'espressione "Smart metering" è riferita all'intera infrastruttura di misura, inclusa la messa a disposizione di dati agli operatori di mercato e parti terze autorizzate
- Strumenti del regolatore e/o legislativi
 - Obbligo di installazione (*Mandatory roll-out*)
 - Requisiti minimi funzionali
 - Incentivi economici
 - Obbligo di letture più frequenti o di fatture basate su letture effettive (non in acconto su stime)
- Ci sono **differenze significative** tra gli Stati membri in tema di unbundling e proprietà dei contatori



SMART METER IMPLEMENTATION CURRENT SITUATION (1.7.2009)

Smart meters are already installed	Smart meters are being installed	Roll-out plan is decided	Roll-out plan is under discussion	There is no roll-out planned
Denmark (15%)	Iceland (15%)	Finland	Austria	Hungary
Italy (90%)	Denmark (35%)	Greece	Czech Republic	Luxembourg
Sweden (99%)	Italy (5%)	Italy	Denmark	
	The Netherlands (4%)	Spain	France	
			Germany	
			Great Britain	
			Ireland	
			The Netherlands	
			Norway	
			Poland	
			Portugal	
			Slovak Republic	

30 milioni
installati a
metà 2009



ITALY METERING CHARACTERISTICS

- Imprese distributrici

- Enel D. 85%
 - Acea Roma 5%
 - A2A Milano-BS 3%
 - Altri media dim.* 3%
 - Altri piccola dim.** 4%
- * ciascuno tra 0.1 e 1 M clienti.
 ** ciascuno meno di 0.1 M clienti

- Mercato BT

- **35 Milioni** clienti BT, di cui:
 - 28 M domestici
 - 7 M non domestici
- **137 TWh** energia distribuita in BT, di cui:
 - 90 TWh regimi di tutela (di cui 60 TWh domestici)
 - 47 TWh mercato libero (di cui 2.5 TWh domestici)

	<i>Elettricità</i>	<i>Gas</i>
Regime	Regolato	Regolato
Operatore responsabile	distributore	distributore (fino al 2008 venditore solo per letture)
Separazione contabile	Dal 2001	Dal 2001
Separazione della tariffa	Dal 2004	Dal 2009
Requisiti minimi smart metering	Dal 2006* (95% entro 2011)	Dal 2008** (95% entro 2016)

* **Elettricità**: delibere 292/06 and 235/07

** **Gas**: delibera ARG/gas 155/08



Source: AEEG Annual report (2009)

Autorità per l'energia elettrica e il gas

EFFETTI DELL'INSTALLAZIONE DEI CONTATORI ELETTRONICI

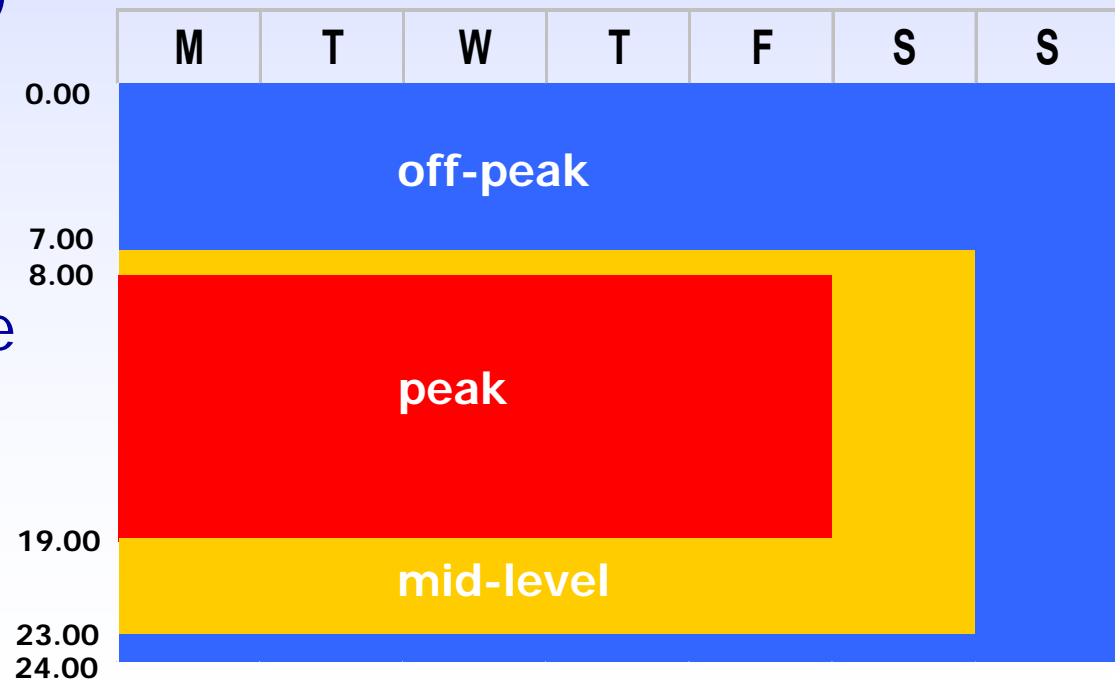
- Letture mensili per tutti per intervalli orari o per fasce orarie
⇒ quasi **eliminati i conguagli** (fatture in acconto)
- Lettura consumi per intervalli orari o fasce orarie
⇒ **maggiore *cost-reflectivity***
- Riduzione temporanea della potenza disponibile
⇒ **servizio minimo "vitale"** (gestione morosità)
- Riattivazione remota dopo il pagamento (gestione morosità)
⇒ **miglior servizio** (standard 1 giorno, indennizzo)
- Possibilità di letture spot
⇒ swith facilitati, **più concorrenza**
- Bilanci energetici di bassa tensione
⇒ Identificazione frodi, migliore ***revenue protection***
- Registrazioni individuali qualità servizio (tensione e interruz.)
⇒ **maggiore protezione del consumatore**



OPPORTUNITA' DI DEMAND RESPONSE DERIVANTI DA SMART METERING

Clienti domestici (regime maggior tutela):

- Informazione individuale in bolletta sul proprio consumo per fasce (6 mesi, 3 avvisi bimestrali)
- Prezzo di maggior tutela per **2 fasce orarie**: peak e (off-peak + mid level) progressivamente obbligatorio **da metà 2010** (regime di gradualità)
- **Cost-reflectivity** per ciascun cliente BT
- Proposta di modulare la capacità disponibile da 3 a **4.5 kW** solo durante le ore **off-peak** (automaticamente a bordo contatore)

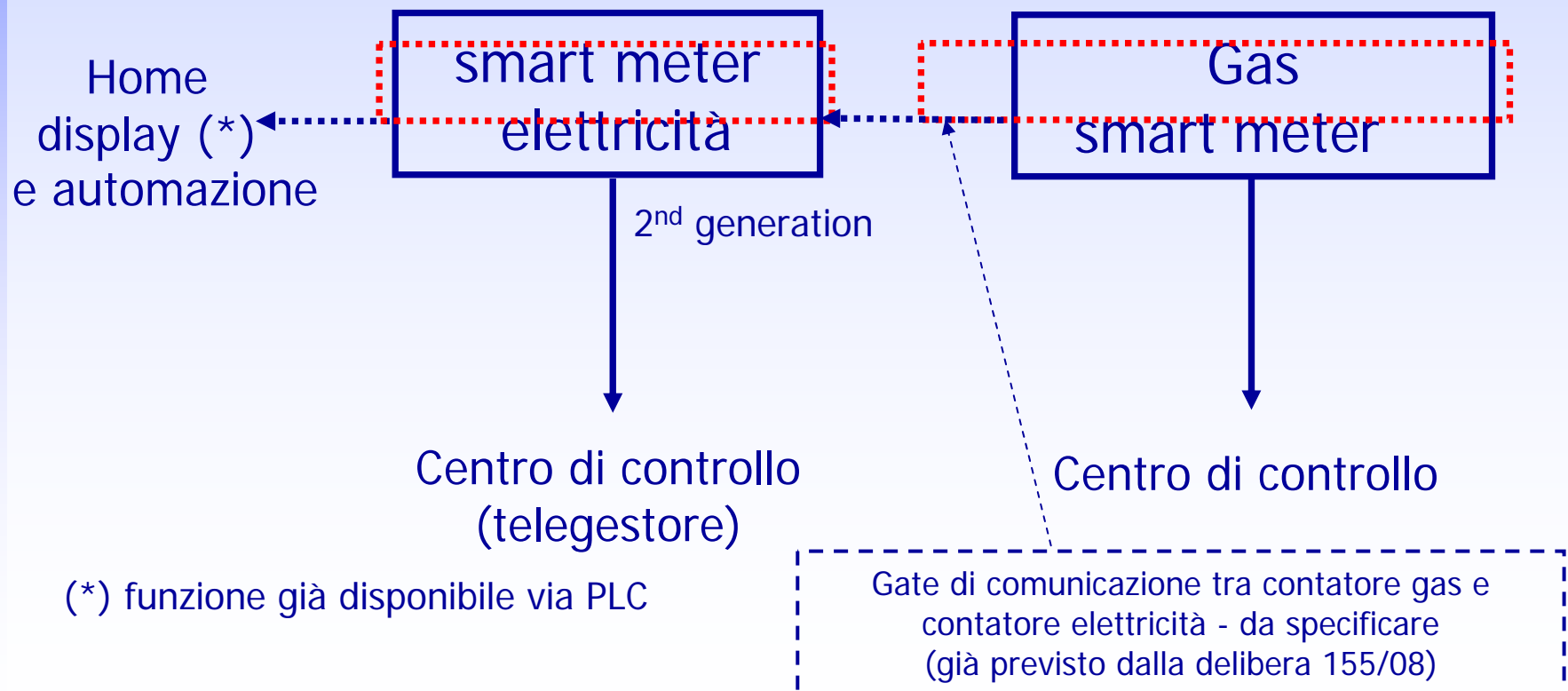


DEMAND-RESPONSE

Evoluzione prevista

Delibera 292/06
+Mandato M-441

Delibera ARG/gas 155/08



(*) funzione già disponibile via PLC

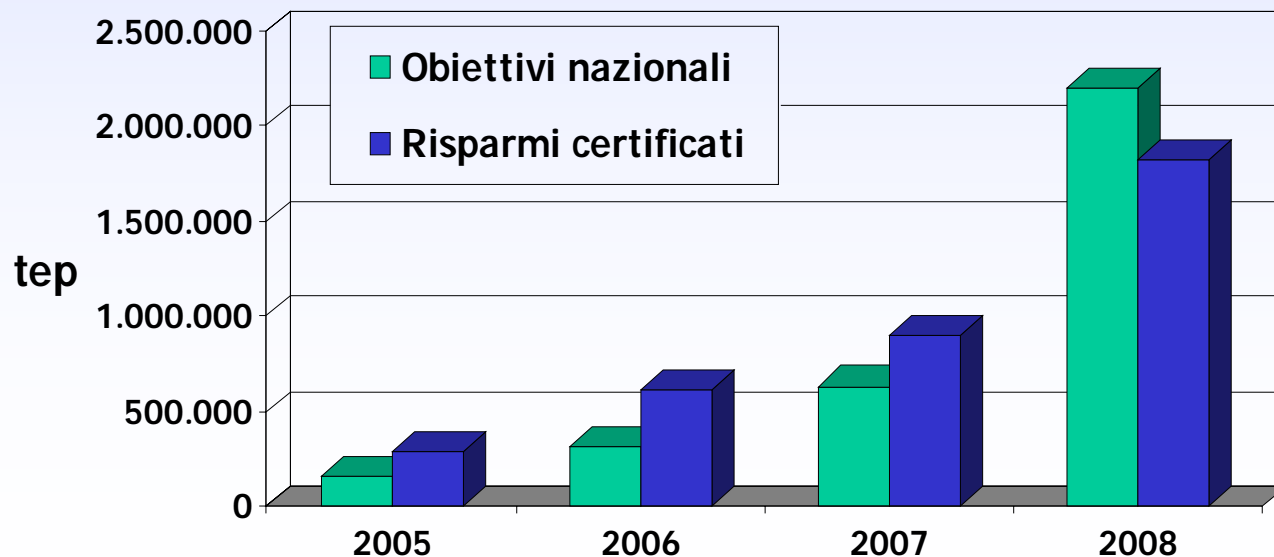


EFFICIENZA ENERGETICA

I risparmi energetici certificati

- dal 1/1/05 al 31/5/06 (obietti.2005): **286.837** tep
- dal 1/6/06 al 31/5/07 (obietti.2006): **611.529** tep
- dal 1/6/07 al 31/5/08 (obietti.2007): **903.627** tep
- dal 1/6/08 all' 1/5/09 (obietti.2008): ca **1.818.000** tep

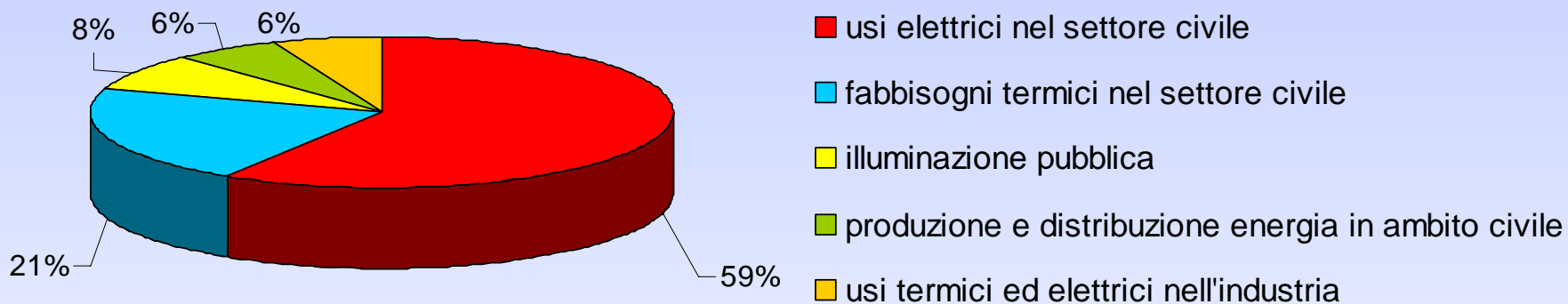
Quota di TEE scambiati in borsa cresciuta dal 17% (2005) al **54%** (2008)



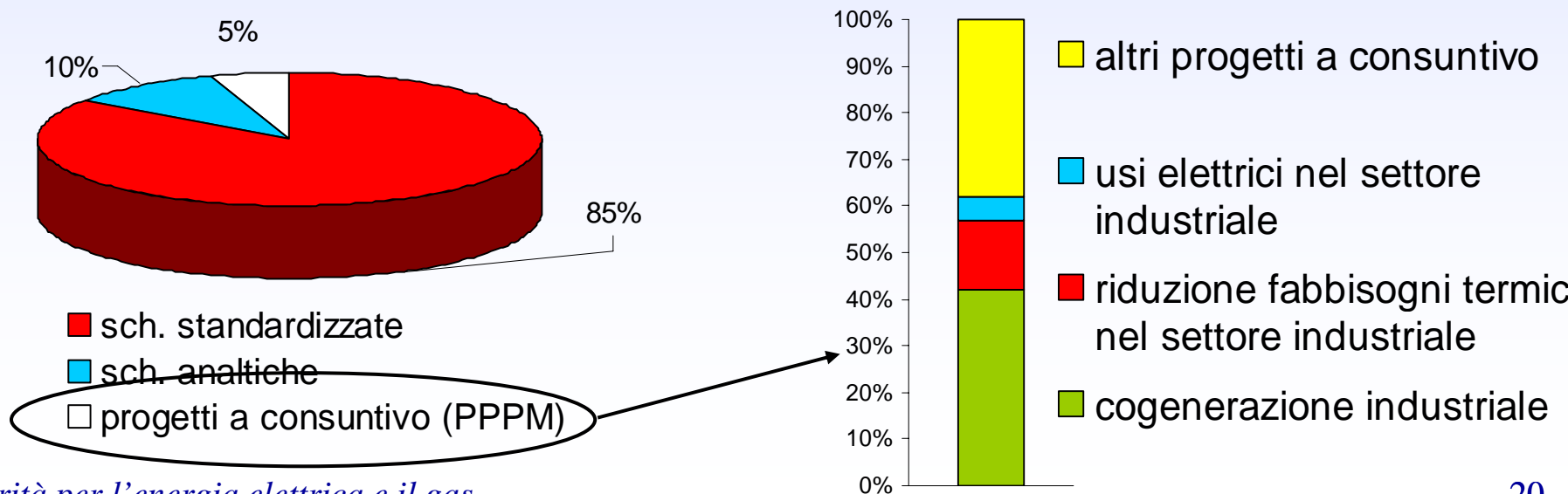
EFFICIENZA ENERGETICA

Titoli di efficienza energetica

ripartizione per ambito di intervento dei TEE emessi:

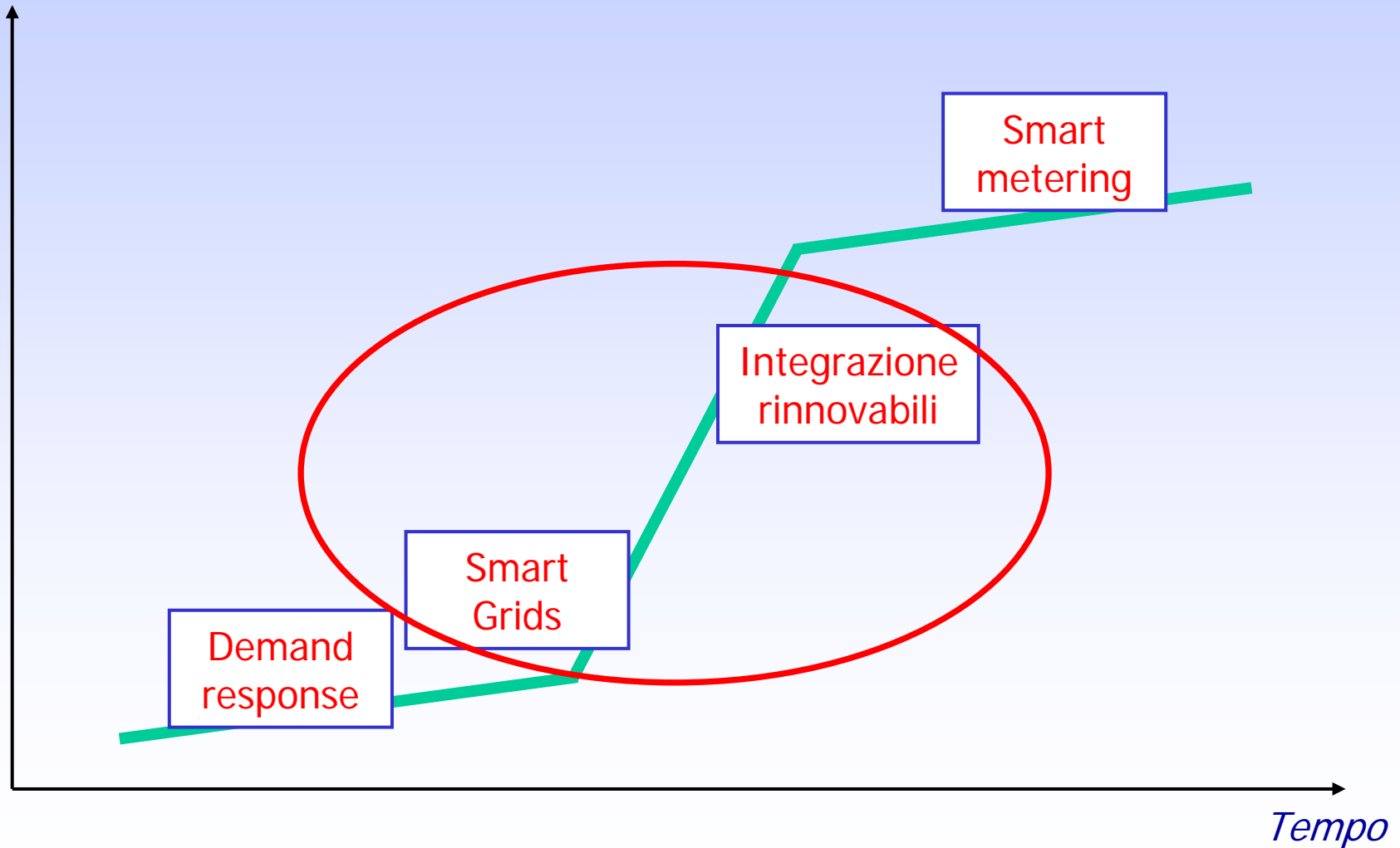


ripartizione per tipologia di progetto:



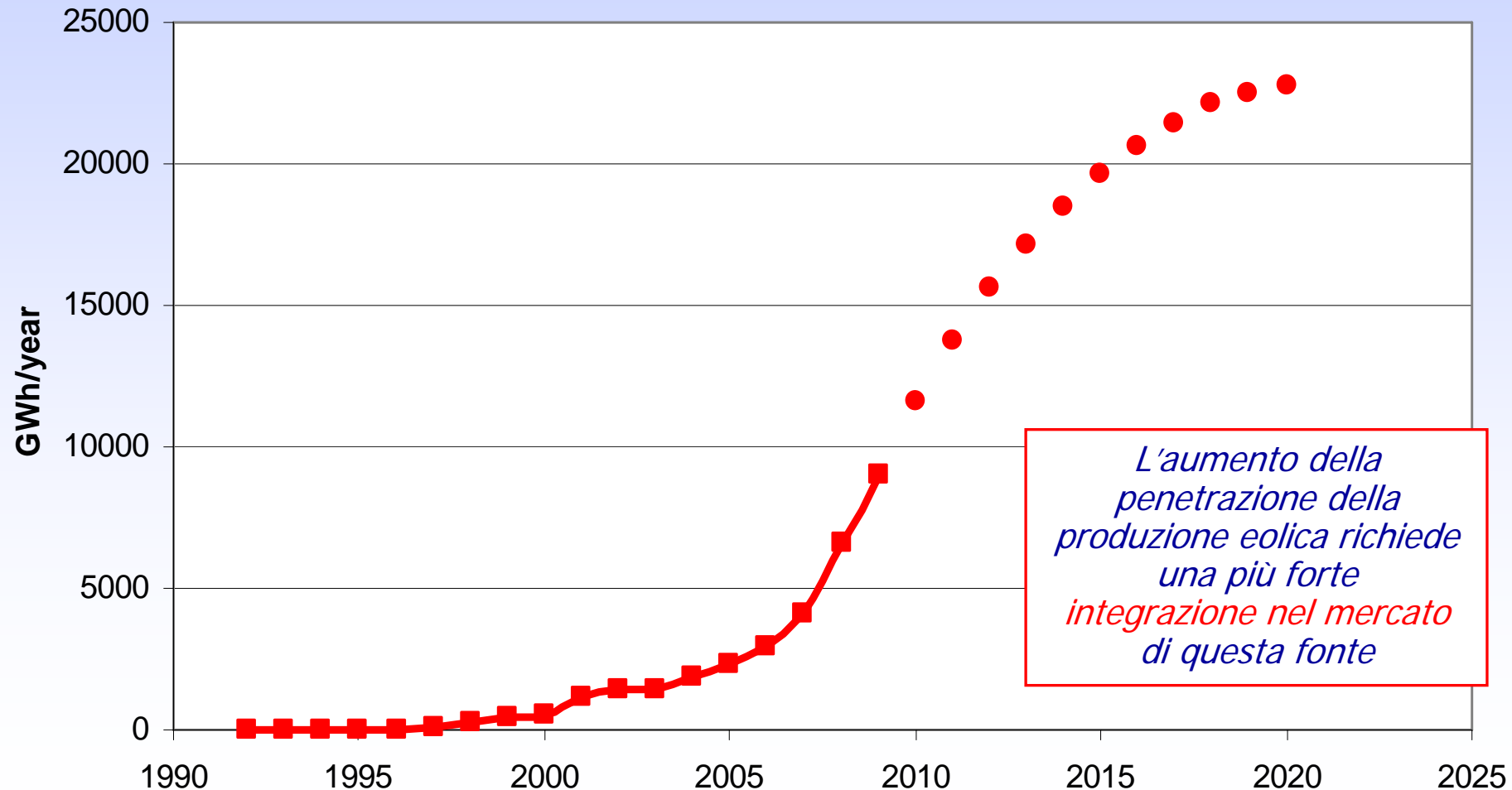
CURVA DI ESPERIENZA

*Diffusione/
esperienza*



SVILUPPO TUMULTUOSO DELLA PRODUZIONE EOLICA

- Obiettivi per la produzione elettrica eolica:
22.6 TWh al 2020 (EC Action Plan per "20-20-20")



L'aumento della penetrazione della produzione eolica richiede una più forte integrazione nel mercato di questa fonte

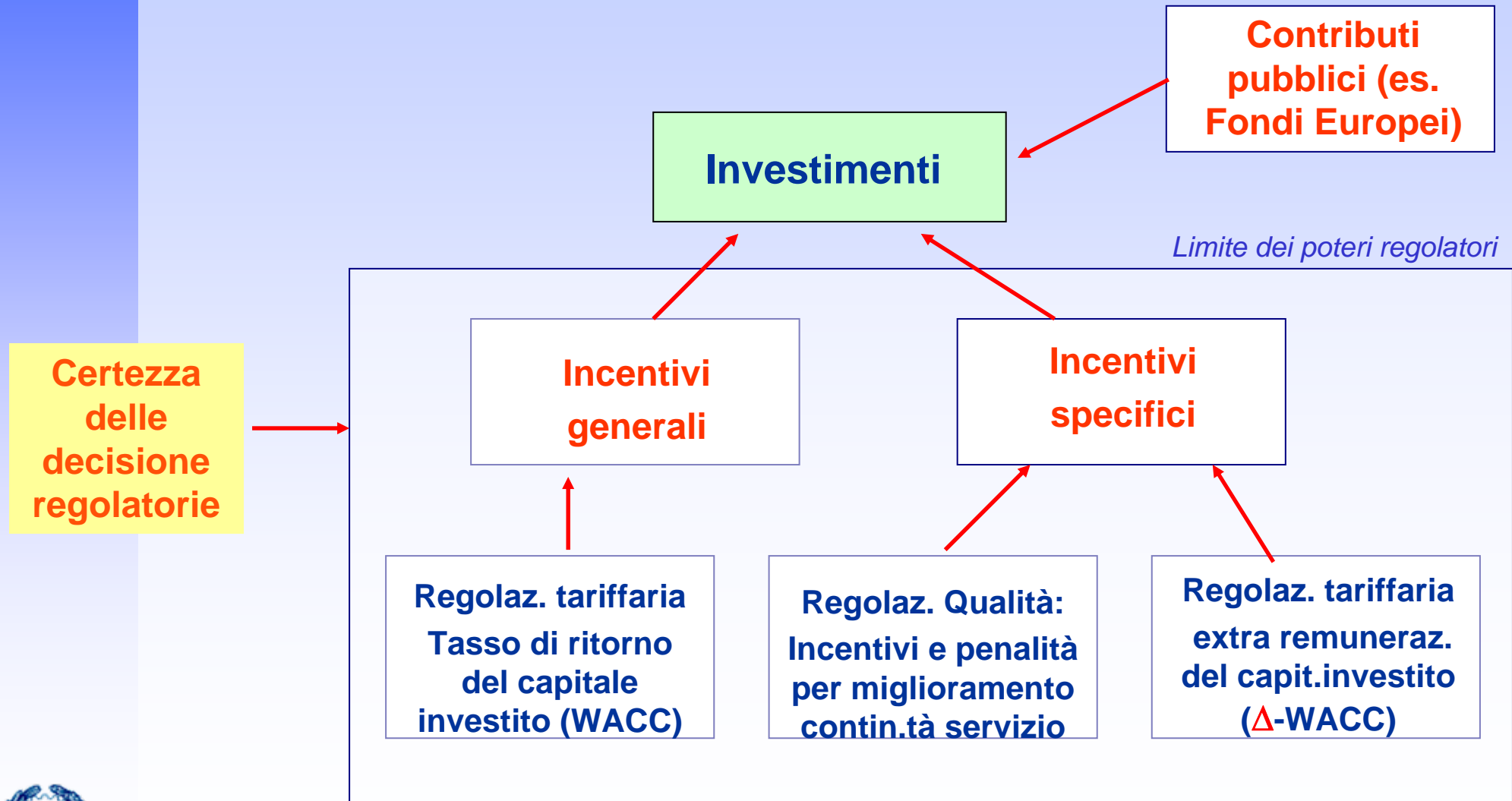


EOLICO: INTEGRAZIONE NEL MERCATO

- Servizi di rete e oneri di sbilanciamento
 - Inizialmente gli impianti eolici non dovevano rispondere ai requisiti necessari per i servizi di rete e bilanciamento
 - Evoluzione (2009): **nuovi requisiti for impianti eolici nuovi** per ridurre i costi di dispacciamento
 - Resistenza ai buchi di tensione per evitare distacchi incontrollati (lezione del blackout europeo del 04.11.06)
 - Contributo degli impianti eolici ai servizi di regolazione della potenza reattiva
 - Teledistacco in caso di eccesso di produzione per congestione linee e domanda locale insufficiente
 - Evoluzione (2010): **nuovi regimi incentivanti per promuovere la capacità previsionale** della produz.eolica
 - Accuratezza della previsione è considerato un prerequisito per introdurre oneri di sbilanciamento
- Cooperazione con CEI per i requisiti tecnici



REGOLAZIONE DEGLI INVESTIMENTI (TARIFFE E QUALITA' DEL SERVIZIO)



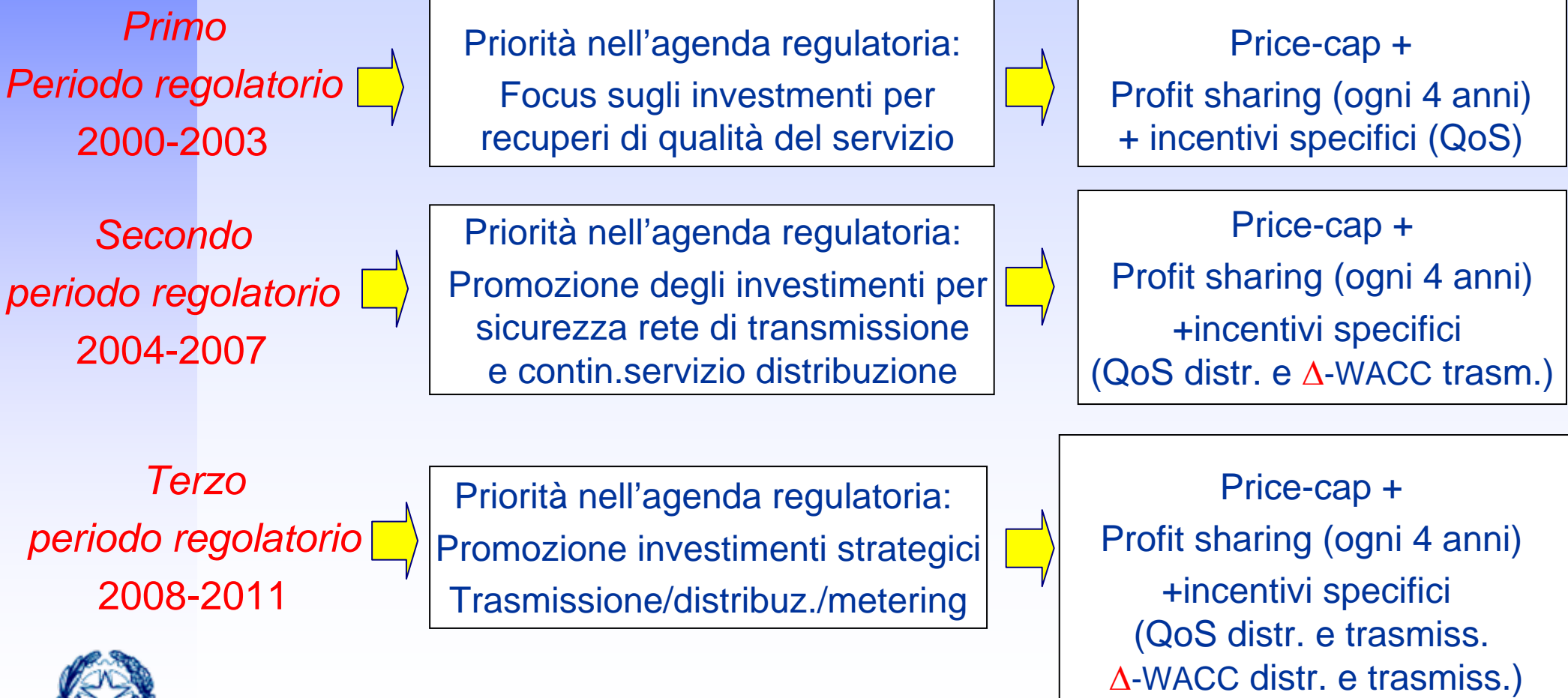
REGOLAZIONE DEGLI INVESTIMENTI INCENTIVI SPECIFICI

- Mirati a sostenere l'adeguatezza delle reti non solo attuale ma anche futura:
 - Aumento della capacità (in una prospettiva pro-competitiva)
 - Espansione geografica
 - Sicurezza della fornitura
 - Affidabilità delle reti e qualità del servizio
 - Innovazione (investimenti in nuove tecnologie che possono aumentare l'efficienza e ridurre i costi dei consumatori – es. *smart metering, smart grids...*)



REGOLAZIONE DEGLI INVESTIMENTI

EVOLUZIONE DEGLI INCENTIVI SPECIFICI



REMUNERAZIONE DEGLI INVESTIMENTI STRATEGICI (2008-2012)

- Remunerazione aggiuntiva garantita per 8-12 anni per nuovi investimenti mirati a:
 - Ridurre le congestioni sulla rete di trasmissione
 - Modernizzare le reti di distribuzione
- La remunerazione complessiva degli investimenti strategici è attualmente tra il 9% -10% in termini reali prima delle tasse

Attività	WACC	Δ-WACC
Distribuzione	7 %	+2%
Trasmissione	6,9 %	+3%
Misura	7,2 %	



REGOLAZIONE INCENTIVANTE DELLA CONTINUITA' DEL SERVIZIO DISTRIB.

Incentivi/penalità (anno t)

$$\pm Q_t = f(T_t, A_t, V_{ENS}, P_{avg})$$

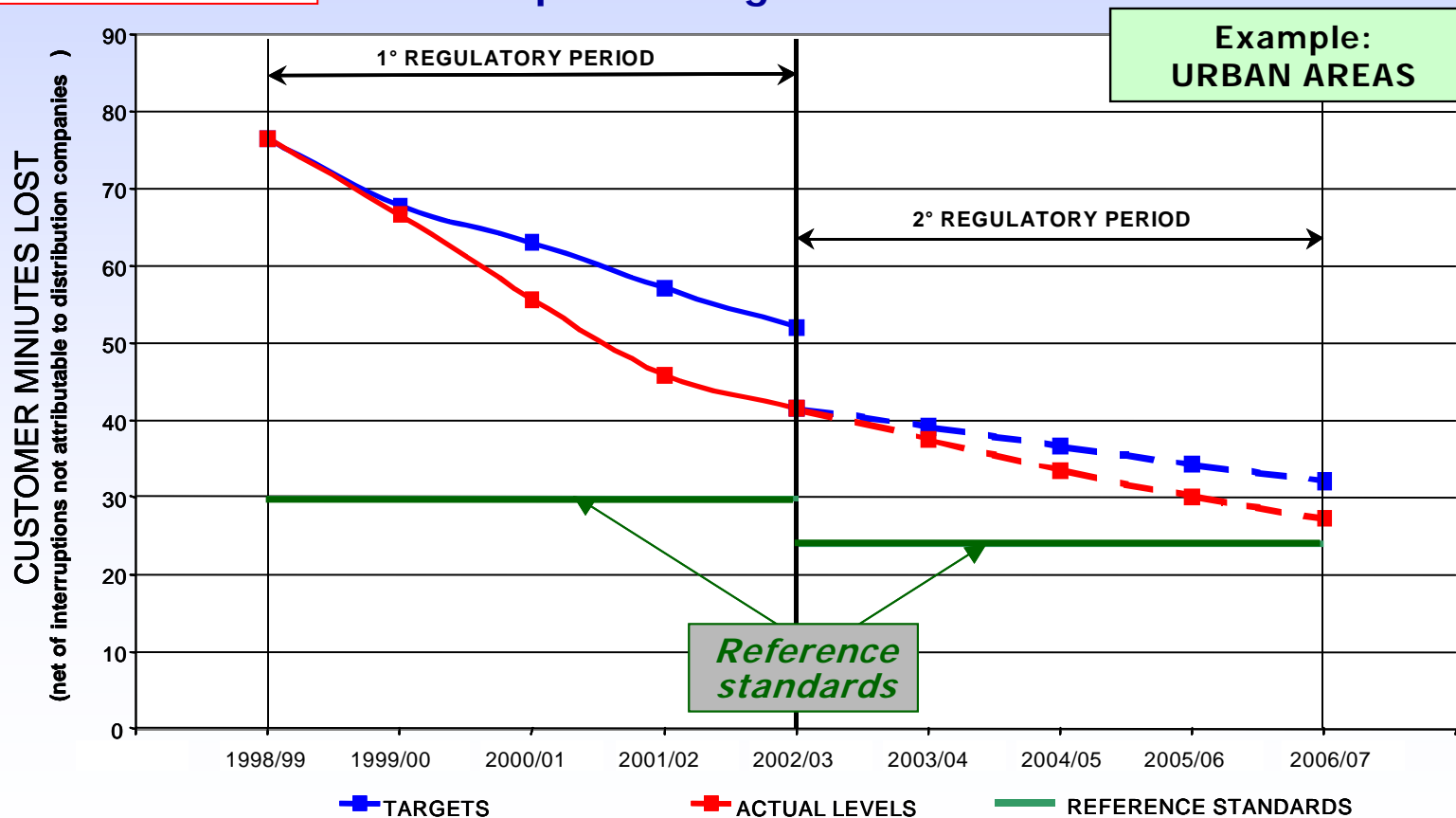
T_t : obiettivi tendenziali (ex-ante for ogni ambito)

A_t : livelli effettivi (ex-post per ogni ambito)

V_{ENS} : valore dell'energia non servita €/kWh-ENS

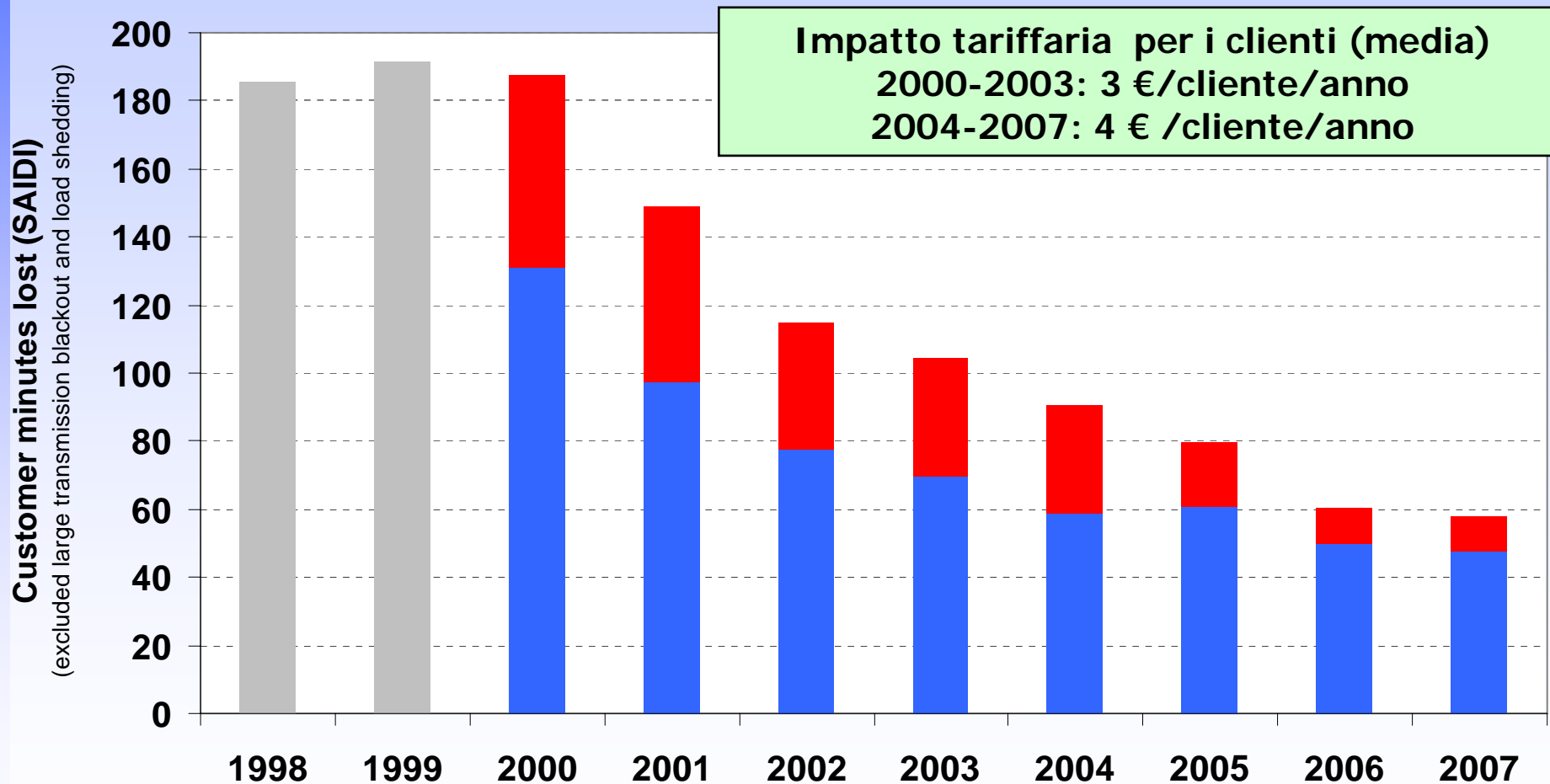
P_{avg} : potenza media interrotta(per ambito)

Schema di transizione da un periodo regolatorio all'altro



REGOLAZIONE INCENTIVANTE DELLA CONTINUITA' DEL SERVIZIO DISTRIB.

CONTINUITA' DEL SERVIZIO, ITALIA 1998-2007



■ INTERRUPTIONS ATTRIBUTABLE TO DNOs

■ INTERRUPTIONS NOT ATTRIBUTABLE TO DNOs



UN PUNTO DI PARTENZA VERSO LE RETI DI DISTRIBUZIONE INTELLIGENTI

- Remunerazione riconosciuta agli investimenti per il servizio di distribuzione (Allegato A delibera 348/07 “TIT”, articolo 11)
 - 11.4: Ai nuovi investimenti, entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007, è riconosciuta la maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito: **investimenti in sistemi di automazione, protezione e controllo di reti attive MT (*smart grids*): 2% per 12 anni**
 - 11.7 / 11.8: La procedura e i criteri di selezione degli investimenti ammessi al trattamento incentivante sono determinati con provvedimento dell’Autorità. L’ammissibilità degli investimenti è demandata ad un’apposita commissione che esamina i progetti in relazione alle **potenzialità di sviluppo della generazione distribuita e ai benefici attesi in termini di miglioramento della qualità della tensione**



SVILUPPI RECENTI: DELIBERA ARG/elT 39/10

- Focus sulle reti attive
 - Conseguenza del lavoro fatto dal regolatore: RTC, TICA, studio sull'impatto della DG sulle reti MT (Politecnico di Milano)
 - **Inversione di flusso** come indicatore chiave della criticità della generazione distribuita (profili di tensione, scatti intempestivi e degrado della qualità del servizio, rischio isola indesiderata)
 - **Integrazione DG** nei sistemi di regolazione della tensione
 - Estensione dei progetti dimostrativi a diversi versanti complementari (demand response, storage, interventi BT)
- Procedura di selezione
 - Istanze delle imprese distributrici (entro sett-10)
 - Commissione esterna di valutazione (bando in corso)
 - Indicatore di **benefici attesi (approccio KPI)**
 - Selezione in base del **rappporto cost/benefit**
 - **Approccio sperimentale**: messa in comune dei risultati



SVILUPPI RECENTI: DELIBERA ARG/elt 39/10

- Con la delibera ARG/elt 39/10 viene avviato un processo di selezione di progetti pilota:
 - rappresentino una **concreta dimostrazione in campo** su reti di distribuzione in MT in esercizio;
 - interessino una porzione di rete MT attiva: linee MT che presentano **contro-flussi di energia attiva per almeno l'1% dell'anno**;
 - prevedano un sistema di **controllo/regolazione della tensione della rete** e un sistema di registrazione automatica degli indicatori tecnici rilevanti;
 - utilizzino protocolli di comunicazione non proprietari;
- I progetti selezionati avranno diritto all'incentivo **Δ-WACC** (2% per 12 anni sui cespiti entrati in esercizio)



SVILUPPI RECENTI: DELIBERA ARG/elt 39/10

- Ai fini della valutazione dei benefici, il progetto pilota *può* (requisiti facoltativi):
 - includere una o più cabine primarie;
 - coinvolgere gli utenti attivi (GD) della rete ai fini del funzionamento dei sistemi di comunicazione e controllo;
 - includere la modifica delle protezioni di rete e l'automazione alle interfacce con le utenze attive;
 - prevedere un sistema di comunicazione con i clienti finali (*demand response*; segnali di prezzo ai clienti finali);
 - prevedere un sistema di controllo congiunto di produzione da fonti rinnovabili e di produzione tradizionale o di carichi tale da assicurare un profilo netto di immissione regolare e prevedibile (*storage integration*).



SVILUPPI RECENTI: DELIBERA ARG/elT 39/10

- I benefici attesi saranno valutati da una Commissione di esperti sulla base di un indicatore che tenga conto di:
 - numero di punti di connessione di utenze attive coinvolti nel progetto;
 - aumento dell'energia immettabile in rete da DG, rispetto alla rete gestita nelle condizioni precedenti gli interventi;
 - aumento, rispetto alle condizioni precedenti gli interventi, della percentuale di energia elettrica immettabile in rete da DG, calcolata in rapporto ai consumi delle utenze passive connesse alla rete;
 - presenza anche contemporanea dei requisiti facoltativi e/o partecipazione degli impianti di GD alla regolazione della tensione;



UNA QUESTIONE SEMPRE APERTA

How smart is smart enough?

It merits investigation whether there are less expensive alternatives that could provide nearly equal benefits.

fonte: OECD, Feb. 2010

Es. **auto elettrica** – ricarica in stazioni aperte al pubblico (delibera in corso di pubblicazione per ricarica “privata”)

- Infrastruttura di ricarica separata dalla rete di distribuzione, come nel gas naturale per autotrazione (competizione tra le stazioni di rifornimento)

VS

- Infrastruttura integrata con la rete di distribuzione (competizione tra i venditori di energia elettrica nella stazione del distributore)



www.autorita.energia.it

www.energy-regulators.eu

