



POSITION PAPER 2017

Lunedì 29 maggio 2017
Teatro Gerolamo
piazza Cesare Beccaria 8 a Milano



Agenda

- **Premessa**
- **Mercati all'ingrosso**
 - **Energia Elettrica**
 - **Gas Naturale**
- **Mercati Retail**
- **Tematiche trasversali**
- **Alcuni dati di contesto**

Premessa

- Il Position Paper è il documento che contiene le posizioni associative relative ai temi prioritari per i grossisti e traders
- Descrive le finalità dell'azione associativa e definisce gli aspetti di contesto più rilevanti
- Il Position Paper ha validità annuale e può essere aggiornato/integrato con una frequenza semestrale, fatte salve modifiche infrannuali in caso di provvedimenti/novità urgenti

Agenda

- **Premessa**
- **Mercati all'ingrosso**
 - **Energia Elettrica**
 - **Gas Naturale**
- **Mercati Retail**
- **Tematiche trasversali**
- **Alcuni dati di contesto**

- Elevata stratificazione normativa che genera incertezza sulla stabilità regolatoria e che non aiuta a chiarire gli obiettivi finali perseguiti da AEEGSI
- Le azioni previste dalla 342/2016:
 - traggono origine da quanto rilevato sui mercati dell'energia elettrica tra marzo e giugno 2016
 - stabiliscono provvedimenti prescrittivi nei confronti dei soggetti coinvolti (utenti del dispacciamento in prelievo e/o titolari di unità di produzione rinnovabili non programmabili)
 - prevedono la restituzione a Terna ovvero al mercato degli eventuali guadagni pregressi in virtù della mancata attuazione di principi di «diligenza» – mai definiti – nella fase di programmazione
 - impongono l'applicazione retroattiva delle delibere 444/2016/R/eel e 800/2016/R/eel e di un tetto del 30% agli arbitraggi.

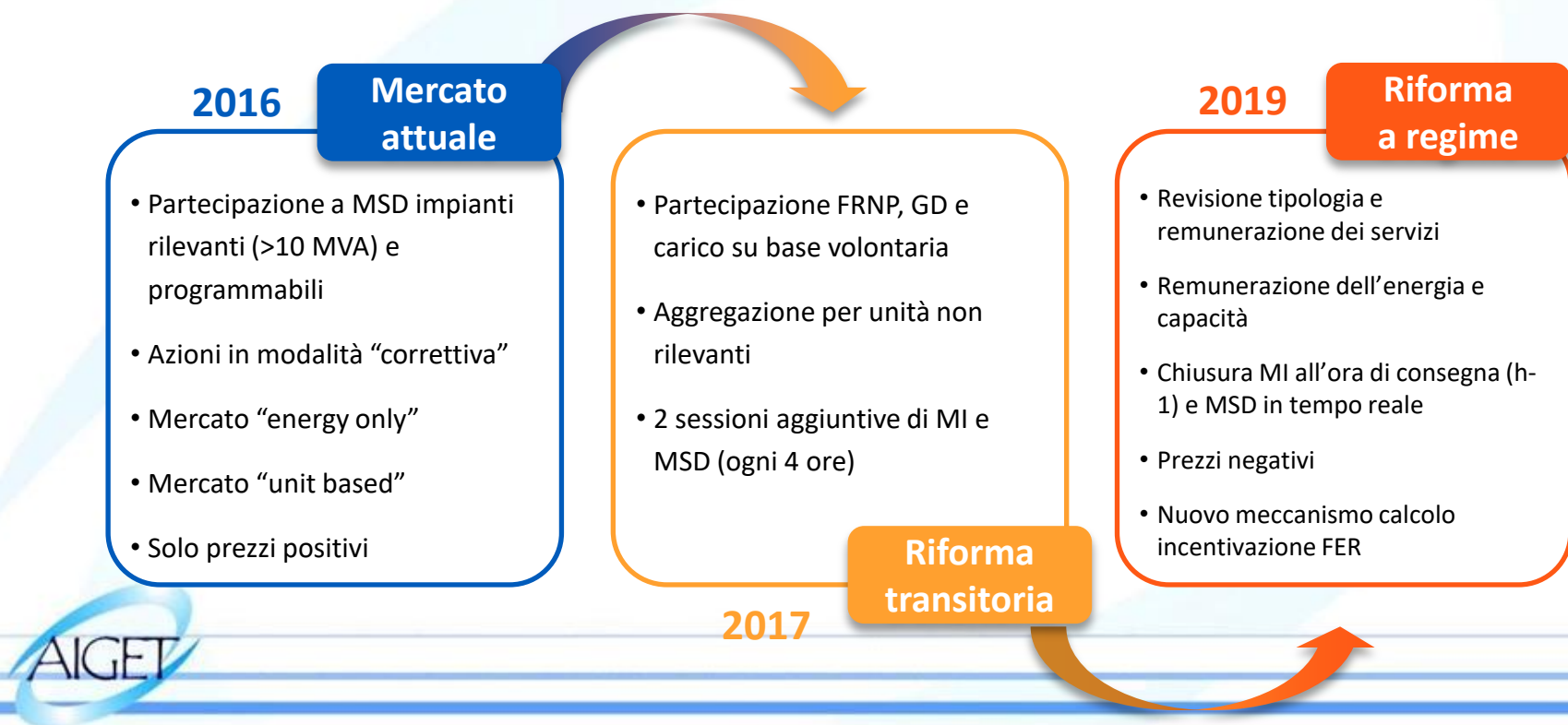
Sintesi tematiche aperte di evoluzione dei mercati

- Riteniamo non efficace limitare l'attività di arbitraggio dei grossisti su MSD, per il contributo di concorrenza e trasparenza che tale attività consente sui prezzi MSD. Disciplina single price senza transiti incentiva / penalizza solo sbilanciamenti positivi / negativi per il sistema. Pertanto è opportuno rimuovere vincoli alla quantità e valorizzare i prezzi di bilanciamento nelle ore in cui questi non si formano per fornire i corretti incentivi
- Necessario, in parallelo, procedere verso un'ampia e ponderata consultazione e successivo rilascio del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico
- Alcuni desiderata per l'evoluzione dei mercati all'ingrosso:
 - Sviluppo di servizi a valore aggiunto prerogativa del mercato e non dei soggetti regolati (es. storage, generazione diffusa, auto elettrica,...)
 - Introduzione del ruolo degli aggregatori di domanda per MSD
 - Nel caso di introduzione di un mercato della capacità (CM) auspichiamo un livello dello strike price elevato e tale da non interferire con i segnali di scarsità del mercato
 - Ridimensionamento ruolo GSE su dispacciamento in immissione (e ridimensionamento relativo sistema di garanzie che risulta penalizzante ad es. per meccanismi di restituzione e per il calcolo relativo alle FER in quanto basato sulla potenza)

Mercato Elettrico Ingrosso

Apertura MSD

- Necessario consentire anche agli impianti di produzione e alle unità di consumo di dimensioni limitate la partecipazione al MSD, per il tramite di aggregatori, consentendo anche una migliore gestione del complessivo sistema.
- Necessario e urgente definire la nuova regolazione MSD, attesa ormai da tempo, e garantire tempi certi di implementazione della riforma a regime.



- Il percorso di crescita del contributo delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico necessiterà di nuove risorse per il bilanciamento, la regolazione della frequenza e della tensione.
- I sistemi di accumulo elettrochimico, possono certamente contribuire a soddisfare queste nuove esigenze, garantendo una gestione in sicurezza dell'intero sistema elettrico.
- Il relativo quadro regolatorio di riferimento è ancora in via di finalizzazione.

- Uno sviluppo consistente dei sistemi di accumulo dovrebbe fondarsi su alcuni assunti normativi che sanciscano:
 - I servizi di flessibilità come quelli forniti dai sistemi di accumulo, devono essere esclusivamente sviluppati e forniti da operatori di mercato.
 - I gestori di rete sono chiamati ad approvvigionarsi di tali servizi facendone emergere conseguentemente un valore di mercato
 - I servizi forniti dai sistemi di accumulo devono poter essere regolati commercialmente anche con contratti pluriennali negoziati direttamente con i gestori di rete, assicurando comunque adeguati livelli di concorrenza tra gli operatori.
 - La previsione di aggregatori di *small storage system* favorendo la valorizzazione anche di investimenti di piccola taglia

Agenda

- **Premessa**
- **Mercati all'ingrosso**
 - **Energia Elettrica**
 - **Gas Naturale**
- **Mercati Retail**
- **Tematiche trasversali**
- **Alcuni dati di contesto**

Nuovo sistema di bilanciamento

- Dal 1° ottobre 2016 è stato avviato il nuovo sistema di bilanciamento a mercato, in recepimento del Regolamento EU 312/2014 (NCB)
- Questi primi 6 mesi di avvio del nuovo sistema hanno mostrato segnali positivi, ma ci sono ancora diversi aspetti su cui lavorare per poter incrementare la liquidità del MGas e l'efficienza del sistema di bilanciamento nel suo complesso:
 - introduzione su MGAS del servizio di market making/liquidity provider su base volontaria;
 - revisione del sistema di garanzie del GME, oggi ancora eccessivamente oneroso;
 - incremento della trasparenza sulle informazioni messe a disposizione e le risorse utilizzate dal RdB (stoccaggio/MGS e line-pack);
 - revisione del sistema di incentivazione del RdB per renderlo maggiormente efficace.

Revisione procedura di emergenza

- L'avvio del nuovo regime di bilanciamento richiede una coerente revisione della normativa vigente in materia di emergenza. Questo, insieme al presentarsi nuovamente di una situazione di incertezza durante la fase invernale dell'AT 16/17, ha reso la tematica ancor più rilevante per gli operatori.
- Gli attuali criteri per l'attivazione delle procedure di emergenza sembrano non essere più appropriati al nuovo sistema e andrebbero opportunamente modificati attraverso:
 - l'identificazione di criteri di attivazione dei livelli di crisi slegati dalla punta commerciale di stoccaggio, che tengano invece conto dei margini tecnici effettivamente attivabili da Snam;
 - l'introduzione di servizi di bilanciamento per ricondurre l'attivazione delle procedure di emergenza a casi veramente limite, permettendo la formazione di prezzi di sbilanciamento che rispecchino le reali condizioni del sistema;
 - il coinvolgimento attivo degli operatori nel processo di revisione della procedura.

- Il Ministro dello Sviluppo Economico ha in più occasioni annunciato la volontà di promuovere il cd. «Corridoio di Liquidità» tra i mercati italiano e nord-europeo, con l'obiettivo di ridurre lo spread TTF-PSV e migliorare la competitività del sistema gas italiano.
- Per quanto ad oggi noto, si tratterebbe con molta probabilità di un meccanismo di elevata complessità per il mercato e potenzialmente distorsivo, in quanto potrebbe implicare:
 - elevati e inattesi costi a carico del sistema gas, a fronte di benefici la cui portata sarebbe tutta da verificare concretamente;
 - effetti discriminatori tra le varie interconnessioni UE ed i relativi vari soggetti detentori di capacità di trasporto;
 - una possibile incoerenza rispetto a una visione europea di gestione delle interconnessioni.
- Interventi «out of the market» di tale rilevanza andrebbero affrontati in modo organico e condiviso con gli operatori, valutando dapprima il ricorso a misure molto meno distorsive ed onerose (come l'avvio di un opportuno dialogo con il TSO svizzero, finalizzato a superare l'attuale situazione di congestione contrattuale sul Transitgas).

- L'introduzione di meccanismi di mercato per il conferimento dello stoccaggio a partire dal 2013 ha rappresentato un forte cambiamento positivo per il mercato, in quanto ha permesso una valorizzazione a mercato di tale risorsa.
- Tuttavia, l'esperienza maturata in questi anni sta mostrando come non si stiano sfruttando a pieno le flessibilità della risorsa stoccaggio, facendo emergere l'esigenza da parte degli operatori di:
 - disporre di servizi di stoccaggio più flessibili e "innovativi" rispetto ai «classici» servizi stagionali (con erogazione nel periodo invernale);
 - ridurre le limitazioni ad oggi esistenti sulla capacità di stoccaggio, sia in erogazione (in relazione ai vincoli ministeriali) sia in iniezione (in relazione ai limiti posti da Stogit sulla possibilità di rinominare la capacità intra-day).
 - aumentare la trasparenza sulla capacità disponibile per le aste short term (ad oggi non nota ex-ante).

- L'evoluzione del mercato globale del GNL in termini di flessibilità e dinamicità rende opportuno il superamento degli attuali criteri di conferimento della capacità di rigassificazione verso logiche di accesso al servizio basate su meccanismi di mercato, finalizzati a incrementare il tasso di utilizzo dei terminali e alla riduzione degli oneri di sistema.
- Con il quadro strategico 2015-2018 l'Autorità ha dichiarato di voler introdurre criteri di mercato per l'allocazione della capacità di rigassificazione. La relativa proposta è stata oggetto di una specifica consultazione, conclusasi a gennaio 2017 (DCO 714/2016/R/GAS).
- Aiget chiede una rapida attuazione delle proposte contenute nel DCO 714 (conferimenti ad asta con prezzi di riserva a mercato), almeno con riferimento ai prodotti *short term*.
- Il conferimento dei prodotti di capacità *long term* (per periodi superiori a 2 anni) sarebbe opportuno venga gestito attraverso l'indizione di procedure ad hoc sul modello *open season*, i cui dettagli di funzionamento andrebbero discussi nell'ambito di uno specifico DCO successivo.

Garanzia reale sul gas in stoccaggio

- L'Autorità nel 2014 ha previsto di estendere la costituzione del diritto reale di pegno sul gas in stoccaggio a favore di terzi (non solo istituti finanziari) attraverso l'introduzione dell'istituto del «pegno irregolare», con l'obiettivo di favorire l'economicità e la liquidità del mercato attraverso l'intervento di istituti finanziari.
- Nonostante le imprese di stoccaggio e il RdB abbiano provveduto a modificare i propri codici per recepire l'introduzione del nuovo istituto, rimangono degli aspetti critici per gli operatori che si potrebbero superare prevedendo:
 - la possibilità di utilizzare tale strumento non solo a favore di istituti finanziari e di Snam, ma anche di ulteriori soggetti (GME in primis);
 - l'eliminazione del tetto massimo ai volumi utilizzabili per il pegno;
 - la riduzione delle tempistiche per le variazioni del gas prestato a garanzia;
 - l'eliminazione della PEC come unico mezzo per l'invio della documentazione (ostacolo per l'accesso a questo strumento da parte delle società di diritto estero).

Meccanismi di settlement

- Gli operatori sono ancora in attesa di un completamento della disciplina in materia, per gestire i conguagli relativi alle partite fisiche ed economiche del bilanciamento dal 2013 in avanti.
- Serve risolvere il problema quanto prima valutando un approccio il più possibile semplificato, condiviso da operatori e RdB, che preveda:
 1. Per il periodo pregresso, l'applicazione per le sessioni di aggiustamento dell'algoritmo ad oggi in vigore per le sessioni di bilanciamento;
 2. Per il futuro, la socializzazione delle differenze in-out, difficilmente prevedibili e al di fuori del controllo degli operatori, che ad oggi ne sostengono il costo.
- Altri aspetti fondamentali per incrementare l'efficienza dei meccanismi di settlement sono rappresentati da:
 - la definizione di un meccanismo di incentivi per le aziende distributrici;
 - il miglioramento dell'affidabilità e dell'accuratezza delle misure (con particolare riferimento alle reti di distribuzione).

- Il biometano rappresenta una nuova «fonte» alternativa al gas fossile, su cui far leva per la creazione di una nuova filiera, con il duplice obiettivo di ridurre le emissioni nel settore dei trasporti e di far fronte alla progressiva riduzione della produzione interna di gas naturale.
- Il MiSE, dopo aver introdotto nel 2013 un primo schema di incentivazione dell'utilizzo del biometano nelle varie destinazioni d'uso, intende rivedere il sistema di incentivi attraverso l'emanazione di un nuovo decreto di prossima pubblicazione, che darà priorità all'impiego di tale risorsa nel settore dei trasporti.
- Tuttavia, l'impostazione del nuovo decreto fa emergere diverse perplessità ad aspetti che andrebbero approfonditi in relazione a:
 - le implicazioni del ritiro dedicato del GSE sul ruolo dei traders;
 - l'incentivazione e l'impiego del biometano per usi differenti rispetto ai trasporti, per la produzione elettrica in particolare.

Agenda

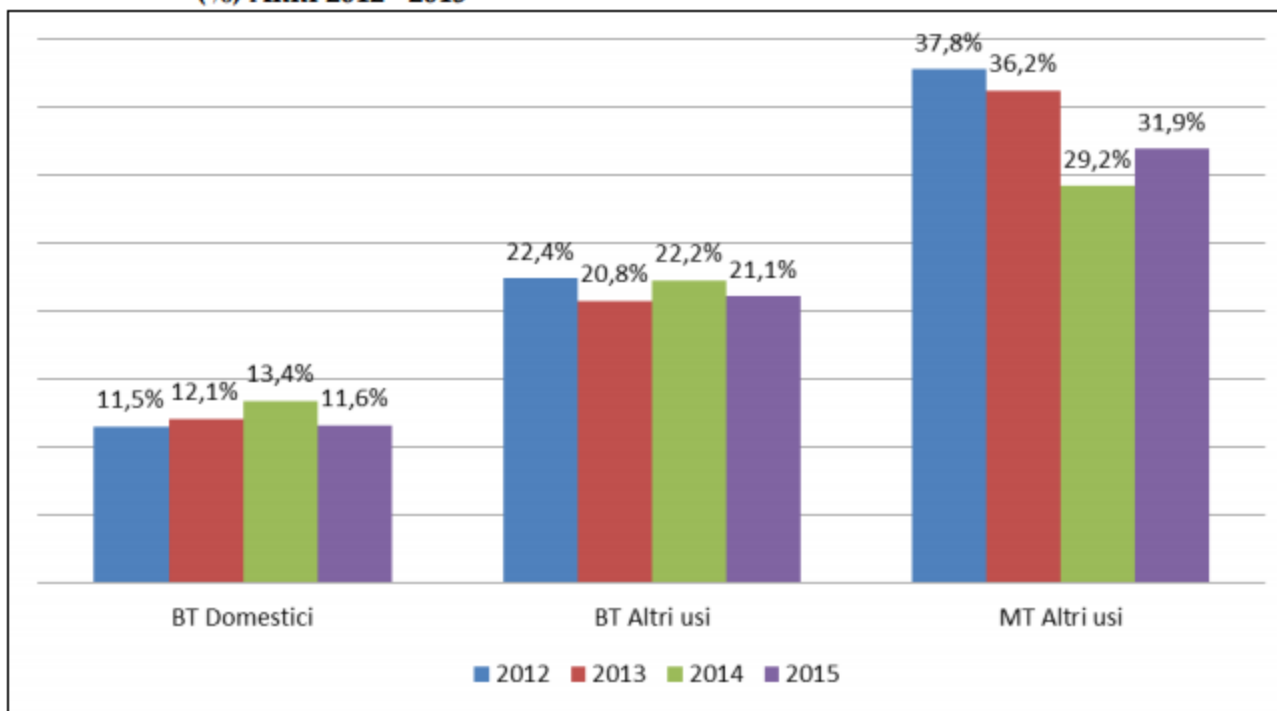
- **Premessa**
- **Mercati all'ingrosso**
 - **Energia Elettrica**
 - **Gas Naturale**
- **Mercati Retail**
- **Tematiche trasversali**
- **Alcuni dati di contesto**

- Il permanere delle prezzi amministrati costituisce un ostacolo importante allo sviluppo della concorrenza nella fornitura di clienti di minori dimensioni, caratterizzati da livelli di concentrazione elevati. Anche alla luce di alcuni recenti provvedimenti tariffari (cfr. Delibera 69) la rimozione di tali prezzi è urgente e non ulteriormente procrastinabile
- Necessari, da subito:
 - Una data certa per il fine tutela
 - Un confronto aperto, franco e costruttivo tra operatori ed istituzioni circa le relative modalità implementative
- Linee guida per il confronto:
 - Piena consapevolezza del cliente attraverso una campagna di pubblicità istituzionale tempestiva, appropriata, innovativa e «terza»
 - Completamento quadro normativo propedeutico al fine tutela (trattamento clienti disagiati, SII, ..)
 - Garanzia di continuità di fornitura per i «clienti inerti » a fine tutela attraverso meccanismi che garantiscano un adeguato pluralismo nell'offerta. Nessun «effetto trascinamento»
 - Gestione di un eventuale transitorio, sempre attraverso meccanismi adeguatamente pluralistici

- Il **DCO 204/2017/R/com** propone, in vista della fine dei regimi di tutela, **l'obbligo** in capo ai venditori sul mercato libero **di inserire nel proprio portafoglio commerciale entro il 1° Gennaio 2018** un elevato numero di **offerte standard o «PLACET»** (12 considerando i due mercati elettrico e gas), nonché la **revisione delle condizioni contrattuali non economiche delle altre offerte** di mercato libero.
- La nostra posizione:
 - Non riteniamo che tali limitazioni regolatorie portino benefici ai clienti finali, occorrerebbe invece garantire maggior flessibilità nelle offerte di mercato libero in modo che le stesse possano rispondere alle specifiche necessità dei clienti.
 - Riteniamo che l'obbligo, se confermato, debba partire solo dopo la fine dei regimi di tutela.
 - Riteniamo che le offerte placet, qualora implementate, debbano essere previste per i soli clienti domestici (gli unici presumibilmente non ancora capacitati).
 - Proponiamo che su entrambi i mercati ci sia un'unica offerta a prezzo variabile, composta da:
 - una componente fissa (€/POD o €/PDR)
 - una spesa per la materia energia data dalla somma della media mensile dei prezzi registrati sul mercato all'ingrosso di riferimento (PUN per l'elettrico e un mercato all'ingrosso da decidere più oculatamente prima dell'avvio dell'obbligo, più un corrispettivo α , sempre espresso in €/kWh o €/Smc, liberamente definito dal venditore.

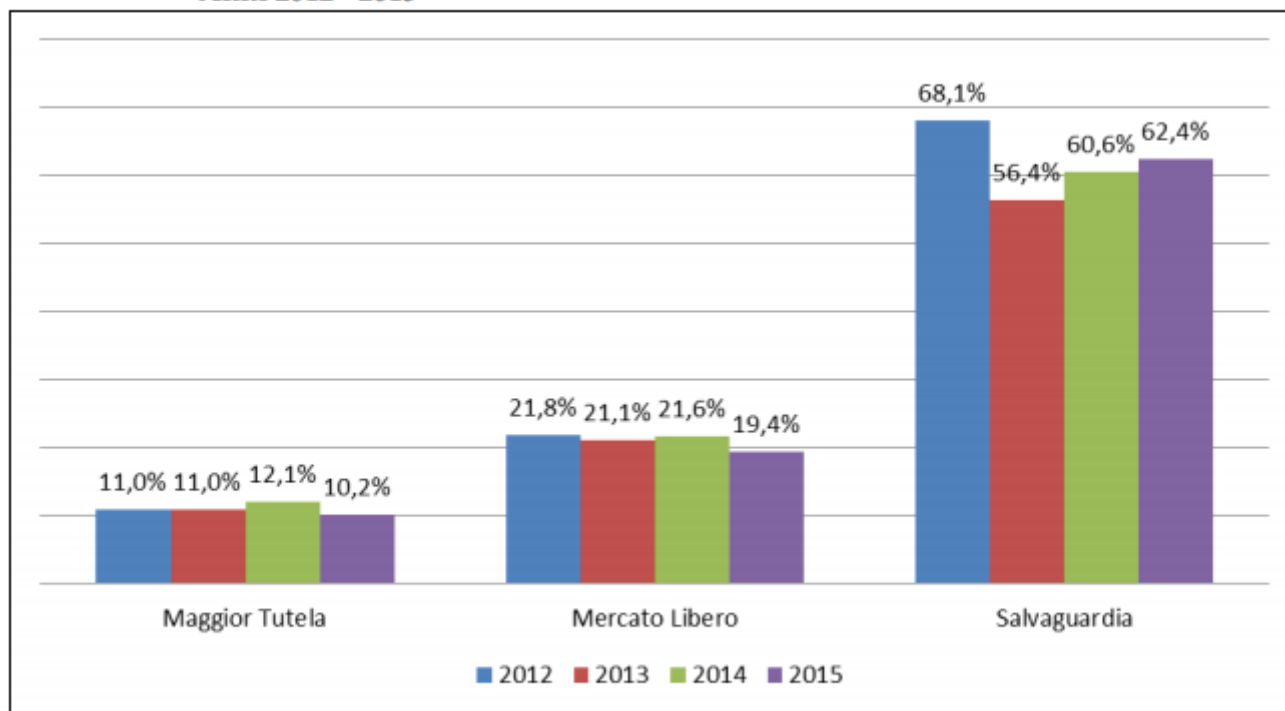
- La gestione del cliente moroso continua ad essere uno dei maggiori ostacoli all'attività di vendita sul mercato retail
- Occorre rafforzare gli strumenti di contrasto alla morosità esistenti e valutarne l'introduzione di nuovi, finalizzati sia ad un'adeguata valutazione del profilo di solvibilità del cliente ex – ante (prima della relativa acquisizione) sia a facilitare il recupero del credito dovuto dal cliente moroso
- Alcune proposte concrete:
 - Introduzione di strumenti per dare visibilità al venditore del grado di solvibilità del cliente finale in fase di acquisizione – A tale scopo il venditore potrebbe fruire già in fase di *precheck* delle informazioni oggi previste solo in fase di *switching* per la revoca dello stesso.
 - Subordinazione dei nuovi *switching* da parte di clienti morosi al saldo della morosità pregressa
 - Affinamenti e semplificazioni, in un'ottica di efficientamento, delle attuali procedure di gestione del Sistema Indennitario; adeguamento dell'indennizzo riconosciuto ai venditori dal Sistema Indennitario con l'estensione del corrispettivo ad almeno 3/4 mesi di erogazione della fornitura e ai clienti alimentati in MT
 - Possibilità di attivare messa in mora dopo il primo insoluto e semplificazione procedure morosità gas

Grafico 4.10 Quota dei clienti finali inadempienti su numero di PdP serviti per tipo di utente (%) Anni 2012 - 2015



Fonte dati: ELABORAZIONI DATI DICHIARATI DAGLI OPERATORI AI SENSI DELLA DELIBERAZIONE ARG/ELT 167/08 E DEL MONITORAGGIO RETAIL.

Grafico 4.11 Quota dei clienti finali inadempienti su numero di PdP serviti tipo di mercato (%)
Anni 2012 - 2015



FONTE DATI: ELABORAZIONI DATI DICHIARATI DAGLI OPERATORI AI SENSI DELLA DELIBERAZIONE ARG/ELT 167/08 E DEL MONITORAGGIO RETAIL.

Riscossione oneri di sistema

- A causa dell'elevata incidenza degli oneri di sistema in bolletta, il peso dell'attività di riscossione oggi svolta dal venditore non è più sostenibile.
- È necessario:
 - Vista la natura prevalentemente fiscale degli oneri è necessario minimizzarne l'impatto delle relative garanzie e introdurre meccanismi per il ristoro degli anni pregressi.
 - da subito discutere con AEEGSI e con i principali stakeholders una soluzione di breve periodo, che mitighi l'onere per il venditore minimizzando l'impatto sui flussi economici/informativi di filiera e mantenendo l'incentivo ad un'efficace attività di riscossione
 - in prospettiva, valutiamo di buon grado la possibilità di gestire l'attività di riscossione degli oneri sulla falsariga di quanto avviene per il Canone Rai
 - Ogni attività di riscossione per terzi deve prevedere un compenso. Dovrebbe essere per i grossisti un business free risk. Il capitale investito (associato ad esempio al rilascio di garanzie, a investimenti in software e strutture organizzative) deve essere congruamente remunerato, oltre all'ovvia necessità di coprire i costi operativi.
- Linee guida per una soluzione di breve:
 - Neutralizzare il rischio di credito relativo agli oneri di sistema per i venditori che si siano comportati come «buoni riscossori»
 - Prevedere un'adeguata remunerazione per l'attività di riscossione svolta dal venditore in conto terzi

Albo dei venditori e garanzie

- Nella prospettiva di una completa rimozione dei prezzi amministrati per i clienti di minori dimensioni, l'affidabilità del venditore è un prerequisito che condividiamo per il rafforzamento della fiducia del consumatore nel processo di liberalizzazione
- Allo scopo è opportuno lavorare all'introduzione di un Albo dei venditori che selezioni e caratterizzi i potenziali fornitori sulla base di solidi requisiti (in capo alle società o ai gruppi di appartenenza):
 - di onorabilità
 - di competenze operative
 - di attenzione al cliente (es. indice reclusività)
 - di rispetto delle regole (es unbundling)
 - possibile valutare anche requisiti economico/finanziari (senza che questo favorisca la concentrazione)
- In ragione della selettività dei prerequisiti di accesso all'Albo dovrà essere presa in considerazione una revisione degli attuali meccanismi di garanzia, la cui onerosità costituisce oggi un ostacolo nell'accesso al mercato soprattutto per operatori di minori dimensioni
- Di pari passo con i prerequisiti per le società di vendita auspichiamo prerequisiti anche per gli intermediari a valle (es. agenzie di vendita o telemarketing)

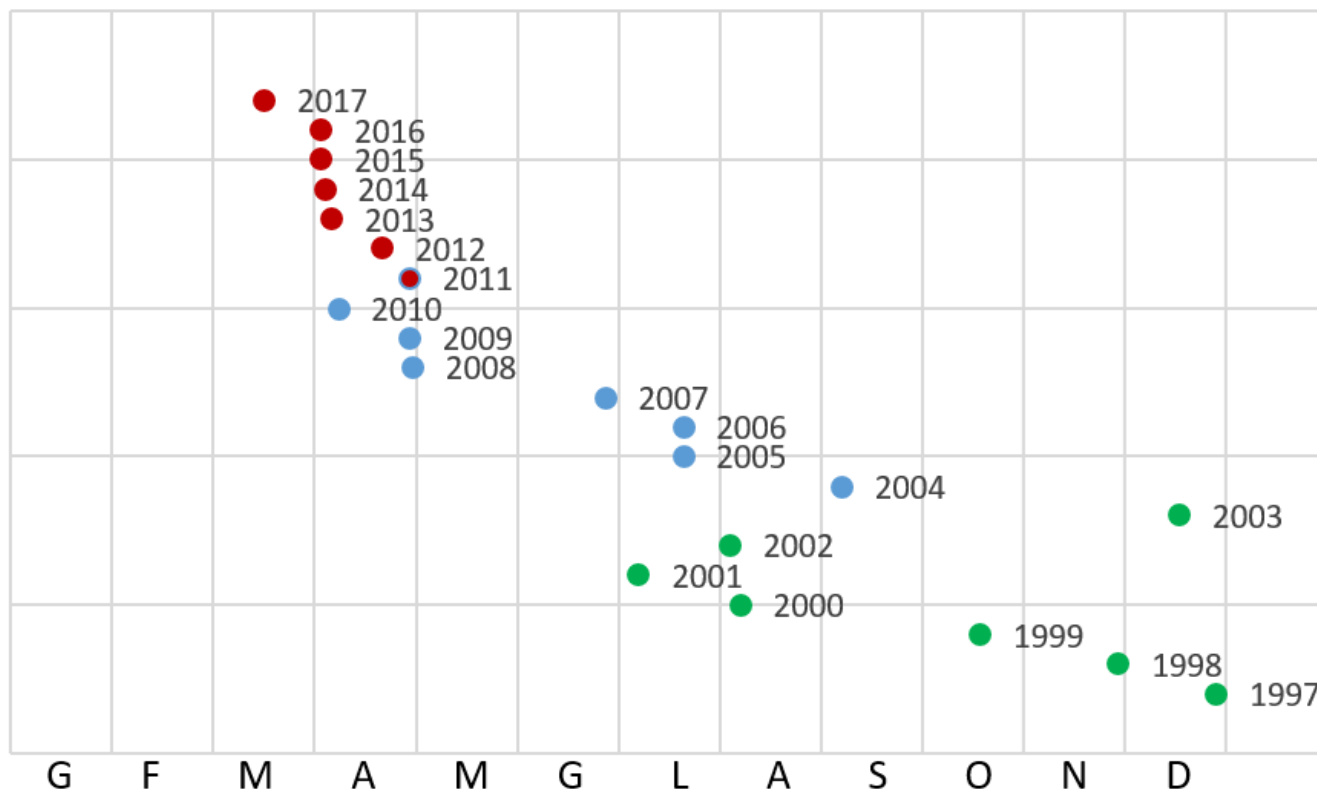
- Lo sviluppo di sistemi di metering avanzati, che consentano una disponibilità del dato frequente ed affidabile ed un'operatività da remoto sono il prerequisito per un'appropriata gestione del cliente (es. in caso di morosità) e per lo sviluppo di servizi innovativi che costituiscono la nuova frontiera del mercato retail
- Diverse le sfide da affrontare sui fronti elettrico e gas, anche in ragione del differente livello di maturità tecnologica dei misuratori a disposizione
 - In ambito elettrico, con la delibera 222/2017 l'Autorità per l'energia ha introdotto una fase di monitoraggio della performance del canale di comunicazione tra misuratore e cliente. Opportuno confrontarsi nel concreto con AEEGSI per contribuire al disegno e alla successiva implementazione di tale monitoraggio, al fine di sperimentare il livello di performance della cosiddetta "chain 2" in condizioni di effettivo funzionamento del misuratore sul campo.
 - In ambito gas è opportuno «rifare un punto» della situazione sotto i profili sia dello stato di avanzamento del piano di sostituzione dei contatori, sia degli avanzamenti tecnologici nel frattempo intervenuti, al fine di verificare la praticabilità di un'accelerazione del processo di sostituzione che consenta una più efficace relazione con il cliente (es. gestione morosità)

Agenda

- **Premessa**
- **Mercati all'ingrosso**
 - **Energia Elettrica**
 - **Gas Naturale**
- **Mercati Retail**
- **Tematiche trasversali**
- **Alcuni dati di contesto**

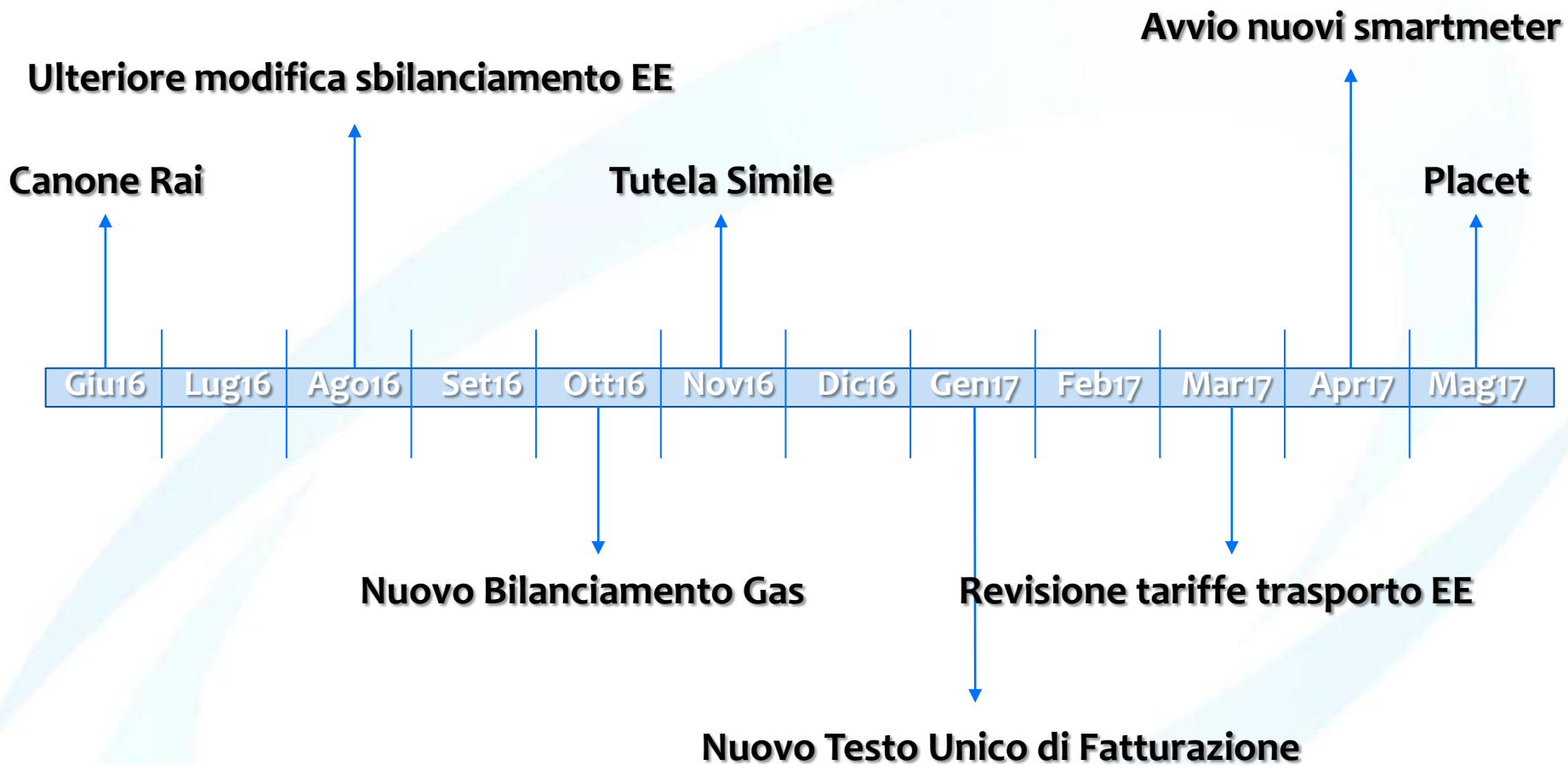
Eccesso di regolazione

Mese dell'anno in cui si è raggiunta la delibera AEEGSI 151, che nel '97 era l'ultimo dell'anno. (Fonte: CNC Consulting)



NB. I colori contraddistinguono i diversi Collegi succedutisi nel tempo

L'impatto sui sistemi informativi ostacolo per lo sviluppo



Desiderata AIGET per migliorare

- Sarebbe preferibile una maggiore consultazione ex-ante.
- La bolletta risulta ancora troppo complessa (si potrebbero accorpate le voci non energetiche o consentire deviazioni dallo standard).
- Occorre educare il consumatore in vista della fine del mercato tutelato, ma con campagne moderne e che facciano leva sui nuovi media (es. campagna UE sugli ex-smokers).
- È difficile pensare ad un ruolo delle istituzioni nella comparazione online, sarebbe meglio affidarsi al mercato alla luce delle continue evoluzioni nelle tecniche e modalità di comunicazione web.

Contributo al funzionamento AEEGSI

Oggi non parametrato all'effort regolatorio

Oggi basato sui ricavi degli operatori, con una ripartizione non equa lungo la filiera:

- solo in minima parte pagati dai soggetti «più regolati» (gestori di rete) che hanno ricavi molto bassi rispetto agli utili
- Venditori e trader pagano la maggior parte dei contributi perché hanno ricavi molto più elevati rispetto agli utili:
 - I trader perché comprano e vendono elevati volumi per ottenere piccoli margini su molte transazioni
 - I venditori perché rifatturano molti costi di competenza del resto della filiera: ad es. la bolletta media delle famiglie gas è circa 1.000 euro annui, ma solo 70 euro sono legati all'attività di vendita!

PROPOSTE AIGET:

1. Aliquote differenziate tra attività regolate e di mercato (ad esempio: 1 per mille per i ricavi delle attività regolate e 0,1 per mille per quelle di mercato)
2. Oppure ripartire il valore totale degli oneri in parti uguali tra attività «regolate» e «di mercato» e poi ripartirli sugli operatori di ciascuna tipologia, sempre in base al fatturato nel rispetto della legge
3. Escludere dall'imponibile il fatturato infragruppo, almeno per le attività «di mercato»

AIGET aveva formulato tali proposte nel Position Paper 2016: nonostante il riconoscimento nei «considerato» della delibera 219/2016/A, attualmente non si intravedono ancora revisioni regolatorie in merito: si rischia di «perdere il treno» anche per il contributo 2017.



Agenda

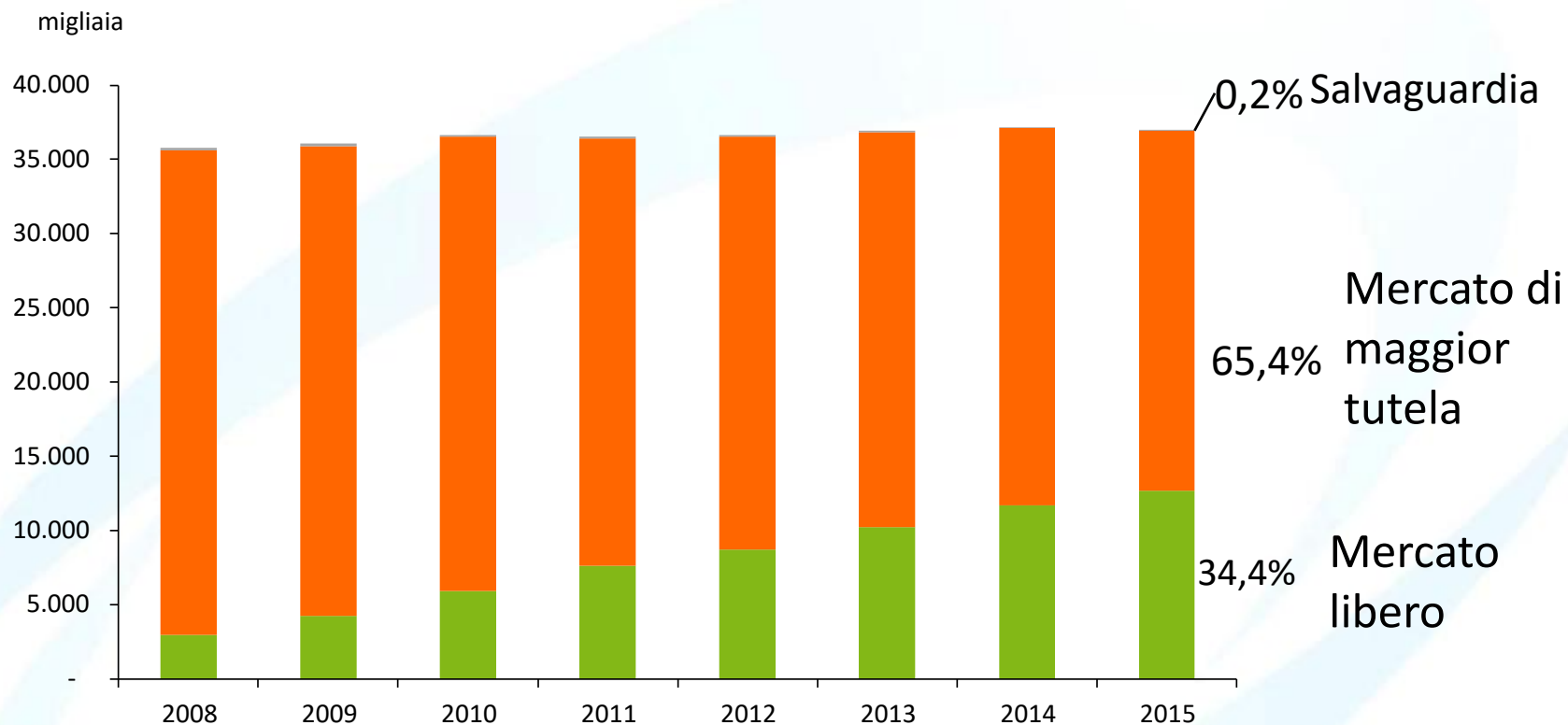
- **Premessa**
- **Mercati all'ingrosso**
 - **Energia Elettrica**
 - **Gas Naturale**
- **Mercati Retail**
- **Tematiche trasversali**
- **Alcuni dati di contesto**

- 250.000 GWh x 37.000.000 punti di consumo
- Markets share dell'incumbent: circa 1/3
 - 85,7% del mercato regolato
 - 18,1% del mercato libero
- Markets share dei primi 3 operatori: 44,8%
 - 83% dei clienti non domestici
 - 34,6% dei clienti domestici

Dati Report Annuale AEEGSI 2016 e ACER Market Monitoring Report 2015

Incidenza mercato Maggior Tutela

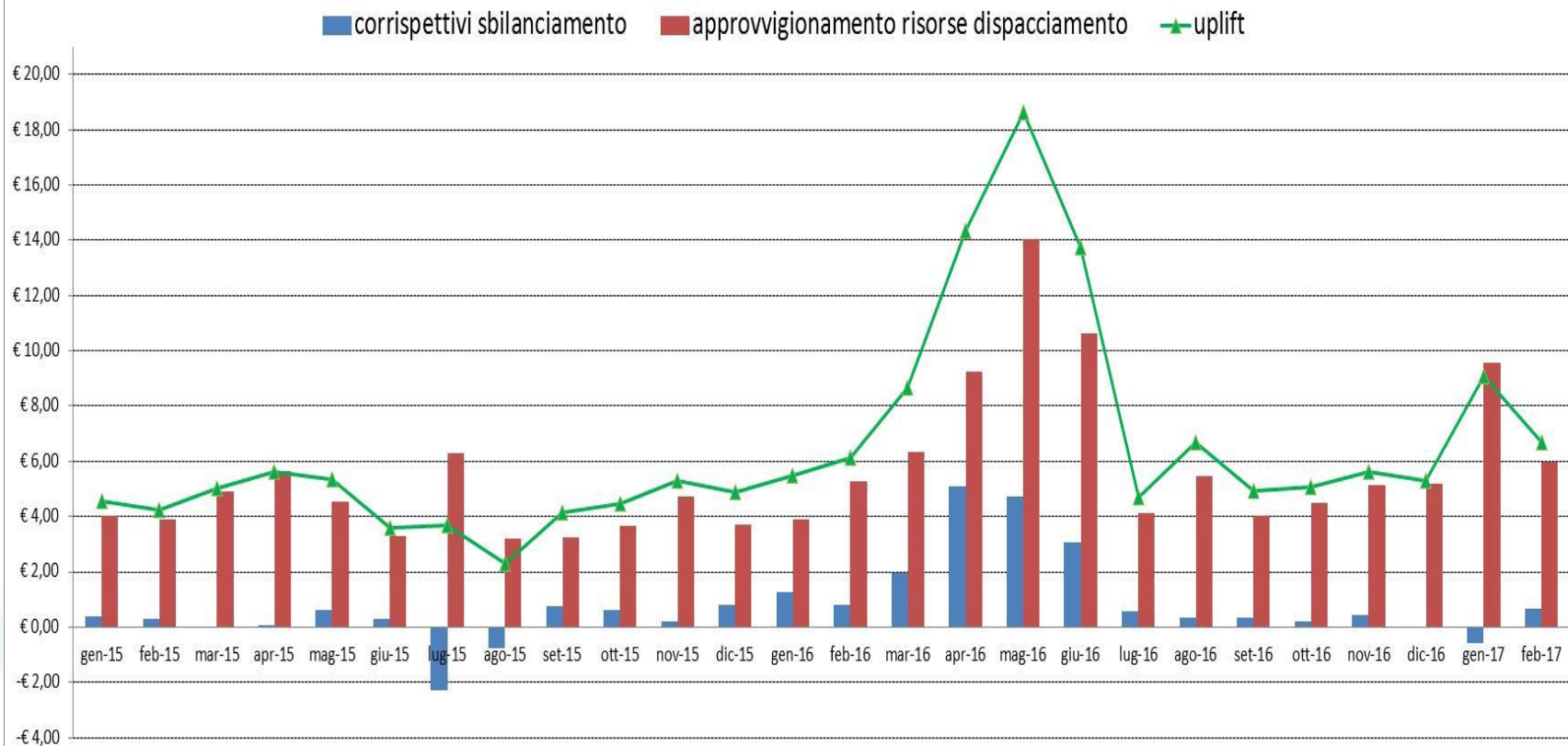
Clients electric per typology of market, thousands and quota %



Fonte: Nomisma

Andamento Uplift (gennaio 2015 – febbraio 2017)

Uplift mensile [€/MWh]



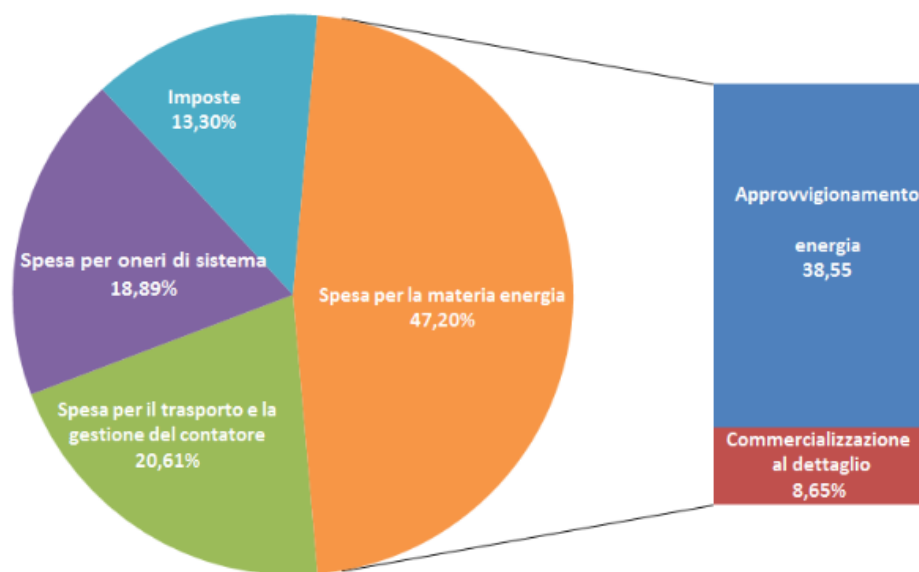
Composizione della bolletta

Bolletta Elettrica

 **Composizione percentuale del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo**

Condizioni economiche di fornitura per una famiglia con 3 kW di potenza impegnata e 2.700 kWh di consumo annuo

Il trimestre 2017
Prezzo lordo = 19,183 c€/K



Mercato del gas naturale

- 67,5 Gm³ x 23.400.000 punti di consumo
- Markets share dell'incumbent: 1/4
- Markets share dei primi 3 operatori: 44,8%
 - 52% dei clienti non domestici
 - 55% dei clienti domestici

Dati Report Annuale AEEGSI 2016 e ACER Market Monitoring Report 2015

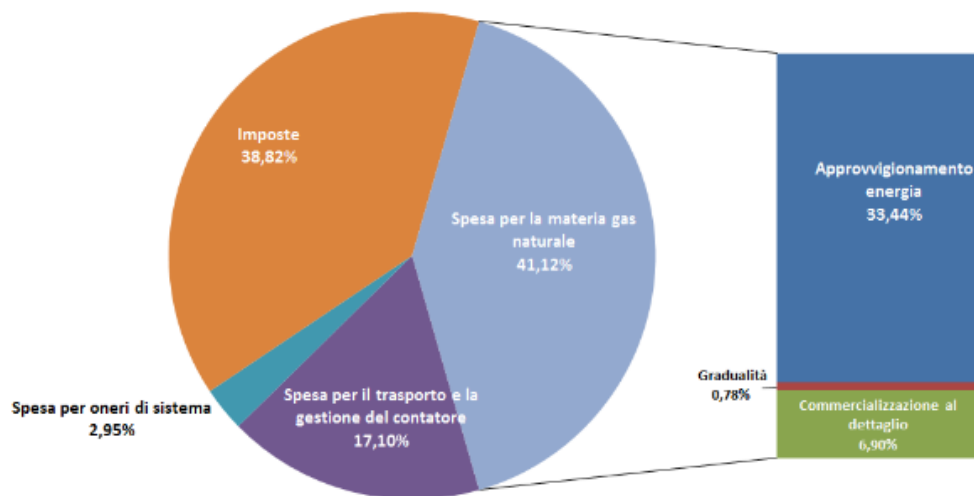
Composizione della bolletta

Bolletta Gas

Composizione percentuale del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo

Condizioni economiche di fornitura per una famiglia con riscaldamento autonomo e consumo annuale di 1.400 m³

Il trimestre 2017
Prezzo lordo 73,23 c€/m³



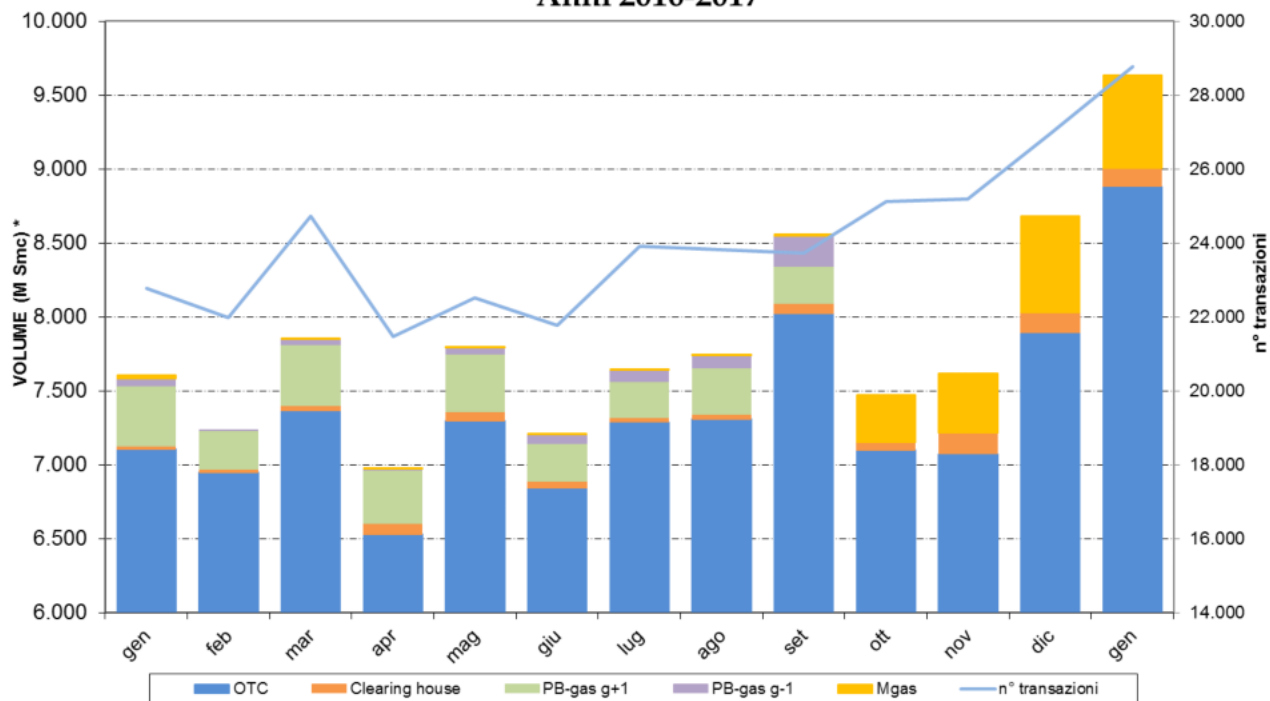
Le imposte includono l'imposta di consumo, l'Addizionale regionale e l'Imposta sul Valore Aggiunto.

Liquidità PSV

GAS SCAMBIATO AL " PUNTO DI SCAMBIO VIRTUALE " (PSV)

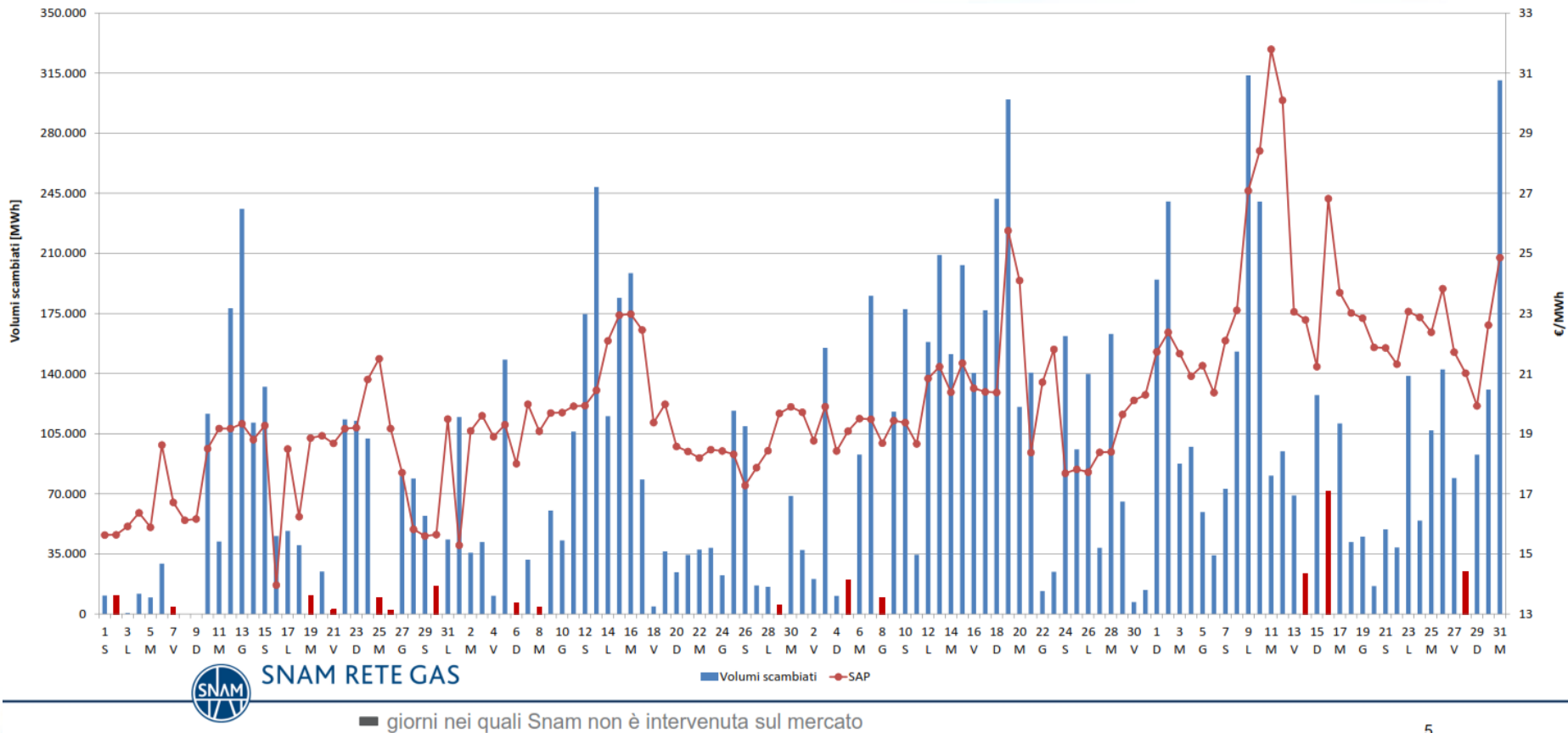
* 1 Smc = 10,57275 kWh/Smc

Anni 2016-2017



Fonte: dati ed elaborazioni SRG

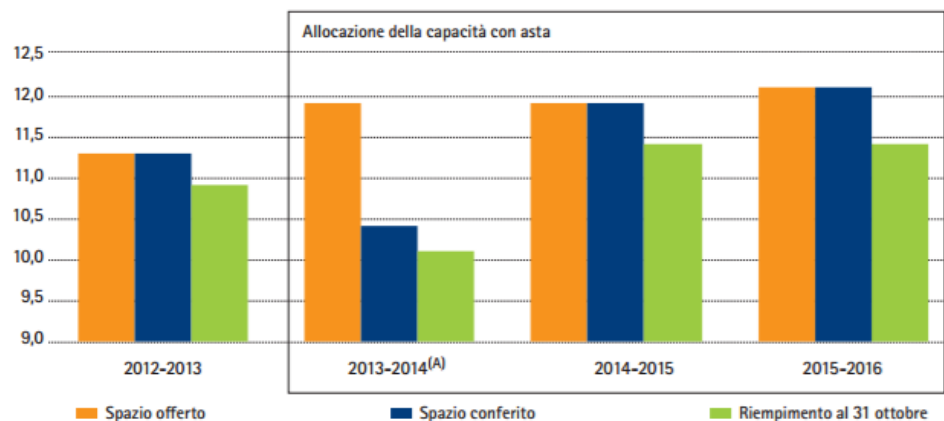
Liquidità MGas



Fonte: dati ed elaborazioni SRG



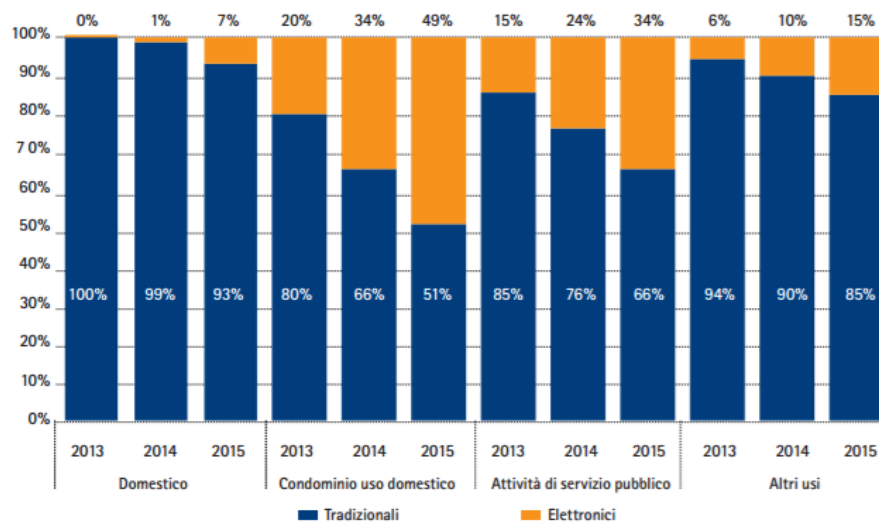
Spazio negli stoccaggio degli ultimi anni termici (MSmc)



(A) Volumi conferiti in parte ad asta e in parte pro-quota (circa 50% e 50%).

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Gruppi di misura gas elettronici e tradizionali per tipologia di cliente



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.