



Sede legale
Piazzale Enrico Mattei, 1
00144 Roma
Tel. +39 06 59821
eni.com

MEMORIA Eni SpA

Audizioni periodiche 2022

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

"CRISI ENERGIA: prospettive e proposte settoriali"

28 novembre 2022



Eni ringrazia per la possibilità di partecipare a questo momento istituzionale di dialogo fra l’Autorità e gli stakeholder del sistema. Ci soffermeremo in questa memoria su alcuni spunti che ci sembrano degni di considerazione nella prospettiva di un contributo della regolazione dei mercati gas e power al graduale superamento dell’attuale contesto di crisi energetica.

Settore gas

Nell’attuale contesto, in cui **la crisi energetica ha innescato una ridefinizione del mix di fonti di approvvigionamento del sistema e delle relative flessibilità**, appare opportuno **sostenere la sicurezza degli approvvigionamenti e l’adeguatezza dell’offerta valorizzando al meglio** e nel modo più efficiente, flessibile ed innovativo possibile **le risorse infrastrutturali, con particolare riferimento agli stoccaggi e ai terminali di rigassificazione, ma senza trascurare le condizioni di accesso alle capacità di trasporto.**

STOCCAGGIO

Nel caso degli stoccaggi, ciò può avvenire sia attraverso il ***fine tuning* di meccanismi già esistenti che attraverso l’introduzione di nuovi strumenti, nell’ottica di garantire la sicurezza del sistema - mediante il mantenimento di adeguati livelli di stoccaggio e di punta di erogazione - e di massimizzare la flessibilità di accesso e di utilizzo della risorsa.**

In linea generale, e al di là della contingenza dell’ultimo anno, è evidente che i Paesi come Francia e Italia, nei quali l’accesso allo stoccaggio è basato su aste e su soluzioni regolamentate che consentono agli operatori di mercato di acquistare capacità di stoccaggio esprimendo prezzi in linea con il loro valore di mercato, sono meglio posizionati per sfruttare la risorsa di stoccaggio in modo



più efficiente e funzionale ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti. La necessità di ricorrere ad un servizio di stoccaggio di ultima istanza offerto dall'impresa maggiore di trasporto e dal GSE, per raggiungere un livello di riempimento superiore al 95%, appare esclusivamente dettata dalla situazione contingente (incertezza rispetto alla disponibilità di alcune fonti di importazioni, prezzi estremamente elevati e volatili con inversione degli spread stagionali estate-inverno e conseguenti rischi economici e finanziari non sostenibili).

Per il prossimo futuro, con effetto già a partire dalla fase di erogazione in corso e dalla prossima fase di iniezione, appare utile proseguire speditamente sulla strada, in parte già avviata, dell'introduzione di **modalità di accesso ed utilizzo dello stoccaggio maggiormente flessibili** e che – in particolare:

- consentano agli utenti di **mantenere/ripristinare il gas in stoccaggio anche durante la fase di prevalente erogazione,**
- **aumentino le finestre temporali per l'effettuazione delle aste di capacità,**
- **migliorino le caratteristiche e performance dei prodotti offerti,**
- **consentano ottimizzazioni degli impatti finanziari per gli operatori.**

In primo luogo, appare opportuno implementare **soluzioni funzionali a sostenere la sicurezza di approvvigionamento del sistema e il mantenimento della punta di erogazione invernale: considerando che al momento gli utenti non hanno particolare incentivo a mantenere gas in giacenza, ma anzi tendono a erogare secondo un profilo sostanzialmente definito nell'arco della stagione invernale** (quasi a prescindere dalle effettive necessità di bilanciamento del sistema, anche con potenziale successiva esportazione del gas così erogato, laddove non necessario al bilanciamento del sistema italiano o conveniente per le dinamiche di prezzo), la principale soluzione funzionale a tale obiettivo appare quella di **confermare anche per il prossimo anno di stoccaggio il meccanismo di allocazione implicita per la giacenza residua a**



fine marzo dei volumi non erogati, a tariffa nulla e introducendo un premio a favore.

In secondo luogo, per favorire la sottoscrizione da parte degli shipper della capacità di stoccaggio, si suggerisce l'introduzione di soluzioni che permettano di **ridurre gli oneri finanziari degli utenti senza impattare la gestione operativa dello stoccaggio, come già possibile in altri paesi, ad esempio permettendo allo shipper di cedere in pegno la proprietà del gas in stoccaggio ad un soggetto terzo, che si farebbe carico dei costi di capacità verso Stogit, mantenendo in capo allo shipper la gestione operativa.**

Inoltre, **andrebbero prese in considerazione anche le seguenti possibili migliorie:**

- consentire di **iniettare gas in stoccaggio anche in periodi di prevalente erogazione, eventualmente in controflusso**, con due distinte finalità:
 - incrementare le prestazioni di erogazione nel restante periodo invernale, come in parte già previsto con i servizi recentemente offerti dall'impresa maggiore di stoccaggio che consentono il controflusso invernale nell'ambito delle usuali procedure di conferimento di capacità di breve termine (aste settimanali, weekend, giornaliere, infragiornaliere); è opportuno a tal fine valutare possibili incrementi delle prestazioni in iniezione, nei limiti tecnici dell'infrastruttura;
 - costituire una giacenza a fine marzo, con l'offerta di una capacità distinta dalla precedente e regolata da un meccanismo di allocazione implicita mensile, eventualmente prevedendo un premio specifico a favore dell'utente;
- **migliorare anche le prestazioni di erogazione**, sia durante la stagione estiva che durante la stagione invernale, nei confronti degli utenti che hanno effettuato iniezione aumentando la propria giacenza;



- **rendere le capacità di erogazione e di iniezione funzione della sola giacenza dell'utente**, eliminando i fattori temporali (come è previsto in Francia), con la conseguente possibilità di non svuotare lo stoccaggio (all'interno di certi vincoli) in funzione dell'utilizzo da parte dell'utente;
- integrare le attuali modalità e tempistiche di conferimento delle capacità di stoccaggio con **nuove finestre temporali di prenotazione della capacità**, ad esempio:
 - sessioni di conferimento anticipate rispetto a quelle attualmente previste per le capacità riferite all'anno di stoccaggio successivo, oppure;
 - sessioni di conferimento addizionali/straordinarie da svolgersi anche nel periodo invernale per le capacità riferite all'anno di stoccaggio in corso che risultino non conferite e ancora "riempibili", eventualmente anche grazie a nuovi meccanismi di iniezione in controflusso;
- **agevolare il mercato secondario**, riducendo le tempistiche ed i vincoli temporali per effettuare cessioni/acquisizioni di spazio e relative prestazioni (sia bundled, sia unbundled) sul mercato secondario.

Tali soluzioni, oltre ad aumentare l'efficienza del servizio, contribuiscono ad aumentarne il valore e l'attrattività per gli utenti e appaiono **opportune in considerazione del contesto di trasformazione del mix di approvvigionamenti che stiamo vivendo**: il timore che si possa concretizzare il rischio di carenza di gas, o di insufficiente flessibilità del sistema nel rispondere a punte di domanda, consiglia infatti di compiere un ulteriore sforzo per **estrarre e valorizzare quanto più possibile la flessibilità della risorsa di stoccaggio, anche con un miglioramento delle prestazioni associate e una riduzione nei vincoli di accesso/utilizzo**.



Al contempo, sarà importante continuare a preservare modalità di conferimento delle capacità di stoccaggio che contemperino da un lato le esigenze di copertura dei ricavi riconosciuti per l'attività di stoccaggio e dall'altro il contesto di mercato, consentendo quindi una valorizzazione economica adeguata che non disincentivi i potenziali utenti ma salvaguardi l'attrattività del servizio.

RIGASSIFICAZIONE

Con l'obiettivo dichiarato di aumentare la sicurezza energetica nazionale, l'Italia ha deciso di incrementare la capacità di rigassificazione sul proprio territorio mediante l'installazione di due unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione (Floating Storage and Regasification Unit - **FSRU**).

Sono recenti i decreti autorizzativi emanati in relazione ai due rigassificatori FRSU, di prossima installazione a Piombino e Ravenna.

È ora fondamentale che i criteri di assegnazione delle capacità siano definiti in modo coerente con gli obiettivi che hanno spinto il Governo e il Parlamento a sostenere questi sviluppi infrastrutturali.

Per tale motivo, le modalità con le quali verranno conferite le capacità di rigassificazione dovrebbero **garantire un conferimento di capacità a condizioni competitive rispetto agli altri terminali europei, così da supportare lo sviluppo di progetti di importazione di lungo periodo tramite l'allocazione prioritaria di capacità di rigassificazione per periodi pluriennali.** In particolare, **l'obiettivo principale del processo di conferimento dovrebbe essere quello di allocare in prima battuta, con priorità e con meccanismi premianti/incentivanti, la maggior parte della capacità per la durata massima (20 anni), in modo da minimizzare l'eventuale ricorso alle garanzie pubbliche.** Diversamente, si rischierebbe di vanificare lo sforzo di sistema compiuto e di non porre le condizioni affinché tali nuove infrastrutture siano effettivamente utili per contribuire alla sicurezza energetica del Paese anche nel lungo termine e vengano utilizzate in modo efficiente minimizzando gli oneri a carico del sistema.



E' altresì chiaro che, **per supportare lo sviluppo di progetti di importazione di lungo periodo e con esso la sicurezza degli approvvigionamenti coerentemente con gli sviluppi infrastrutturali, saranno fondamentali anche segnali di policy – a livello europeo e nazionale - meno discordanti e meno “marginalizzanti” in relazione al futuro ruolo del gas nel processo di transizione energetica e di decarbonizzazione**: segnali di policy che tengano conto dell'importanza del ruolo che il gas naturale sta dimostrando di avere e ancora avrà nel soddisfare le esigenze energetiche in modo ambientalmente sostenibile, nel garantire la continuità delle forniture elettriche e nell'agevolare la transizione energetica.

CONDIZIONI DI ACCESSO ALLE CAPACITÀ DI TRASPORTO E CHIUSURA DELLE FILIERE COMMERCIALI

Anche le condizioni economiche e le modalità di accesso alle capacità di trasporto giocano evidentemente un ruolo nella prospettiva della sicurezza degli approvvigionamenti e di un adeguato incontro tra domanda e offerta.

È pertanto importante continuare ad agire tanto sulle condizioni economiche quanto sulle modalità di accesso:

- con riferimento ai **criteri tariffari** – in corso di definizione per il sesto periodo regolatorio –, occorre continuare a perseguire **obiettivi di uso efficiente delle infrastrutture, allocazione dei costi agli effettivi beneficiari e prevedibilità dell'evoluzione tariffaria**. Ciò presuppone criteri tariffari che **evitino livelli eccessivi ed eccessive differenze tra le varie tariffe agli entry points** (che potrebbero comportare impatti negativi su alcune direttrici di importazione e conseguenti distorsioni nei flussi e nel merit-order economico delle fonti) e tali da garantire per quanto possibile che **i vari utilizzatori sostengano costi coerenti con i benefici ad essi apportati**, evitando effetti distorsivi;



- con riferimento alle **modalità di accesso**, è opportuno **proseguire sulla strada dell'introduzione di prodotti di capacità infra-annuali in corrispondenza dei punti di riconsegna direttamente allacciati alla rete di trasporto**, come l'Autorità appare già orientata a fare nell'ambito della consultazione in corso per i criteri del sesto periodo regolatorio. **In un contesto di mercato che, presumibilmente, nei prossimi anni sarà caratterizzato da maggiore incertezza rispetto al passato riguardo alle dinamiche di domanda, approvvigionamento e prezzi, tale soluzione merita di essere estesa rendendo possibile accedere a capacità anche esclusivamente infrannuali senza vincoli di "sottostante" capacità annuale**: ciò indirizza propriamente le **esigenze di maggiore flessibilità nell'utilizzo della capacità di trasporto e di una connessa migliore gestione dei rischi nei rapporti contrattuali fornitori-clienti**.

Proprio nel contesto anomalo e fortemente incerto dell'ultimo periodo, è infatti emersa la difficoltà di chiusura delle filiere commerciali - a causa di esposizioni rilevanti (rischio volume e rischio credito) difficilmente sostenibili da parte dei fornitori: per supportare le attività di negoziazione e contrattualizzazione di forniture a clienti grossisti e finali, è necessario perseguire una allocazione sostenibile dei rischi e dell'esposizione economica e finanziaria dei vari soggetti lungo la filiera.

Sempre con riferimento alla necessità di una coerente e sostenibile allocazione dei rischi, **preme ricordare come anche le modalità attuative del servizio di interrompibilità tecnica attualmente in corso di definizione debbano essere definite in modo da non generare rischi ed oneri impropri a carico dei fornitori / utenti del bilanciamento o di trasferire impropriamente rischi ed oneri dai clienti aderenti al servizio di interrompibilità ai rispettivi fornitori / utenti del bilanciamento, tanto più in un contesto come quello attuale in cui la probabilità di attivazione effettiva di tale misura è più concreta rispetto al passato recente**.



Settore elettrico

Il settore elettrico è oggi al centro, come mai prima d'ora, di scenari estremi e di cambiamenti strutturali di ampiezza e frequenza crescenti. Dalla pandemia, all'energy crunch, alla guerra, il settore elettrico e non solo, è stato impattato in modo significativo da fattori macroeconomici e geopolitici, proprio in un momento di transizione e di profonda trasformazione.

Il settore elettrico riveste un ruolo pivotale sia con riguardo alle sempre più urgenti politiche di decarbonizzazione, che oggi assumono un ruolo di sicurezza energetica, sia per il sistema paese, che necessita di una diversificazione efficiente delle fonti.

In questo contesto si manifesta apprezzamento per lo straordinario lavoro svolto dalla politica e dalla regolazione per mettere in sicurezza il sistema energetico in emergenza e garantirne la resilienza.

Dall'emergenza, alla sostenibilità nel medio/lungo termine, il percorso è complesso, ma parte già da un progetto avviato da oltre un ventennio: la creazione di un mercato unico europeo dell'energia e del bilanciamento.

E', a nostro avviso necessario **mantenere l'efficienza dei mercati "a pronti", ed affiancarli con opportuni meccanismi di contrattazione a termine** in grado di fornire segnali di prezzo di lungo termine coerenti con la durata degli investimenti, al fine di **assicurare un coordinato sviluppo delle risorse funzionali al raggiungimento**



degli obiettivi di sicurezza, decarbonizzazione e adeguatezza del sistema.

Riteniamo che la regolazione debba assicurare la resilienza ed efficienza del sistema a prescindere dagli scenari energetici, e garantire un framework di riferimento stabile per gli operatori e per i clienti finali.

Il nuovo mercato a termine degli stoccaggi ed il suo coordinamento con quello della capacità

Il nuovo sistema di approvvigionamento della capacità di accumulo contribuisce a completare il percorso già avviato con il mercato della capacità dedicato all'approvvigionamento delle risorse per l'adeguatezza, introducendo un nuovo segmento a termine per la contrattualizzazione di risorse flessibili, necessarie ad assicurare la sicurezza del sistema.

Con documento di consultazione 393/22 l'Autorità ha avviato il processo che porterà alle aste per l'assegnazione della capacità di accumulo definendo i principi generali su cui Terna dovrà costruire la disciplina di mercato. **Si condivide l'impostazione generale della proposta anche se alcuni correttivi dovranno essere introdotti in particolare per quanto riguarda la partecipazione al MSD degli stoccaggi contrattualizzati da Terna.**

La soluzione proposta dall'Autorità potrebbe da un lato non incentivare una gestione pienamente efficiente degli stoccaggi contrattualizzati e dall'altro generare effetti potenzialmente distorsivi sul mercato. **E' quindi necessaria una fase di ulteriore approfondimento e di discussione con gli operatori.**

Inoltre, il funzionamento del nuovo mercato verrà determinato da una serie di elementi costitutivi per la definizione dei quali Terna riveste un ruolo centrale:



- la **disciplina** che conterrà le regole di dettaglio del futuro mercato;
- lo **Studio con le tecnologie** di riferimento;
- la progressione temporale del **fabbisogno di capacità** di accumulo.

Tutti questi passaggi dovranno prevedere consultazioni dedicate che coinvolgano gli operatori del mercato elettrico e che dovranno fornire un adeguato livello di dettaglio in merito sia alle scelte che Terna intenderà adottare, sia alle metodologie a supporto delle stesse.

Infine, considerato la portata che avrà lo sviluppo degli accumuli per la sicurezza del settore elettrico, **potrebbe essere opportuno premiare tecnologie che utilizzano in prevalenza componenti prodotte all'interno di una filiera nazionale (e comunitaria) e che hanno un contenuto limitato di materie prime rare.**

Si tratta di criteri orientati ad obiettivi di politica industriale ed energetica, che vanno nella direzione di stimolare la crescita di una **filiera italiana (e comunitaria), indipendente e sicura per il sistema energetico nazionale.**

Affinché sia garantita la crescita e il mantenimento in efficienza di tutte le risorse funzionali al perseguimento degli obiettivi di sicurezza e adeguatezza del sistema elettrico **è necessario uno sviluppo coordinato di tutti i mercati a termine.**

Sotto questo profilo, nel condividere le modalità di coordinamento proposte dall'Autorità tra il mercato della capacità e il nuovo mercato per gli stoccaggi, **riteniamo che la loro complementarità ed interconnessione dovrà rappresentare un elemento caratterizzante del futuro disegno del mercato elettrico italiano.**

Meccanismi a termine disegnati con **Reliability Option**, come il Capacity Market italiano possono concorrere alla stabilizzazione delle fluttuazioni del mercato come recentemente segnalato da ACER.



L'incertezza, che vediamo oggi sul futuro del meccanismo, appare ingiustificata dall'attuale framework regolatorio.

Il Decreto Ministeriale 439 del 28-10-2021, con cui sono state avviate le procedure del Capacity Market per l'anno 2024, ha stabilito che Terna valuti le condizioni di adeguatezza del sistema con un nuovo report, ad oggi non disponibile.

L'attuale disciplina, infatti, risulta autorizzata dalla commissione europea fino alla fine del 2028 e potrà essere cessata, ai sensi del Regolamento Europeo 943/2019, solo a seguito di tre report di Terna che non evidenzino motivi di preoccupazione circa il livello di adeguatezza del sistema elettrico nazionale (come peraltro previsto dal DM sopra citato).

In questo ambito non vediamo delle modifiche rispetto alla situazione rappresentata nel rapporto di Terna del novembre 2021 in cui si diceva che *"il sistema elettrico italiano mostrerà ancora, specie nel 2025, un rischio di mancata copertura del carico superiore allo standard di adeguatezza adottato in ambito nazionale (3 h/anno di LOLE) localizzato in specifiche aree di mercato"*.

Anzi riterremo che **tale valutazione possa essere aggravata da alcuni fattori, come ad esempio il calo attuale e prospettico delle importazioni da Nord** per l'indisponibilità di parte del nucleare francese.

Pertanto, **sarebbe a nostro avviso opportuno che venga al più presto data attuazione al framework regolatorio vigente e che si definisca il programma delle future procedure concorsuali, per mettere in sicurezza il sistema.**



Sistemi di Distribuzione Chiusi e la competitività del settore industriale

Nell'ottica di **promuovere i sempre più sfidanti obiettivi climatici di decarbonizzazione e la competitività del settore industriale**, preme porre all'attenzione di codesta Autorità il tema della disciplina delle Reti Interne di Utenza ("RIU"), definite dalla legge 99 del 2009 e rientranti nella categoria dei Sistemi di Distribuzione Chiusi ("SDC") previsti dalle direttive comunitarie.

Si tratta di sistemi energetici complessi e integrati che garantiscono alle imprese co-insediate in poli industriali, standard tecnici e di continuità delle forniture di energia elettrica e vapore elevati, per lo svolgimento efficiente delle attività manifatturiere.

Accogliamo quindi positivamente la proposta contenuta nel DCO 392/22 dell'ARERA per l'avvio di una sperimentazione sull'autobilanciamento.

Tale proposta, che recepisce le indicazioni contenute nel dlgs 210/21, individua i SDC come soggetti idonei per offrire tale servizio, oltre alle aggregazioni su reti di distribuzione al di sotto della medesima cabina primaria AT/MT (riferibili all'ambito retail delle Comunità energetiche).

Tuttavia, **la proposta dell'Autorità dovrebbe essere rivista con alcune misure correttive affinché la sperimentazione possa raggiungere gli obiettivi prefissati:**

- In primo luogo, **la sperimentazione dovrebbe rivolgersi a tutte le risorse che sono in grado di fornire il servizio richiesto** (lasciando inalterata la disponibilità dei servizi offerti a livello sistemico). I requisiti di accesso andrebbero quindi modificati per **consentire la partecipazione delle UP cogenerative abilitate a**



MSD e di quelle contrattualizzate a Capacity Market con CDP inferiore alla potenza massima disponibile.

- Inoltre, si ritiene che, **considerate le penali previste in caso di inadempimento**, la logica premiale della sperimentazione debba essere rivista **incrementando la percentuale di esenzione dell'uplift dal 50% al 100% sull'energia autobilanciata.**

Queste modifiche andrebbero nella direzione di rendere maggiormente efficace la sperimentazione, coinvolgendo tutte le risorse potenzialmente idonee a fornire il servizio.

Ciò consentirebbe di estrarre dalla sperimentazione le indicazioni necessarie per un corretto *fine tuning* del meccanismo proposto con l'auspicio che la partecipazione a MSD degli SDC al servizio di autobilanciamento, possa diventare un'opzione strutturale del futuro MSD.

Con riferimento alla gestione dei Sistemi di Distribuzione sistemi di autoconsumo, manca ancora qualche tassello per completare il quadro regolatorio vigente: in base a quanto previsto dal DM 10 dicembre 2010 e dalla delibera 539/15, **è necessario che ARERA stabilisca i corrispettivi, i criteri e le condizioni economiche per la stipula delle convenzioni fra le imprese distributrici e di trasmissione in concessione e i gestori di reti e linee elettriche private per l'utilizzo di tali reti per l'erogazione del servizio di connessione, la cosiddetta "connessione virtuale".**

A questo proposito, come spunto di riflessione, vorremmo far notare che **l'utilizzo in modo strutturale e non transitorio della "connessione virtuale" potrebbe essere una soluzione per connettere utenze alla rete pubblica riducendo i costi per i gestori di rete e i clienti finali.**



Cogenerazione ad alto rendimento: già disponibile ora per una transizione efficiente ed in prospettiva low carbon

La Crisi Energetica ha comportato un aggravio nei costi di approvvigionamento energetici ma, se gli interventi emergenziali hanno alleviato gli effetti in alcuni ambiti (consumi di gas ed energia elettrica per grandi clienti), sono rimasti esclusi i consumatori industriali che acquistano calore e vapore prodotto e distribuito attraverso reti.

Non solo tale ambito è escluso dai meccanismi di sostegno previsti dai decreti emergenziali per il consumo di gas ed energia elettrica (es. la misura sul credito di imposta) ma **rischia di essere ulteriormente penalizzato con l'applicazione a partire dal 1.1.2024, dall'obbligo di una soglia minima di calore prodotto da FER.**

Poiché nel Piano Strategico ARERA prevede lo sviluppo del telecalore e dell'efficienza energetica, chiediamo che l'Autorità segnali i potenziali effetti di tale misura che, **oltre ad essere penalizzante per i clienti finali industriali, potrebbe comportare esiti meno efficienti e sostenibili da un punto di vista ambientale.**

Infatti, per come è definita la base imponibile (**calore venduto**), il consumatore potrebbe scegliere di autoprodursi il calore con soluzione meno efficienti sia per soluzione tecnologica sia per effetto di fattori di scala.

Inoltre, poiché **il calore cogenerato per i per i processi industriali è da considerarsi un ambito "hard to abate"**, auspichiamo la possibilità di utilizzare Garanzie di Origine da biometano o altri bio/low carbon gas per produrre calore green con modalità non penalizzanti e di semplice gestione.

Più in generale ed in prospettiva, i sistemi cogenerativi, per le loro caratteristiche già oggi disponibili di efficienza e versatilità, dovrebbero



essere valorizzati in un quadro regolatorio per la promozione della decarbonizzazione attraverso l'utilizzo di:

- combustibili bio, low carbon o idrogeno;
- nuove tecnologie come ad esempio i sistemi di cattura della CO2 (CCUS).

Decarbonizzazione: l'idrogeno ed il nuovo quadro e gli investimenti

Con riferimento all'idrogeno, è importante che venga definito al più presto un **quadro normativo completo e coordinato a livello europeo**, in grado di fornire agli operatori tutte le informazioni necessarie per la valutazione dei rischi associati agli investimenti nel settore.

delle regole per la qualifica di idrogeno rinnovabile e low-carbon (cit. gli Atti Delegati previsti in tal senso dalla RED3, ancora in fase di discussione a Bruxelles) e la **messa a punto di un sistema di specifiche Garanzie di Origine**, coordinate tra i vari Stati Membri e che garantiscano un level playing field tra le varie tecnologie di produzione.

Altrettanto importante, soprattutto in questa fase iniziale dello **sviluppo di un mercato dell'idrogeno decarbonizzato**, sarà la capacità di sviluppare un quadro armonico delle politiche di incentivazione, in modo da ridurre al minimo il rischio che i nuovi investimenti siano inefficaci, in assenza di uno sviluppo coordinato delle varie parti della value chain (produzione, infrastrutture e domanda).