
Memoria Eni su proposte normative del pacchetto Ue Fit for 55

Sommario

Principali elementi posizionamento Eni sul pacchetto <i>Fit for 55</i>	2
<i>Carbon pricing</i>	3
Trasporti	4
Generazione elettrica	5
Riscaldamento e raffrescamento	6
Mercati idrogeno e gas.....	6
Osservazioni specifiche sulle proposte normative in discussione.....	8
Modifica Direttiva REDII 2018/2001 (RED III) – settore trasporti.....	8
Standard emissivi CO ₂ <i>Light Duty Vehicles</i> (LDV) – Modifica Regolamento 2019/631	9
Standard emissivi CO ₂ <i>Heavy Duty Vehicles</i> (HDV) – Modifica Regolamento 2019/1242.....	10
<i>RefuelEU Aviation</i>	10
<i>FuelEU Maritime</i>	11
Modifica DAFI (Regolamento per l’Infrastruttura dei <i>Fuel Alternativi</i>).....	12
Modifica Direttiva REDII 2018/2001 – settore elettrico e H&C.....	12
Modifica Direttiva ETS	13
Regolamento <i>Carbon Border Adjustment Mechanism</i> (CBAM)	14
Modifica Direttiva ETD 2003/96	16
Pacchetto decarbonizzazione mercati idrogeno e gas	17
Regolamento <i>methane leakage</i>	20
Modifica Direttiva Efficienza Energetica.....	21

Principali elementi posizionamento Eni sul pacchetto *Fit for 55*

Con l'approvazione della *European Climate Law*, l'Europa ha innalzato al 55% il proprio obiettivo di riduzione delle emissioni di gas climalteranti al 2030 rispetto al 1990, per giungere alla neutralità climatica al 2050. Il Pacchetto *Fit for 55* definisce gli specifici strumenti che la Commissione europea (Commissione Ue) identifica per raggiungere il nuovo target 2030.

Da un punto di vista generale, il pacchetto va nella giusta direzione.

Al tempo stesso, è importante avere al più presto un quadro normativo certo e coerente, perché la prima scadenza, quella del 2030, non è affatto lontana. Il fattore tempo è un dato particolarmente rilevante per l'industria, poiché molti investimenti sono già in corso, mentre altre decisioni di investimento seguiranno in tempi brevi.

Prima di fornire alcuni commenti di dettaglio in merito a singoli provvedimenti, riteniamo importante evidenziare alcuni principi cardine:

Cost-Efficiency First: gli obiettivi di riduzione delle emissioni sono stati fissati. La sfida, adesso, è riuscire a centrare questi obiettivi al minor costo possibile, il costo della transizione è probabilmente la principale sfida che si dovrà affrontare, a maggior ragione nel breve periodo considerata l'attuale congiuntura economica ed energetica. Per farlo occorre che il Pacchetto *Fit for 55* sia:

- **Technology neutral:** occorre evitare che la transizione energetica generi un onere eccessivo per l'intero sistema energetico derivante dalla scelta a priori di soluzioni tecnologiche, ed è dunque necessario adottare un'ottica di portafoglio, considerando tutte le opzioni in grado di contribuire in modo efficace ed efficiente alla decarbonizzazione.
Per Eni, la sfida della decarbonizzazione necessita di un approccio inclusivo, integrato e tecnologicamente neutrale, che si fondi quindi sul ricorso a un mix delle diverse soluzioni percorribili, a partire da quelle già oggi disponibili. In tale ottica, Eni è impegnata su diversi fronti per proporre un mix di opzioni/soluzioni tecnologiche in grado di decarbonizzare progressivamente i diversi settori di consumo.
- **Concentrato sul percorso, oltre che sul punto di arrivo:** è necessario garantire la sostenibilità economica, oltre che ambientale, di ogni singola fase che ci avvicina alla completa decarbonizzazione. Il percorso della transizione deve essere gestito in modo attento e pragmatico, riconoscendo pienamente anche il ruolo di vettori e tecnologie che, seppure avranno un ruolo meno rilevante al 2050, nel transitorio sono fondamentali per garantire l'adeguatezza, la sicurezza, l'economicità e la progressiva decarbonizzazione del sistema energetico europeo.

Just Transition: la transizione ecologica deve essere perseguita limitando il più possibile gli impatti diretti sulla capacità di spesa dei cittadini, sulle imprese e sui settori economici europei maggiormente impattati dalla transizione. Nel settore residenziale, in particolare, l'energia è un bene primario necessario per soddisfare bisogni fondamentali. Quanto alle imprese, occorre assicurare un supporto adeguato nella transizione verso tecnologie *low-carbon* e una maggiore diversificazione basata su investimenti *climate-resilient*. Gli sforzi di decarbonizzazione dovranno quindi essere ben calibrati e, soprattutto, occorrerà sostenere l'accesso a tecnologie di decarbonizzazione già disponibili e al momento meno costose, come la *Carbon Capture, Utilisation and Storage* (CCUS) e il ricorso all'idrogeno blu prodotto dal gas naturale abbinato alla CCUS.

Gli strumenti che la Ue ha a disposizione per perseguire gli obiettivi 2030 spaziano dal *carbon pricing*, alla fissazione di obiettivi settoriali aggiornati, alle misure regolatorie e agli strumenti di supporto finanziario. Il pacchetto di luglio 2021 fa molto affidamento sul *carbon pricing* e su nuovi target settoriali. Accanto a questi strumenti, riteniamo necessario prevedere anche più incisivi e aggiornati meccanismi di sostegno regolatorio e finanziario.

Carbon pricing

L'attribuzione di un prezzo alle emissioni di gas serra (*carbon pricing*) è una misura determinante per incentivare la riduzione delle emissioni, le attività di R&D e gli investimenti in tecnologie *low-carbon*, favorire le buone pratiche commerciali e indirizzare i comportamenti dei consumatori verso scelte sostenibili. Tuttavia, è fondamentale che le risorse finanziarie ottenute tramite applicazione di *carbon pricing* siano utilizzate anche per mitigare il costo della transizione energetica per i soggetti più vulnerabili. Eni ha una posizione consolidata di supporto al *carbon pricing* considerato come uno strumento efficace ed efficiente per favorire la transizione energetica e sostiene l'introduzione di un *Carbon Border Adjustment Mechanism* (CBAM) nella Ue per tutelare la competitività internazionale delle industrie e del settore elettrico europei soggetti a ETS e per stimolare l'avvio o il rafforzamento di schemi di *carbon pricing* equivalenti in altre giurisdizioni.

Tra le varie opzioni di *carbon pricing*, Eni ritiene che l'*emission trading* rappresenti lo strumento più costo-efficiente per la decarbonizzazione del sistema economico. L'applicazione di un prezzo unico sul carbonio a livello unionale favorisce infatti la riduzione delle emissioni là dove il costo di abbattimento è minore, con un approccio neutrale dal punto di vista tecnologico e senza distorsioni tra Paesi. Tuttavia, l'estensione dell'*Emission Trading Scheme* (ETS) europeo ad altri settori attualmente non inclusi (i.e. residenziale, trasporto su strada e marittimo), come previsto dal Pacchetto *Fit for 55*, dovrebbe essere opportunamente valutata, per evitare possibili impatti negativi. Infatti, poiché i settori economici individuati presentano costi di abbattimento marginali ed elasticità della domanda al prezzo differenti, un'estensione dell'ETS potrebbe generare effetti distorsivi quali squilibrio domanda/offerta e maggiore volatilità dei prezzi. Inoltre, per il settore residenziale non sono da escludere possibili criticità relative alla possibilità di trasferimento del costo della CO₂ ai clienti finali e alla verifica della *compliance*, in presenza di un elevato *turnover* di clienti.

Quindi, nel breve termine, un'alternativa all'estensione dell'ETS a questi nuovi settori potrebbe essere un sistema di *carbon pricing* semplificato, in grado di dare un segnale di prezzo fisso ed equo (come una *carbon tax*). In ogni caso, le emissioni generate al momento dell'uso dai carburanti ottenuti da biomassa dovrebbero essere considerate pari a zero per evitare un improprio e irragionevole aggravio sui biocarburanti. Un sistema di questo tipo potrebbe meglio adattarsi a questi settori in una fase di applicazione iniziale del *carbon pricing*. Nel medio-lungo termine invece, verificata una graduale convergenza dei costi di abbattimento delle emissioni tra i diversi settori e superate le potenziali criticità a livello sistemico (i.e. eliminazione di potenziali sovrapposizioni tra le diverse *policy*, che comporterebbero doppie tassazioni su uno stesso ammontare di CO₂), è auspicabile l'applicazione di un sistema ETS unico per tutti i settori.

In merito alla Proposta di Regolamento CBAM (COM (2021) 564), è condivisibile la scelta della Commissione Ue di applicare il CBAM ad una selezione dei settori più esposti a rischio *carbon leakage* in una fase iniziale e di prevedere un *phase-in* graduale del meccanismo contestualmente ad un *phase-out* graduale delle quote gratuite, per mantenere opportune garanzie di tutela della competitività in una fase transitoria. Eni ritiene opportuno che il design e l'implementazione del CBAM seguano a un approfondito *Impact Assessment* che identifichi tutti i rischi e gli impatti economici sull'industria europea e sui singoli sistemi-Paese.

Occorre riconoscere che l'attuale proposta di Regolamento non è tuttavia in grado di risolvere il tema della competitività delle esportazioni di prodotti Ue soggetti a ETS verso mercati extra-Ue dove i produttori non

siano soggetti a costo delle emissioni equivalente a quello europeo. Nel rispetto delle leggi sul commercio internazionale, auspichiamo che l'Europa si impegni a ricercare soluzioni a questo problema, valutando l'introduzione calibrata di misure di compensazione, quale un meccanismo di *Export Adjustment*, come approfondito nel paragrafo dedicato al CBAM nella sezione con le indicazioni specifiche sulle proposte normative in discussione.

Trasporti

Per Eni la sfida della decarbonizzazione del settore trasporti necessita di un approccio inclusivo e tecnologicamente neutro. In tale ottica, Eni è impegnata su diversi fronti per proporre un mix di opzioni/soluzioni tecnologiche in grado di decarbonizzare progressivamente i vari segmenti del settore:

- gas naturale: *fuel* a minor contenuto carbonico rispetto ai carburanti tradizionali in grado di ridurre le emissioni di CO₂ dell'attuale parco circolante e di continuare a valorizzare l'utilizzo delle infrastrutture esistenti. In Italia può contare su un'ampia rete di distribuzione con un parco auto tra i maggiori in Europa e, in chiave futura, permetterà l'utilizzo di crescenti quote di biometano,
- biometano e biocarburanti liquidi da fonti rinnovabili, rifiuti e residui, con quote sempre maggiori di miscelazione sino all'utilizzo in purezza, già possibile nelle motorizzazioni più recenti, e con una prospettiva di aumento della capacità produttiva di bioraffinazione,
- ampliamento della rete di ricarica dei veicoli elettrici per la decarbonizzazione della mobilità urbana e di breve percorrenza: Eni, grazie a Plenitude, è attualmente il secondo maggiore operatore in Italia con circa 6.500 punti di ricarica, la rete sarà ampliata con un piano di crescita rapida, raggiungendo circa 30.000 punti di ricarica entro il 2025,
- nel medio-lungo termine un ruolo crescente potrebbe essere ricoperto dal vettore idrogeno, quando veicoli e rete saranno più diffusi e capillari.

4

Eni ritiene che un approccio efficiente ed efficace per la decarbonizzazione dei trasporti debba considerare le soluzioni disponibili in modo sinergico e complementare, tenendo conto delle specificità dei diversi segmenti:

- LNG, biocarburanti e biometano sono indispensabili per la decarbonizzazione del trasporto pesante su gomma, che non può contare su altrettanto valide alternative elettriche, o a idrogeno, nel breve termine.
- l'alimentazione con energia elettrica rinnovabile costituisce a regime l'opzione principale per il trasporto leggero su gomma. Tuttavia, anche per questo segmento il ruolo dei biocarburanti, compresi quelli utilizzabili in purezza, potrebbe essere importante nel periodo transitorio perché:
 - consente la decarbonizzazione del parco circolante esistente dotato di motore a combustione interna, equivalente a oltre 39 milioni di auto, così da contrastare fenomeni socioeconomici come il lento rinnovo (le nuove immatricolazioni annue rappresentano circa il 4% del parco) ed il costante invecchiamento del parco (il 59% del parco è caratterizzato da una vita media superiore al decennio e circa il 19% addirittura oltre il ventennio),
 - può integrare l'elettrificazione nel periodo necessario al pieno sviluppo delle infrastrutture di ricarica e alla crescita della quota rinnovabile nel mix elettrico nazionale.
- nel settore marittimo e nell'aviazione, l'elettrificazione risulta di difficile applicazione, dati gli attuali vincoli tecnologici delle batterie in termini di densità di potenza e di peso, mentre l'idrogeno e gli *e-fuel* (ad es. *ammonia*) potranno fornire un contributo nel lungo periodo, lasciando ai biocarburanti il ruolo di principale opzione per la decarbonizzazione. In tale contesto, in coerenza con la proposta di modifica della Direttiva REDII 2018/2001, è fondamentale includere tra i *Sustainable Aviation Fuels* (SAF) tutti i biocarburanti sostenibili previsti dalla legislazione RED, escludendo, se del caso, solo quelli considerati ad alto rischio di cambiamento indiretto di destinazione d'uso dei terreni (*High ILUC*). Questo anche per

garantire la piena disponibilità di tali prodotti, quanto meno sino alla pubblicazione dell'atto delegato della Commissione Ue relativo all'integrazione dell'allegato IX di tale direttiva.

L'attuale impostazione della disciplina Ue sulle emissioni di CO₂ di autoveicoli e mezzi pesanti non considera le emissioni generate lungo l'intero ciclo di vita dei prodotti energetici e dei veicoli che li utilizzano, pregiudicando i vettori energetici diversi dall'energia elettrica. Ciò, oltre a costituire una criticità per il settore automotive per le ricadute sulla produzione dei motori a combustione interna, può rappresentare, come evidenziato dalle associazioni del settore, anche un deterrente per gli investimenti nella bioraffinazione. Il pieno riconoscimento del ruolo dei biocarburanti è quindi necessario anche per gestire con una ragionevole gradualità la conversione del nuovo immatricolato del trasporto su gomma verso l'elettrico. A tal fine, Eni ritiene necessario correggere l'attuale approccio che non considera le minori emissioni dei biocarburanti ai fini del rispetto degli standard emissivi fissati dal Regolamento 2019/631. Sarà fondamentale riconoscere questo ruolo anche nella futura revisione del Regolamento sugli standard di emissione di CO₂ per i veicoli pesanti, considerando che esistono segmenti specifici che difficilmente potranno in concreto essere elettrificati.

In questo contesto, il ruolo dei biocarburanti utilizzabili in purezza, come ad es. l'HVO (*Hydrogenated Vegetable Oil*), è fondamentale grazie alla loro caratteristica di essere *drop-in fuels* utilizzabili senza limiti di miscelazione, anche al 100% di purezza. L'HVO-diesel consente inoltre di superare il vincolo del *blending wall* tipico dei *biofuel* tradizionali, aumentando in modo rilevante il potenziale di decarbonizzazione.

La piena sostituibilità del diesel fossile con l'HVO puro offre tangibili benefici in termini di potenziale progressiva riduzione della dipendenza del settore dei trasporti dal mercato petrolifero e dalle dinamiche di prezzo di quest'ultimo. Auspichiamo, quindi, che la Commissione Ue, così come per il biometano, si esprima e si impegni a favore dello sviluppo di un quadro di *policy*, a livello europeo e nazionale, in grado di supportare efficacemente la produzione di biocarburanti sostenibili utilizzabili in purezza per il trasporto su gomma/stradale.

In questo contesto, assume particolare rilievo l'attuale revisione della direttiva Ue per la tassazione dei prodotti energetici (*Energy Taxation Directive* - ETD). L'uso della leva fiscale, con l'individuazione di un'aliquota dedicata che rifletta i vantaggi climatici dei biocarburanti utilizzabili in purezza rispetto a quelli tradizionali, accelererebbe lo spiazzamento della domanda di combustibili fossili, contribuendo a orientare i consumatori verso scelte più sostenibili.

Nel processo di sviluppo e integrazione nel sistema energetico dei nuovi e più avanzati *fuel* sostenibili, è importante ricordare come alcuni di questi non siano ancora competitivi in termini di costi rispetto ai carburanti tradizionali. A guidare la definizione di misure di supporto che diano segnali chiari e stabili a tutti i soggetti di mercato dovrebbe quindi essere la neutralità tecnologica e non la scelta di una soluzione tecnologica identificata a priori come ideale. Inoltre, tanto più l'approccio sarà integrato e terrà in considerazione le caratteristiche nazionali delle filiere di produzione e consumo, tanto più sarà possibile ottimizzare e valorizzare le specificità del Paese, tutelando il capitale umano delle aziende e le eccellenze produttive italiane.

Generazione elettrica

Per quanto riguarda la promozione delle rinnovabili elettriche, il cui quadro normativo comunitario non viene modificato in via sostanziale dalle attuali proposte di revisione della RED II, Eni ritiene in prima battuta fondamentale proseguire – a tutti i livelli - nel percorso di semplificazione e snellimento delle procedure di autorizzazione delle nuove installazioni. Risultano di segno positivo le proposte di modifica che mirano a rafforzare il quadro per la costituzione di contratti a lungo termine di acquisto di energia elettrica (PPAs), che

rappresentano uno strumento fondamentale per il raggiungimento dei target e per il quale si registra un crescente interesse da parte degli operatori di mercato e dei legislatori nazionali. Sul punto, è necessario che essi siano correttamente integrati con il meccanismo delle Garanzie d’Origine, in modo da permettere la corretta allocazione dei relativi benefici

Riscaldamento e raffrescamento

Per quanto riguarda invece la diffusione delle fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e raffrescamento (*Heating & Cooling – H&C*), caratterizzato da una maggiore disomogeneità tra i singoli Stati membri anche in funzione della composizione del relativo consumo H&C (in termini, ad esempio, dei diversi livelli di temperatura necessari per servire utenze di tipo civile piuttosto che di processo industriale), è fondamentale garantire che gli obiettivi indicati dalla direttiva mantengano un carattere indicativo e lascino agli Stati membri la flessibilità necessaria per raggiungerli in maniera ottimale. Inoltre, in coordinamento con le relative disposizioni della nuova direttiva sull’efficienza energetica, è necessario garantire il rispetto dell’importante principio di *Energy Efficiency First*, promuovendo il recupero del calore di scarto e valorizzando l’efficientamento energetico anche in relazione all’uso delle fonti fossili.

Mercati idrogeno e gas

La situazione congiunturale dei mercati energetici con il concretizzarsi del rischio di possibili interruzioni delle forniture di gas dalla Russia, se da un lato conferma la necessità di proseguire ancor più speditamente lungo il percorso di transizione energetica massimizzando la produzione e l’utilizzo di fonti rinnovabili, dall’altro conferma il ruolo chiave che l’industria del gas può e deve svolgere nel breve, medio e anche lungo termine per supportare questa transizione, garantendo la sicurezza degli approvvigionamenti di energia per i mercati europei a prezzi ragionevoli.

Le proposte dell’*Hydrogen and gas markets decarbonisation package* adottato dalla Commissione Ue appaiono essere, in quest’ottica, adeguate in termini generali a creare le condizioni per una transizione efficace, anche in termini di costi. Ci sono, tuttavia, alcuni aspetti che Eni ritiene debbano essere attentamente considerati per garantire che il percorso verso l’azzeramento delle emissioni nette di gas a effetto serra entro il 2050 non risulti ostacolato o rallentato:

- il necessario rafforzamento della regolazione degli stoccaggi ai fini di sicurezza di approvvigionamento deve avvenire attraverso l’utilizzo di meccanismi di mercato e l’introduzione/il rafforzamento di obblighi di riempimento degli stoccaggi deve essere accompagnata da adeguate misure di supporto agli operatori obbligati per compensare gli oneri e i rischi in cui incorrono in presenza di condizioni che rendono economicamente non conveniente la prenotazione e il riempimento degli stoccaggi (es. curve *forward* che mostrano differenziale di prezzo negativo fra il prezzo invernale e quello dell’estate precedente, significativi vincoli di liquidità ed oneri finanziari associati all’immobilizzo del gas a livelli di prezzo elevati),
- per promuovere efficacemente lo sviluppo e il commercio transfrontaliero di gas rinnovabili e *low-carbon* occorre:
 - adottare strumenti di supporto quali i *Contracts for Difference (CfD)*, che risultano essere più adatti rispetto agli sconti sulle tariffe di trasporto proposti nel Pacchetto, in quanto non si traducono in sussidi incrociati con impatti distorsivi del mercato,
 - assicurare che le garanzie di origine di cui all’articolo 19 della RED III vengano adottate da tutti gli Stati membri, evitando il proliferare di schemi di certificazione alternativi sviluppati a livello di singolo Stato membro che risulterebbero difficilmente utilizzabili in altri,

- il rafforzamento delle misure di protezione dei consumatori gas dovrebbe essere accompagnato dalla rimozione di qualsiasi tariffa di fornitura regolamentata, in modo da promuovere la piena responsabilizzazione di tutti i segmenti della clientela.

Anche la riforma dell'ETD dovrebbe debitamente tener conto dei potenziali impatti sui costi dei prodotti energetici e sulla competitività delle imprese. In particolare, l'aumento delle accise sul gas naturale dovrebbe essere più graduale, partendo da una *baseline* inferiore, prevedendo un meccanismo di salvaguardia legato alle condizioni tecnologiche e di mercato. Inoltre, per riconoscere pienamente il ruolo dei combustibili a basse emissioni di carbonio, compresi l'idrogeno e l'ammoniaca ottenuti con CCS, l'aliquota minima per questi prodotti dovrebbe essere applicabile indipendentemente dal metodo di produzione, là dove i livelli di emissioni sono comparabili.

Osservazioni specifiche sulle proposte normative in discussione

Modifica Direttiva REDII 2018/2001 (RED III) – settore trasporti

La direttiva sulle energie rinnovabili (RED) ha un ruolo chiave nella promozione della diffusione delle energie rinnovabili che è fondamentale per la decarbonizzazione dei settori di consumo dell'energia.

Il nuovo target di riduzione dell'intensità carbonica (13% al 2030), che sostituisce il precedente obiettivo di penetrazione di fonti rinnovabili nei trasporti (14% al 2030), può essere visto come un passaggio verso la neutralità tecnologica, ma deve essere strutturato in modo da mettere sullo stesso piano tutte le fonti e i vettori energetici, valorizzando il contributo che ognuno può fornire alla decarbonizzazione.

Per quanto l'elettrificazione costituisca un driver fondamentale per la trasformazione della mobilità nel medio-lungo termine, lo sviluppo dei biocarburanti rappresenta una risposta immediata ed efficace all'esigenza di ridurre le emissioni dei trasporti, con conseguente ulteriore diffusione delle energie rinnovabili. Fondamentale che la revisione della RED II tuteli gli investimenti già realizzati in linea con i criteri stabiliti dalla RED II e garantisca ampio accesso alle materie prime utili per la produzione di carburanti sostenibili, anche valorizzando appieno il contributo dei residui e dei rifiuti per la decarbonizzazione del settore trasporti.

In tale ottica, è fondamentale procedere celermente all'adozione dell'integrazione all'Allegato IX della Direttiva per aumentare la disponibilità di materie prime per la produzione di biocarburanti ed eliminare il *cap* relativo alle materie prime incluse nella parte B del medesimo allegato o, quanto meno, confermare la flessibilità per gli Stati membri di superare tale *cap* come previsto nella RED II. Infatti, il tetto incondizionato dell'1,7% per i biocarburanti prodotti dalle materie prime dell'allegato IX – parte B non è coerente con un'ambizione di decarbonizzazione più elevata e più realistica per il settore dei trasporti.

Inoltre, è importante sottolineare che anche i combustibili da residui non elencati nell'allegato IX della RED costituiscono una parte considerevole dei biocarburanti sostenibili oggi prodotti. Aggiungendo a questi residui un onere di emissione indiretta di gas serra (cfr. punto 18 dell'allegato V, parte C della proposta di revisione), essi vengono indebitamente penalizzati e rischiano potenzialmente di non essere ammissibili ai sensi della RED III. È dunque necessario eliminare la previsione che attribuisce ai residui non inclusi nell'allegato IX e utilizzabili nel "*food or feed market*" le emissioni di gas a effetto serra (GHG) applicate ai beni succedanei (Allegato V e VI), al fine di massimizzarne il contributo.

La metodologia di calcolo della riduzione dell'intensità dei GHG nella proposta della Commissione Ue garantisce un risparmio di GHG in caso di utilizzo di elettricità rinnovabile nei trasporti ECF(e) pari a 183 gCO₂/MJ ossia pari alle emissioni che sarebbero prodotte se il petrolio, quale combustibile fossile di riferimento, venisse impiegato nella generazione dell'energia elettrica. Tale considerazione non trova riscontro nella realtà del contesto italiano, dove l'energia elettrica è generata per la maggioranza delle ore da gas naturale e rinnovabili, e potrebbe determinare distorsioni. Riteniamo che sia dunque necessario un intervento mirato a garantire l'applicazione del principio di neutralità tecnologica per tutti i vettori energetici considerati, facendo riferimento allo stesso comparatore di combustibili fossili delle altre energie rinnovabili, ovvero EF(t) che è 94 gCO₂/MJ.

Nell'articolo 27, comma 1 (d), il risparmio di emissioni di GHG dovrebbe includere i combustibili rinnovabili di origine non biologica (*Renewable Fuels of Non Biological Origin* - RFNBO) e i combustibili da carbonio riciclato (*Recycled Carbon Fuels* - RCF) che non sono esplicitamente inclusi nella formula proposta per stimare l'intensità di riduzione di GHG. Oltre a ciò, RFNBO e RCF devono essere esplicitamente riconosciuti come opzioni idonee ai fini del raggiungimento del target in altre parti della proposta di direttiva (ad es. articolo

25), per garantire un quadro normativo armonizzato a livello europeo, evitando discrezionalità applicative con conseguente nocimento all'integrità del mercato interno Ue.

La produzione di RCF da rifiuti non pericolosi di origine non rinnovabile e non idonei al recupero di materia costituisce, infatti, un processo "win-win", che può contribuire al raggiungimento degli obiettivi Ue sia in ambito RED che in ambito rifiuti ed economia circolare. Inoltre, le relative tecnologie sono in grado di garantire un'elevata riduzione delle emissioni GHG lungo il ciclo di vita. Per riconoscere pienamente e sfruttare l'elevato potenziale di questi processi come sostituti dei metodi tradizionali di produzione di combustibili fossili e di trattamento o smaltimento dei rifiuti, dovrebbe essere adottato un approccio basato sull'intero ciclo di vita. Inoltre, nell'ottica del raggiungimento degli obiettivi al 2030, è necessario accelerare l'utilizzo di tali tecnologie consentendo agli Stati membri di definire la propria metodologia per valutare le riduzioni delle emissioni GHG lungo il ciclo di vita di tali combustibili, in attesa dell'adozione degli atti delegati pertinenti. In ogni caso, per i RCF prodotti da flussi di rifiuti liquidi o solidi di origine non rinnovabile non idonei al recupero di materia, la metodologia di calcolo del risparmio emissivo dovrebbe considerare anche le emissioni evitate rispetto alle alternative tradizionali di trattamento o smaltimento applicabili, in considerazione del contributo di tali processi alla valorizzazione dei rifiuti non riciclabili, altrimenti destinati a incenerimento o discarica.

Riteniamo, infine, necessario contare nel consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili tutti i biocarburanti, biogas, combustibili da carbonio riciclato e combustibili rinnovabili di origine non biologica consumati nel settore dei trasporti, anche quando utilizzati come prodotti intermedi per la produzione di carburanti (trasporto combustibili fossili o biocombustibili).

Standard emissivi CO₂ *Light Duty Vehicles* (LDV) – Modifica Regolamento 2019/631

Con particolare riferimento ai nuovi obiettivi sugli standard emissivi dei nuovi autoveicoli e veicoli commerciali leggeri previsti nella proposta di Regolamento e, in particolare, al divieto di immatricolazione di nuovi veicoli non a emissioni zero allo scarico al 2035, con conseguente divieto di commercializzazione di nuovi veicoli con motori endotermici, Eni evidenzia come la mobilità caratterizzata da motori a combustione interna alimentati da prodotti decarbonizzati, come i biocarburanti sostenibili, possa integrare efficacemente la mobilità elettrica e quella a idrogeno per realizzare la decarbonizzazione di tutte le modalità di trasporto garantendo soluzioni accessibili a tutti i cittadini, ancor più poiché, per ragioni di sviluppo tecnico e commerciale, il passaggio alla mobilità elettrica non potrà essere immediato.

Riteniamo che un passaggio normativo essenziale al fine di conteggiare correttamente le emissioni di CO₂ delle diverse opzioni disponibili e sostenere quindi in modo efficiente la decarbonizzazione del settore sia rivedere l'attuale meccanismo di calcolo delle emissioni. L'attuale regolamentazione Ue, infatti, è basata su un approccio che prevede il calcolo delle emissioni di CO₂ al tubo di scarico, ovvero conteggiando soltanto quelle dal serbatoio alla ruota (*Tank to Wheel* - TtW), e non riconosce il contributo dei carburanti a emissioni nette di gas serra basse o nulle. Il ricorso a un approccio dal pozzo alla ruota (*Well to Wheel* - WtW), e in prospettiva lungo l'intero ciclo di vita (*Life Cycle Assessment* - LCA), permetterebbe di considerare le emissioni rilasciate/assorbite nel processo di produzione e introiettare così alcune delle esternalità ambientali derivanti dai processi di produzione dei prodotti energetici e dei veicoli che oggi non sono rilevate dalla metodologia TtW. Pertanto, auspichiamo che la nuova legislazione evolva verso una metodologia LCA, o quantomeno WtW, consentendo alle diverse tecnologie *low-carbon* di competere in condizione di parità.

Con un conteggio delle emissioni di CO₂ LCA o WtW è possibile valorizzare anche il contributo sostanziale alla decarbonizzazione delle più recenti motorizzazioni endotermiche alimentate con biocarburanti in purezza.

Eni è favorevole all'introduzione di un sistema di crediti che consenta di valorizzare il contributo dei carburanti rinnovabili e *low-carbon* ai fini della *compliance* dei produttori di veicoli per gli standard emissivi dei nuovi veicoli. Eni auspica la creazione di un mercato di certificati e crediti che permetta alle diverse tecnologie di competere e che premi le soluzioni che riescano a raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni nel modo più efficace ed efficiente. Per raggiungere i propri obiettivi di decarbonizzazione, i produttori di veicoli dovrebbero essere in grado di utilizzare i crediti generati dai fornitori di carburante che superano il loro obbligo di immissione in consumo di carburanti rinnovabili e *low-carbon*. In questo modo, la riduzione complessiva di CO₂ nel trasporto su strada sarà una combinazione di diverse strategie sinergiche, contribuendo più efficacemente al raggiungimento degli obiettivi nazionali.

Standard emissivi CO₂ *Heavy Duty Vehicles* (HDV) – Modifica Regolamento 2019/1242

Anche per i trasporti pesanti, Eni ritiene fondamentale il contributo che *fuel low-carbon* e rinnovabili potranno fornire alla decarbonizzazione di questo segmento, massimizzando l'uso della flotta attuale e delle tecnologie infrastrutturali esistenti. La mobilità caratterizzata da motori a combustione interna alimentati da prodotti decarbonizzati può integrare efficacemente la mobilità elettrica e quella a idrogeno, la cui diffusione nel breve termine appare economicamente e tecnicamente poco percorribile.

I benefici ambientali dei biocarburanti potranno tuttavia essere valorizzati solo se valutati secondo un approccio LCA. In tal senso, auspichiamo che nella definizione del regolamento la Commissione Ue consideri il contributo di tutti i combustibili a basse emissioni di carbonio e rinnovabili, valutando le emissioni associate a qualsiasi veicolo, adottando almeno un approccio WtW.

Come sopra esposto, alcuni biocarburanti, come i biocarburanti idrogenati (*Hydrotreated Vegetable Oil - HVO*), possono essere utilizzati fino a una forma pura al 100%, consentendo così un livello molto più elevato di abbattimento di CO₂. Tali *fuel* potrebbero essere subito dedicati ai mezzi pesanti più recenti (autobus e camion), i cui motori sono già omologati per il loro uso. Inoltre, l'HVO può essere miscelato a carburanti fossili in percentuali più elevate (fino al 30%) in tutto il parco circolante, a differenza del biodiesel tradizionale (*Fatty Acid Methyl Ester - FAME*) che attualmente ha un limite massimo di miscelazione del 7%.

Anche nel segmento del trasporto pesante, Eni è favorevole all'introduzione di un meccanismo che tenga conto del potenziale contributo dei combustibili rinnovabili e *low-carbon* agli obiettivi dei produttori dei veicoli, inclusa l'opzione di un sistema di crediti volontari. Eni auspica dunque la creazione di un mercato di certificati e crediti che permetta alle diverse tecnologie di competere e che premi le soluzioni che riescano a raggiungere gli obiettivi di transizione nel modo più efficace ed efficiente. Per raggiungere i propri obiettivi di decarbonizzazione, i costruttori di veicoli dovrebbero essere in grado di utilizzare i crediti generati dai fornitori di carburante che superano il loro obbligo di decarbonizzazione.

Riteniamo infine che la Commissione debba restare aperta alla possibilità di introdurre un fattore di correzione del carbonio nella fase iniziale di studio e definizione del regolamento.

RefuelEU Aviation

Eni è favorevole all'introduzione dei *Sustainable Aviation Fuels* (SAF) e pronta a cogliere le opportunità di fornitura di SAF anche prima dell'avvio del mandato Ue del 2025, attraverso un obbligo nazionale anticipato o accordi volontari con operatori aerei e aeroporti, affiancato da misure di supporto alla domanda. In tale ottica, siamo favorevoli anche all'adozione di misure nazionali di maggior ambizione, che il Regolamento dovrebbe espressamente consentire in termini di flessibilità per gli Stati membri.

Tuttavia, riteniamo necessarie alcune revisioni della proposta di regolamento, al fine di incentivare lo sviluppo del mercato SAF, considerato che sistemi di propulsione alternativi (ad es. propulsione a idrogeno)

sono difficilmente implementabili nell'aviazione rispetto ad altre modalità di trasporto. L'aviazione, infatti, continuerà a dipendere fortemente dai combustibili liquidi anche nel medio-lungo termine e per decarbonizzare il settore, al momento, l'unica alternativa concreta sono i SAF.

In tale ottica, è fondamentale estendere la definizione di SAF, includendo non solo gli *e-fuels* e i biocarburanti prodotti dai soli *feedstock* inclusi nell'Allegato IX della RED, ma tutti i biocarburanti sostenibili previsti dalla legislazione RED, escludendo nel caso solo quelli considerati ad alto rischio di cambiamento indiretto di destinazione d'uso dei terreni (*High - ILUC*), ciò anche al fine di garantire la piena disponibilità di tali prodotti, quanto meno sino alla pubblicazione dell'atto delegato della Commissione Ue relativo all'integrazione dell'allegato IX di tale direttiva. Una ridotta disponibilità delle materie prime potrebbe infatti incrementare i costi dei SAF per le compagnie aeree e causare difficoltà nell'adempimento dell'obbligo in capo ai fornitori. Si ritiene in ogni caso importante evidenziare come Eni nella produzione di SAF preveda comunque l'esclusione delle materie prime *High ILUC*.

Riteniamo altresì necessario introdurre un meccanismo strutturale di *book&claim*, affiancato da un sistema di scambio dei certificati, tra i *fuel supplier* e le compagnie aeree a livello di Stati membri, utile anche per superare le difficoltà logistico-operative che potrebbero riguardare alcuni scali in relazione all'approvvigionamento, in particolare quelli di più ridotte dimensioni. Un tale meccanismo, che riproduce quanto già avviene a livello nazionale per gli obblighi strada con lo scambio dei certificati di immissione in consumo (CIC), renderebbe il sistema più efficiente e sarebbe in grado di superare anche le criticità conseguenti alla fine del periodo transitorio attualmente previsto dalla proposta (art. 14).

Riteniamo infine opportuno chiarire e rafforzare il meccanismo di raccordo con il programma CORSIA per la gestione dei voli intercontinentali (50% dei voli in partenza dalla Ue), e rafforzare le misure atte a scoraggiare il fenomeno del *tankering* per garantire il raggiungimento degli obiettivi.

FuelEU Maritime

L'approccio proposto dalla Commissione Ue è apprezzabile in quanto orientato alla riduzione delle emissioni secondo un approccio *Well-to-Wake* e neutrale dal punto di vista tecnologico. Considerato che nell'approccio *Well to Wheel* della RED la componente biogenica è valorizzata assumendo nulle le emissioni all'uso dei prodotti rinnovabili¹, risulta fondamentale assicurare, nel presente regolamento, una corretta valorizzazione dei benefici in termini di *emission saving* dei diversi combustibili, in particolare conteggiando l'assorbimento delle emissioni derivante dalla componente biogenica in coerenza con le disposizioni della RED.

Infatti, nella proposta sono riconosciuti i benefici in termini di *emission saving* dei diversi combustibili. Questo approccio sancisce il ruolo del gas naturale liquefatto (GNL) nel settore marittimo, che è riconosciuto anche dall'EMSA come l'opzione più pulita al momento disponibile.

Al tempo stesso, è necessario massimizzare il contributo di riduzione delle emissioni di tutti i biocarburanti sostenibili previsti dalla RED (ad es. HVO, bio-GNL, bio-metanolo, *e-fuel*) a esclusione di quelli *High ILUC* e valorizzare il ruolo di *low-carbon hydrogen* e ammoniacca, poiché utilizza per entrambi gli stessi valori di emissione dell'idrogeno prodotto da gas naturale senza cattura della CO₂.

¹ Punto 13, Parte C, Allegato V Direttiva 2018/2001

Modifica DAFI (Regolamento per l'Infrastruttura dei *Fuel* Alternativi)

La proposta di Regolamento, che abroga la corrispondente Direttiva attualmente in vigore, pone agli Stati membri sfidanti obiettivi di sviluppo dei punti di ricarica per i veicoli elettrici e di rifornimento per quelli a idrogeno. L'effettiva entità e rapidità di questo sviluppo infrastrutturale dipende dal ruolo che i veicoli a zero emissioni saranno chiamati a svolgere nei prossimi anni.

Tale ruolo, in particolare là dove si verificassero dei ritardi nell'incremento della quota rinnovabile dell'energia elettrica, dovrebbe essere integrato in modo importante attraverso un maggiore ricorso ai biocarburanti. Questi ultimi hanno infatti un elevato potenziale di decarbonizzazione che emerge chiaramente se, in modo più appropriato, si adotta una valutazione delle emissioni secondo un approccio *Life Cycle* o, quantomeno, *Well to Wheel*.

Il Regolamento definisce come “transitorio” il ricorso a carburanti fossili alternativi, come il gas naturale, non prevedendo quindi – al netto di limitate indicazioni per il rifornimento di LNG sulle direttrici di trasporto stradale e marittimo individuate dal TEN-T - specifici obiettivi di sviluppo delle relative infrastrutture. A tale proposito, occorre tenere presente che attraverso queste infrastrutture verrà sempre più distribuito anche il biometano che, insieme al gas naturale, è in grado di contribuire in modo significativo, anche nel medio-lungo periodo, alla decarbonizzazione del settore dei trasporti.

Modifica Direttiva REDII 2018/2001 – settore elettrico e H&C

Con riferimento al settore elettrico, la proposta di revisione preserva l'impostazione generale definita dalla RED II e non include, al di là di target più ambiziosi, alcuna novità in grado di segnare un reale cambio di passo nell'aumento della capacità da fonti rinnovabili (FER). Ad esempio, in materia di procedure amministrative e di *permitting*, la proposta di rivedere gli articoli 15, 16, 17 entro l'anno successivo all'entrata in vigore della RED III – orientata dalla volontà di rispettare il calendario di revisione dei PNIEC nel corso del 2023 ed entro il giugno 2024 – posticiperebbe di fatto ad almeno il 2027-28 qualsiasi tentativo armonizzato a livello europeo di rimozione di uno dei principali ostacoli al rapido sviluppo delle FER. Sarebbe quindi auspicabile – come peraltro attualmente in discussione nel quadro delle misure in esame per ridurre la dipendenza dal gas russo – riaprire questi articoli nel contesto dell'attuale revisione, in modo da permettere in tempi più rapidi l'effettiva armonizzazione delle logiche di *permitting* a livello europeo, a tutto vantaggio degli operatori interessati all'investimento nel comparto.

Risultano invece di segno positivo le proposte di modifica che mirano a rafforzare il quadro per la costituzione di contratti a lungo termine di acquisto di energia elettrica (PPA), che rappresentano un uno strumento fondamentale per il raggiungimento dei target e per il quale si registra un crescente interesse da parte degli operatori di mercato e dei legislatori nazionali. Risulta inoltre positivo il riferimento alla predisposizione da parte degli Stati membri di garanzie di credito per la riduzione del relativo rischio. In materia di Garanzie d'Origine (GO), supportiamo l'inserimento dell'obbligo per gli Stati membri di rilasciare le GO anche ai produttori che beneficiano di meccanismi di supporto e di garantire che le GO possano essere trasferite all'acquirente finale nell'ambito del PPA.

Per quanto riguarda invece la penetrazione delle fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e raffrescamento, riteniamo che l'obiettivo per le energie rinnovabili dovrebbe rimanere indicativo, a fronte della proposta della Commissione Ue di un aumento obbligatorio annuo dell'1,1% a livello nazionale (rispetto all'attuale obiettivo indicativo dell'1,3%). Un obiettivo non vincolante appare più indicato per evitare effetti distorsivi sul mercato e impatti sui consumatori alla luce delle differenze tra gli Stati membri in materia di *energy mix* per il riscaldamento. Appare tuttavia positivo, ancorché da rinforzare, lo sforzo di supportare una maggiore applicazione di soluzioni di teleriscaldamento e recupero del calore di scarto (Art. 23-24) come

opzioni di decarbonizzazione ed efficientamento importanti, in particolare in zone urbane in prossimità di distretti industriali. Riteniamo tuttavia che l'utilizzo di calore di scarto da parte di uno Stato membro non debba portare all'applicazione per lo stesso di un target più elevato come propone la Commissione, poiché in tal modo l'utilizzo del calore di scarto non sarebbe pienamente valorizzato. La piena valorizzazione di queste soluzioni ai fini del raggiungimento del target rappresenta nell'opinione di Eni un'opzione necessaria per massimizzare l'efficienza del sistema. Con riferimento al settore industriale, date le differenze tecniche che intercorrono tra la produzione di calore ad alta e a bassa temperatura - che comportano un minor numero di opzioni tecnologiche di matrice rinnovabile disponibili per la prima rispetto alla seconda - Eni ritiene opportuno prevedere già a livello di normativa primaria una differenziazione, in termini di obblighi e requisiti, tra le due casistiche e la possibilità di conteggiare misure di efficientamento energetico là dove non vi fosse altra opzione tecnologica percorribile o finanziariamente sostenibile.

Nel settore industriale, oltre all'obiettivo di progressivo incremento del ricorso alle rinnovabili, è previsto un sub-target che impone che il 50% dell'idrogeno consumato al 2030 provenga da RNFBO, sostanzialmente idrogeno verde. Questo obiettivo si tradurrebbe in un aggravio di costo insostenibile per le industrie interessate, in assenza di un adeguato supporto pubblico. Per di più, rischia di essere del tutto irrealizzabile in assenza di un rapidissimo incremento di energia elettrica "addizionale" da FER. Riteniamo pertanto che tale obiettivo debba essere modificato tenendo conto della possibilità di sostituire l'idrogeno grigio (prodotto da fonti fossili con rilascio delle emissioni in atmosfera) con idrogeno blu (prodotto da gas naturale con cattura delle emissioni), un'opzione che, già nel breve-medio periodo, appare realistica ed economicamente sostenibile.

Le GO costituiscono uno dei principali strumenti per supportare lo sviluppo dei gas rinnovabili e *low-carbon*. La valenza delle GO dovrebbe quindi essere potenziata, facilitando in particolare il loro pieno utilizzo per ridurre gli oneri connessi all'ETS.

Con riferimento ai prodotti *low-carbon*, appare un'occasione mancata la non estensione a questi ultimi del sistema di certificazione. Nel rispetto dell'impostazione della direttiva, che si propone come tassello chiave di un approccio orientato alla *sector integration* e che già contiene disposizioni riguardanti energia di origine non rinnovabile, sarà necessario come minimo assicurare nell'articolato opportuni riferimenti a un sistema equivalente di certificazione - che andrà definito ai sensi della recente proposta legislativa su gas e idrogeno - e relativi incentivi per i gas *low-carbon*, pienamente allineato e compatibile con quanto disposto nella RED.

Modifica Direttiva ETS

La proposta di revisione dell'ETS prevede la sua estensione al settore residenziale e al trasporto su strada dal 2026, ponendo i relativi costi in capo ai fornitori di energia. Questi ultimi dovrebbero poi ribaltare questi costi a valle, incrementando i prezzi dei combustibili e dei carburanti per i consumatori. Il meccanismo, come disegnato nella proposta, determinerebbe importanti rischi e oneri di natura amministrativa per gli operatori della vendita e, in ultima analisi, un significativo incremento dei prezzi dell'energia per i cittadini europei. Per mitigare l'impatto sociale della misura, la proposta di direttiva è accompagnata dall'istituzione di un *Social Fund* europeo e di collegati *Social Climate Plan* definiti a livello nazionale. A tale fondo, tuttavia, sarà dedicato solo il 25% dei ricavi attesi dall'estensione dell'ETS a trasporti ed edifici.

Rispetto a questa proposta è possibile avanzare tre ordini di osservazioni:

- Non è chiaro come l'ETS dovrebbe interagire con gli altri meccanismi che, nel settore residenziale e del trasporto su strada, perseguono gli stessi obiettivi di decarbonizzazione. In particolare, nonostante la Commissione Ue riconosca le connessioni tra ETS e Direttiva sulla tassazione energetica (ETD), la

proposta non affronta esplicitamente il tema della doppia tassazione, che è tuttavia - come già anticipato - di primaria importanza nell'economia generale del Pacchetto *Fit for 55*.

- Non appare del tutto condivisibile la scelta di determinare un aggravio certo dei costi dell'energia per i cittadini, salvo poi prevedere correttivi ex-post da applicare con criteri al momento non definiti, forieri di incerti effetti redistributivi.
- Nel settore dei trasporti su strada, riteniamo che l'estensione dell'ETS, nel breve termine, possa essere considerata – come sopra esposto - quale opzione secondaria, da introdurre in particolare in caso di difficoltà nell'iter di approvazione della ETD. In ogni caso, come già avviene nell'ETS applicato ai sistemi stazionari e al trasporto aereo/marittimo (Allegato IV Parte A e B Direttiva 2003/87), anche il nuovo sistema ETS per i trasporti stradali e l'edilizia (Allegato IV Parte C Direttiva 2003/87) dovrebbe considerare pari a zero il fattore di emissione dei prodotti da biomassa che rispettano i criteri di sostenibilità e riduzione delle emissioni stabiliti nella Direttiva RED II 2018/2001, come già anticipato nella sezione dedicata ai trasporti.

Con riferimento all'ambito industriale, già oggi soggetto all'applicazione dell'ETS, rileviamo che la proposta del Commissione Ue, andando a ridurre il *cap* e a inasprire i *benchmark* emissivi, determinerà un importante ridimensionamento del numero di quote assegnate a titolo gratuito ai settori *carbon leakage* non inclusi nel Regolamento sul CBAM (v. paragrafo successivo). Pertanto, gli impatti sulla competitività di queste imprese dovranno essere opportunamente monitorati ed eventualmente gestiti.

In linea generale occorrerà supportare l'accesso per i settori produttivi a tutte le opzioni di decarbonizzazione e, in particolare, a quelle a minor costo, come la CCUS. Alcune industrie hanno a disposizione solo alternative molto più costose, come il ricorso all'idrogeno verde, o in alcuni casi non ne hanno affatto. L'Europa dovrà quindi impegnarsi per agevolare lo sviluppo di progetti di CCUS, anche promuovendo l'utilizzo a tal fine di meccanismi incentivanti del tipo *Carbon Contract for Differences* (previsti nella proposta di revisione della Direttiva), che hanno il pregio di adattarsi alle dinamiche di mercato senza generare sovra compensazioni.

Infine, l'uso dei crediti di carbonio internazionali e dei crediti di carbonio dell'Ue del settore LULUCF, anche alla luce della certificazione europea sulle soluzioni naturali di "*carbon removal*" di prossima emanazione, dovrebbe essere nuovamente valutato per la conformità con l'ETS europeo e potenzialmente introdotto già dal 2026, al fine di ridurre l'onere complessivo di conformità del sistema.

Regolamento *Carbon Border Adjustment Mechanism* (CBAM)

Eni ha una posizione consolidata di supporto al *carbon pricing* considerato come uno strumento efficace ed efficiente per favorire la transizione energetica e sostiene pertanto l'introduzione di un CBAM nella Ue. In tale contesto, Eni ritiene che il CBAM abbia, qualora ben strutturato secondo un design di *policy* adeguato, le potenzialità di offrire una adeguata forma di tutela della competitività per l'industria *carbon leakage* e per il settore power, in un quadro caratterizzato dalla frammentazione delle *policy* internazionali su clima e decarbonizzazione.

In particolare, da un punto di vista meramente qualitativo, il CBAM potrebbe:

- assolvere alla funzione di tutelare le installazioni europee esposte al rischio di rilocalizzazione delle emissioni, soprattutto nel lungo termine, in un contesto in cui l'assegnazione di quote gratuite andrà gradualmente a ridursi;
- contribuire a stimolare una filiera produttiva più sostenibile nei principali Paesi che esportano verso la UE;

- stimolare lo sviluppo di sistemi di *carbon pricing* in contesti extra-UE, dove al momento non sono previsti o non sono comparabili all'EU ETS;
- consentire la raccolta di fondi da utilizzare per le misure di mitigazione e adattamento, sia per l'industria in ambito Ue che per il supporto ai Paesi in via di sviluppo, e orientare le scelte dei consumatori.

Tuttavia, se non opportunamente implementato, il CBAM, associato a un *phase-out* delle quote gratuite, potrebbe addirittura incrementare lo svantaggio competitivo dell'industria europea rispetto all'assetto regolatorio attuale. Pertanto, affinché l'applicazione di una proposta di CBAM alle frontiere Ue sia efficace, Eni ritiene che la sua introduzione debba risultare il meno complessa possibile e garantire un'efficace protezione per i settori interessati.

In merito alla proposta di Regolamento COM (2021) 564, riteniamo condivisibile la scelta della Commissione Ue di includere un numero di settori limitato durante la fase iniziale, selezionati nella lista di quelli a rischio *carbon leakage*, e di prevedere un periodo di transizione per la messa in opera. Questo permette all'industria e alle Istituzioni europee di adattare il meccanismo secondo le necessità. Inoltre, dovrebbero essere previste solide valutazioni di impatto per l'estensione ad altri settori.

Tuttavia, occorre riconoscere che l'attuale proposta non è in grado di risolvere il tema della competitività delle esportazioni di prodotti Ue soggetti a ETS verso mercati extra-Ue dove i produttori non siano soggetti a costi del carbonio equivalenti a quelli europei. L'assenza di un *level playing field* porterebbe a fenomeni di *carbon leakage* e all'associato incremento delle emissioni globali, minando l'obiettivo stesso dello strumento. La mancata previsione di un meccanismo di aggiustamento delle esportazioni (*Export Adjustment*) potrebbe avere ripercussioni non solo sulle esportazioni verso mercati di Paesi terzi, ma anche nel mercato interno dell'Ue, dato il rischio di perdite di quote di mercato e addirittura la chiusura di alcune produzioni domestiche.

Nel rispetto delle leggi sul commercio internazionale, auspichiamo pertanto che l'Europa continui a ricercare soluzioni a questo problema, valutando l'introduzione calibrata di misure ad hoc. Come Eni auspichiamo l'introduzione nella proposta di Regolamento di un meccanismo di *Export Adjustment* che mitighi i rischi sopra citati, compatibile con le regole della WTO, basato sulla metodologia che segue.

L'importo dell'*Export Adjustment* non sarebbe superiore ai costi effettivi sostenuti dall'operatore in conformità con l'Ue ETS. Il meccanismo sarebbe calcolato sulla base di: (i) il prezzo dei certificati CBAM pubblicato nella settimana successiva a quella dell'esportazione dei prodotti, (ii) valori default di intensità emissiva coincidenti con i *benchmark* settoriali europei (i.e. intensità emissiva media del 10% degli impianti Ue con le migliori prestazioni per la specifica categoria di prodotti), e (iii) la quota di prodotti esportati verso Paesi terzi. Per quel ridotto numero di installazioni che sono altamente efficienti e che richiedono meno emissioni GHG per un'unità di produzione rispetto al valore predefinito dell'intensità emissiva, l'adeguamento delle esportazioni sarebbe invece basato sull'effettivo contenuto carbonico per tonnellata di prodotto. Inoltre, l'importo verrebbe ridotto fintanto che i settori coperti da CBAM continuino a ricevere quote gratuite nell'ambito dell'Ue ETS.

La modifica proposta terrebbe anche in considerazione le politiche di mitigazione del cambiamento climatico assunte dai Paesi terzi e li incoraggerebbe a introdurre prezzi del carbonio efficaci o misure equivalenti che incentivino i propri produttori nazionali a utilizzare tecnologie più efficienti in termini emissivi. L'emendamento richiederebbe infatti alla Commissione Ue di valutare regolarmente la necessità del meccanismo di *Export Adjustment*, tenendo conto dei progressi dei Paesi terzi nell'adozione di *carbon pricing* e di misure equivalenti. In particolare, entro la fine del periodo di transizione del CBAM (dicembre 2025), e successivamente ogni 5 anni, la Commissione Ue sarebbe tenuta a riferire sui progressi compiuti dai Paesi terzi e, ove giustificato, proporrebbe le necessarie modifiche legislative del meccanismo.

Modifica Direttiva ETD 2003/96

Nella sua proposta di revisione della Direttiva ETD, la Commissione Ue riconosce che l'attuale regime di tassazione dei carburanti non promuove adeguatamente la riduzione delle emissioni e non fornisce incentivi sufficienti per gli investimenti nelle tecnologie pulite. In particolare, la Commissione Ue afferma che l'attuale regime fiscale, che prevede per i biocarburanti l'applicazione di un'aliquota uguale a quella del carburante fossile equivalente, non tiene conto delle prestazioni ambientali dei biocarburanti. Le disposizioni dell'attuale ETD sulla tassazione dei biocarburanti non sono pertanto in linea con le politiche dell'Ue in materia di energia, cambiamento climatico e ambiente.

La proposta di revisione della ETD prevede per i biocarburanti sostenibili, dal 2023, l'introduzione di aliquote fiscali minime più basse di quelle dei carburanti fossili, seguendo un principio di *ranking* delle aliquote in funzione dell'impatto ambientale. In particolare, a fronte di un'aliquota minima di 10,75 €/GJ per la benzina e il gasolio, la proposta della Commissione Ue prevede un'aliquota minima pari a 5,38 €/GJ per i biocarburanti sostenibili e a 0,15 €/GJ per i biocarburanti avanzati.

Eni condivide la necessità di parametrare le aliquote fiscali in funzione dell'impronta ambientale dei carburanti e dei vettori energetici. Contestualmente, riteniamo che la proposta possa essere ancora più ambiziosa nel supportare i biocarburanti sostenibili e, in particolare, quelli che hanno le caratteristiche per poter essere utilizzati in purezza, come l'HVO, prevedendo per questi ultimi un'aliquota minima allineata con quella dei biocarburanti avanzati. L'utilizzo della leva fiscale, introducendo per questi prodotti un'aliquota di accisa dedicata paragonabile a quella definita per i biocarburanti avanzati, stimolerebbe infatti la domanda di combustibili rinnovabili utilizzabili in purezza, incidendo favorevolmente sul prezzo al consumo.

Evidenziamo che affinché l'idrogeno possa esprimere tutto il suo potenziale in un percorso efficiente in termini di costi verso la neutralità climatica, l'aliquota minima dovrebbe essere applicabile indipendentemente dal metodo di produzione, là dove i livelli di emissioni sono comparabili. Pertanto, l'Ue dovrebbe riconoscere pienamente il ruolo dei combustibili a basse emissioni di carbonio, compresi l'idrogeno e l'ammoniaca ottenuti con CCS, nel sostenere la transizione energetica.

L'applicazione di una tassa sui prodotti energetici utilizzati nella cogenerazione simile a quella applicata ad altri usi non costituisce uno stimolo a una maggiore efficienza nell'uso dei prodotti energetici. Al contrario, rischia di scoraggiare l'uso di tale tecnologia più efficiente, compromettendo così l'applicazione del principio *Energy Efficiency First*. Inoltre, la cogenerazione produce energia elettrica in concorrenza con la produzione di energia elettrica pura, e pertanto queste tecnologie dovrebbero essere equiparate a fini fiscali.

Gas naturale e LNG sono le soluzioni più mature per la decarbonizzazione della navigazione interna e del trasporto marittimo. Pertanto, gli Stati membri dovrebbero avere la possibilità di incentivarne l'uso applicando esenzioni o riduzioni fiscali, in linea con le loro specifiche esigenze di mercato e in conformità con la legislazione Ue in materia di aiuti di Stato.

Oltre a supportare la commercializzazione di soluzioni tecnologie innovative, è necessario che la riforma dell'ETD tenga debitamente conto anche dei potenziali impatti sui costi dei prodotti energetici e sulla competitività delle imprese.

In particolare, l'aumento dell'aliquota minima applicata al gas naturale potrebbe determinare un aumento considerevole dei costi sostenuti dai consumatori e potrebbe avere impatti economici significativi. Pertanto, la nuova direttiva dovrebbe includere un meccanismo di salvaguardia legato alle condizioni tecnologiche e di mercato. Inoltre, l'aumento delle accise sul gas naturale dovrebbe essere più graduale, partendo da una *baseline* inferiore.

La nuova direttiva dovrebbe poi garantire la coerenza di altre iniziative dell'Ue nel campo dell'azione per il clima. In particolare, i settori che rientrano nel campo di applicazione dell'ETS dell'Ue sarebbero colpiti in modo sproporzionato dall'onere aggiuntivo derivante da una tassa sulla CO₂, che costituirebbe una doppia imposizione.

Infine, pur riconoscendo la necessità di armonizzare il mercato interno, la proposta dovrebbe mantenere un livello minimo di flessibilità per gli Stati membri, in particolare laddove è necessario proteggere l'industria dell'Ue dalle distorsioni della concorrenza sui mercati internazionali. Tra queste flessibilità, segnaliamo in particolare la distinzione tra usi commerciali e non commerciali dei prodotti energetici.

Pacchetto decarbonizzazione mercati idrogeno e gas

L'Hydrogen and gas markets decarbonisation package pubblicato il 15 dicembre 2021 dalla Commissione Ue propone la revisione della Direttiva 2009/73 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale (Direttiva gas) e del Regolamento Ue 2009/715 relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale (Regolamento gas) e, integrandosi con le proposte del pacchetto *Fit for 55*, che promuovono la domanda e la produzione di gas rinnovabili e *low-carbon*, quali il biometano e l'idrogeno, si pone l'obiettivo di creare le condizioni per una transizione più efficiente, rafforzando al contempo la sicurezza dell'approvvigionamento del sistema europeo del gas a prezzi ragionevoli.

Eni ritiene che in linea generale il Pacchetto risulti funzionale al raggiungimento degli obiettivi dichiarati. Tuttavia, rileva alcuni aspetti che potrebbero, se non adeguatamente considerati, ostacolare e rallentare il percorso verso l'azzeramento delle emissioni nette di gas a effetto serra entro il 2050.

Li elenchiamo di seguito, suddividendoli per macro-temi.

Rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento a prezzi ragionevoli

La strategicità di interventi volti a massimizzare l'indipendenza energetica europea è ancor più evidente in questo momento di forte tensione geopolitica, in cui emerge con chiarezza la rilevanza dell'obiettivo di potenziamento e massimo utilizzo delle risorse interne, prime fra tutte quelle rinnovabili.

Il concretizzarsi del rischio di possibili interruzioni delle forniture di gas dalla Russia ha, peraltro, anche confermato il ruolo chiave che l'industria del gas può e deve svolgere nel breve, medio e anche lungo termine per assicurare un adeguato approvvigionamento di energia all'Europa e abilitare la transizione verso il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione².

In quest'ottica, Eni condivide le proposte di emendamenti del Regolamento 2017/1938 concernente misure per salvaguardare la sicurezza di approvvigionamento gas (Regolamento SoS) con le quali vengono introdotte nuove disposizioni per promuovere un uso più efficiente degli stoccaggi di gas con un approccio regionale e per consentire agli Stati membri di istituire un meccanismo per l'acquisto congiunto volontario, da parte dei TSO, di scorte strategiche di gas che potrebbero essere liberate in caso di emergenza.

Ritiene importante, però, sottolineare che il rafforzamento della regolazione degli stoccaggi ai fini di sicurezza di approvvigionamento deve avvenire attraverso l'utilizzo di meccanismi di mercato.

² A breve termine, il gas naturale può contribuire sostituendo combustibili a maggiore intensità di carbonio nella produzione di energia (es. passaggio da carbone a gas). Nel medio e lungo termine, il gas può contribuire ulteriormente riducendo la propria intensità di carbonio attraverso l'attuazione di progetti CCUS e integrandosi sempre più con gas rinnovabili e *low-carbon* (es. biometano e idrogeno "blu" da gas naturale con CCUS)

Il modello italiano, a questo proposito, si presenta come un esempio positivo cui potrebbe tendere la regolazione europea³.

L'attuale congiuntura, che vede l'inizio della fase di riempimento degli stoccaggi coincidere con prezzi del gas molto alti e curve *forward* che mostrano uno *spread* estate-inverno invertito rispetto a quello usuale - fattori che disincentivano fortemente gli operatori a immobilizzare gas negli stoccaggi - rende peraltro evidente che, al fine di assicurare il massimo riempimento degli stoccaggi a prescindere dalle situazioni contingenti di prezzo di mercato, gli Stati membri devono porre in atto anche - come prospettato al comma 3 del nuovo articolo 7b e al nuovo articolo 7d del Regolamento SoS - misure quali:

- i) l'introduzione di modalità di allocazione e di movimentazione dello stoccaggio ancor più flessibili,
- ii) l'introduzione di meccanismi, quali i contratti per differenza a due vie, atti a coprire il rischio e compensare gli elevati oneri economici e finanziari in cui incorrono gli operatori per la prenotazione e il riempimento degli stoccaggi, nel caso di *spread* tra i prezzi del gas nel periodo di iniezione estiva e in quello di erogazione invernale rendesse economicamente non conveniente la prenotazione e il riempimento degli stoccaggi e a fronte di significativi vincoli di liquidità e correlati oneri finanziari associati all'immobilizzo di gas a livelli di prezzo elevati,
- iii) come estrema ratio, un possibile ruolo di riempimento di ultima istanza in capo a un operatore di sistema, a fini di pura sicurezza degli approvvigionamenti.

Alle funzioni di sicurezza dell'approvvigionamento svolte dagli stoccaggi, possono poi affiancarsi anche:

- soluzioni atte a incentivare la messa a disposizione del sistema da parte dei produttori nazionali - eventualmente con meccanismi di prezzo predefiniti - di volumi aggiuntivi di gas⁴,
- soluzioni *market-based* opportunamente disegnate, quali in particolare opzioni e strumenti di asta che consentano al sistema di acquisire contratti di opzione con operatori commerciali che, facendo leva sulle flessibilità dei contratti di approvvigionamento, assicurino - eventualmente con meccanismi di prezzo predefiniti -:
 - ulteriori volumi di gas da attivare a richiesta, al fine di prevenire situazioni critiche di domanda/offerta e/o picchi di prezzo in situazioni contingenti, per brevi periodi di tempo, o
 - volumi di gas strutturale, per un'adeguata copertura della futura domanda di gas del sistema.

Promozione dei gas rinnovabili e *low-carbon* e dello sviluppo di una rete e di un mercato per l'idrogeno

Eni condivide pienamente l'obiettivo di promuovere il pieno accesso dei gas rinnovabili e *low-carbon* al mercato all'ingrosso, ai terminali GNL e alla rete di trasporto (indipendentemente dal luogo di connessione), favorendo anche gli scambi transfrontalieri.

Riteniamo, tuttavia, che gli sconti proposti sulle tariffe di accesso di tali gas alle reti di trasporto del gas naturale (del 75% ai punti di entrata dagli impianti di produzione e ai punti di entrata/uscita in/da stoccaggio e del 100% agli *interconnection points* (IPs) con reti di altri Paesi) da un lato determinino sussidi incrociati con impatti distorsivi del mercato, dall'altro risultino non funzionali a promuovere efficacemente lo sviluppo dei

³ In Italia l'allocazione delle capacità di stoccaggio è basata su aste regolamentate che consentono agli operatori di acquistare capacità esprimendo il valore di mercato del servizio di stoccaggio (sebbene attualmente con un *floor* di prezzo a zero che non rende conto dell'attuale congiuntura con *summer/winter spread* negativi). Nell'anno di stoccaggio che si è appena concluso, l'Italia ha presentato una situazione migliore, in termini di capacità conferita e di riempimento degli stoccaggi, rispetto ad altri Paesi come Germania, Austria e Paesi Bassi, dove tali meccanismi non sono in atto.

⁴ Un esempio di questa soluzione è la misura prevista dall'art. 16 del DL Energia 17/2022.

gas rinnovabili e *low-carbon*: altri strumenti di incentivazione, quali ad esempio i *contracts for difference*, risultano più adatti allo scopo.

Rileviamo anche che lo sconto del 100% previsto agli IPs tra Stati membri e paesi terzi pare avvantaggiare, paradossalmente, le produzioni esterne all'Ue rispetto a quelle interne, per le quali lo sconto previsto è del 75%⁵.

In tema di sussidi incrociati, desta, infine, perplessità anche la possibilità, prevista dall'art. 4 della proposta di Regolamento gas, di trasferimenti finanziari tra *Regulated Asset Bases* (RAB) di diversi vettori energetici.

Per promuovere efficacemente il commercio transfrontaliero di gas rinnovabili e *low-carbon*, riteniamo poi necessario che la nuova Direttiva gas e la proposta di revisione della Direttiva 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (RED III) siano allineate nel prevedere non solo uno schema di certificazione comune per i gas rinnovabili e *low-carbon*, da adottare al più presto (idealmente entro il 2022)⁶, ma anche un *framework* comune, come le Garanzie di Origine di cui all'articolo 19 della RED III, per evitare il proliferare di schemi alternativi di certificazione sviluppati a livello di singolo Stati membri che risulterebbero difficilmente utilizzabili in altri paesi⁷.

Relativamente alle tematiche di *unbundling*, condividiamo l'approccio adottato che prevede regole meno stringenti per le reti idrogeno nella fase iniziale, con possibilità per gli Stati membri di concedere alle reti esistenti (limitatamente alla capacità in essere) e a quelle geograficamente confinate una deroga dagli obblighi di separazione. Riteniamo, tuttavia, necessario che il regime transitorio abbia una durata non inferiore a 10 anni. Proponiamo, pertanto, di posticipare al 31 dicembre 2040 le date limite del 31 dicembre 2030 fissate per le reti esistenti all'art. 47 e per le reti "*geographically confined*" all'art. 48 della proposta di Direttiva gas.

Protezione e coinvolgimento dei consumatori

Eni apprezza l'estensione ai consumatori gas delle disposizioni vigenti per il mercato elettrico che mirano a dare ai clienti l'accesso a più informazioni e flessibilità, a riflettere la digitalizzazione dei mercati dell'energia, e a dare più spazio al ruolo attivo dei consumatori. In particolare, l'accesso più ampio ai dati di consumo che potrà essere garantito con un'ampia diffusione dei contatori intelligenti è fondamentale per coinvolgere i clienti finali sia nel mercato della flessibilità (*demand side response*), sia nel promuovere l'efficienza energetica.

Riteniamo anche che la piena responsabilizzazione dei consumatori sarebbe rafforzata dalla rimozione di qualsiasi tariffa di fornitura regolamentata.

Infine, pur condividendo l'opportunità di velocizzare il processo di cambio fornitore per i consumatori, ci preme segnalare che la proposta di ridurre a un massimo di 24 ore, entro il 2026, i tempi di esecuzione dello

⁵ Il transito, attraverso l'infrastruttura gas Ue, di gas *low-carbon* prodotti extra-Ue risulterebbe poi a carico degli utilizzatori europei, senza che gli stessi ne abbiano nessun beneficio.

⁶ La scadenza del 31 dicembre 2024, fissata al comma 5 dell'articolo 8 della proposta di nuova Direttiva gas, per l'adozione dell'Atto Delegato che detaglierà la metodologia di calcolo dei *GHG savings* dei *low-carbon fuels* appare non coerente rispetto alla Strategia Ue per l'Idrogeno. La Strategia riconosce infatti all'idrogeno *low-carbon* un ruolo di acceleratore della decarbonizzazione, soprattutto in fase transitoria, per il cui sviluppo è necessario poter accedere a meccanismi di supporto. È perciò prioritario pubblicare in tempi brevi il citato Atto Delegato per consentire agli operatori di dimostrare la natura *low-carbon* dell'idrogeno, condizione necessaria per poter accedere ai meccanismi di supporto.

⁷ La Francia, per esempio, sembrerebbe orientata ad adottare per il biometano dei "certificati verdi" con caratteristiche diverse da quelle individuate per le Garanzie di origine all'art. 19 della Direttiva 2018/2001. Questa scelta ostacolerebbe lo scambio transfrontaliero della produzione francese di biometano.

switch non tiene adeguatamente conto dei pesanti aggravii in termini di gestione operativa delle attività che questo comporterebbe.

Regolamento *methane leakage*

Pienamente consapevole dell'importanza di ridurre quanto più possibile le emissioni di metano per contribuire alla neutralità climatica entro il 2050, Eni partecipa da diversi anni a numerose *partnership* e iniziative internazionali, adottando inoltre un'ampia strategia di mitigazione interna delle emissioni associate alle proprie operazioni upstream⁸ e sostiene lo sviluppo di un regolamento a livello dell'Ue che affronti questa problematica.

Condividiamo l'obiettivo della Commissione Ue di migliorare l'accuratezza delle informazioni sulle fonti di emissioni di metano e di promuovere la riduzione delle emissioni.

Ci pare, tuttavia, che alcuni dei requisiti inseriti nel regolamento relativi alle attività di misurazione, verifica e mitigazione delle perdite, seppur supportati da Eni alla luce di quanto già esposto, possano e debbano essere oggetto di miglioramento al fine di evitare la generazione di costi per l'industria e per i consumatori senza alcun apprezzabile vantaggio ambientale. Citiamo, a titolo di esempio, la diversa definizione di alcuni punti chiave delle attività di *Monitoring, Reporting and Verification* (MRV) rispetto allo standard OGMP 2.0, l'approccio eccessivamente prescrittivo dei requisiti dell'attività di *Leak Detection and Repair*, la definizione troppo ampia di pozzi inattivi che farebbe significativamente aumentare i costi di MRV, la proposta di *flaring/venting standards* sfidanti in particolare per i piccoli impianti *onshore*. Si è d'accordo sul principio di azzerare *venting e flaring* ma dovrebbero essere previste soglie di materialità del *venting* e un criterio di efficienza costi degli interventi di mitigazione versus benefici, mentre per il *flaring* si richiede un monitoraggio dell'efficienza di combustione delle torce tutt'oggi ancora in fase di analisi.

Sugeriamo, pertanto, di rivalutare attentamente l'effettiva necessità di imporre tali attività, soppesando adeguatamente il potenziale di emissione e la relativa probabilità di accadimento che si andrebbe a valutare con i costi che deriverebbero agli operatori dall'adempimento degli obblighi. Relativamente agli obblighi di reportistica previsti per gli importatori, è necessario che il *framework* regolatorio venga compiutamente definito⁹, e che tenga in debita considerazione quali siano effettivamente le informazioni effettivamente disponibili per tali soggetti nel quadro dei contratti di fornitura attuali. In particolare, bisogna evitare di esporre gli importatori a rischi di sanzioni in caso di mancata reportistica di informazioni – in possesso delle controparti - alle quali non hanno accesso.

⁸ A titolo di esempio segnaliamo:

- la partecipazione ai lavori della *Oil&Gas Climate Initiative* su progetti di sviluppo e testing di nuove tecnologie, nonché l'investimento in startup e tecnologie innovative per la rilevazione e la mitigazione delle emissioni di metano,
- la partecipazione alla *Oil & Gas Methane Partnership* - iniziativa promossa dalle Nazioni Unite (UNEP) che vede la partecipazione anche della Commissione Ue - impegnata a raggiungere un gold standard nel monitoraggio e nel reporting delle emissioni di metano,
- il sostegno all'adozione di una regolamentazione efficace in ambito europeo sulle emissioni di metano (per esempio, tramite l'invio alla Commissione Ue di un documento contenente una serie di raccomandazioni per l'adozione di policy di riduzione delle emissioni di metano nel contesto del *Green Deal* europeo),
- la partecipazione ai lavori dell'associazione Amici della Terra, che sta analizzando la tematica delle emissioni di metano al fine di predisporre una proposta di strategia italiana,
- il potenziamento progressivo di campagne periodiche di monitoraggio e minimizzazione delle emissioni di metano (a oggi il 98% degli asset upstream Eni è coperto da tali campagne).

⁹ A titolo esemplificativo, va meglio chiarita la definizione di "*importer*", presente nella proposta di Regolamento.

Modifica Direttiva Efficienza Energetica

Eni considera l'efficienza energetica uno tassello chiave del percorso di transizione ecologica e la sua promozione è senz'altro una priorità, in particolare ove vi siano significativi margini di miglioramento catturabili a basso costo. In tale ottica, l'impossibilità per gli Stati membri di valorizzare (a partire dal 2024) i risparmi energetici derivanti dall'applicazione di tecnologie basate sull'utilizzo diretto di combustibili fossili (ed in particolare di gas naturale, ai fini ad es. della cogenerazione) appare poco chiara e in contrasto con il fondamentale principio di *Energy Efficiency First*. Riteniamo infatti che, a fronte dei progressi lenti sinora fatti sul fronte dell'efficienza energetica e della presenza di fonti fossili nell'*energy mix* dell'Ue attuale e previsto nel medio termine, efficientare il loro consumo continua a essere una priorità che si situa al centro degli obiettivi della Direttiva.

Relativamente al *Primary Energy Factor* (PEF), d'uso per il calcolo dei risparmi energetici previsti dai target dalla Direttiva, riteniamo positivi gli elementi di chiarimento apportati dalla proposta (nuovo articolo 29), in continuità con l'approccio adottato dalla precedente revisione appena recepita a livello nazionale. Riteniamo importante che il PEF applicato all'elettricità rispecchi il più possibile la realtà del mix elettrico del Paese al fine di supportare una computazione accurata.