



## NOTA H2IT sul decreto di recepimento della RED II

### SCHEMA DI DECRETO LEGISLATIVO RECANTE ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA 2018/2001/UE

Mentre in Italia ci apprestiamo a recepire la direttiva 2018/2001, in Europa sono in discussione gli aggiornamenti a tale direttiva, con novità importanti per quanto riguarda l'idrogeno; Il decreto deve tener conto di questa evoluzione veloce, cercare di anticipare alcuni target per non renderne poi difficoltoso il raggiungimento e porre le basi per il recepimento degli atti delegati e degli emendamenti all'attuale REDII. Inoltre, sottolineiamo che per il settore idrogeno, trattandosi della nascita di un mercato, queste misure impatteranno fortemente sul suo sviluppo e sugli investimenti che si faranno nei prossimi mesi e sui settori maggiormente interessati dall'espansione di tale fonte; pertanto, è necessario fin da subito indirizzare gli sforzi nella direzione giusta in modo tale da abilitare gli investimenti e non alimentare l'incertezza, che in questo caso porterebbe a grossi rallentamenti, o peggio a mancati investimenti.

Siamo convinti della necessità di semplificare i processi autorizzativi che riguardano la produzione di idrogeno rinnovabile, comprese le autorizzazioni sugli impianti rinnovabili stessi. Ad oggi la REDII (2018) richiede che la produzione di RFNBO - *renewable fuels of non-biological origin* sia basata su fonti rinnovabili e segua il principio di addizionalità; pertanto, sarà necessario aumentare significativamente l'installazione di impianti rinnovabili per raggiungere i target proposti dalla strategia idrogeno europea. La Commissione sta attualmente elaborando un atto delegato che stabilisce norme adeguate ad affrontare il tema dell'addizionalità.

Il sostegno finanziario dato da fondi nazionali, come il PNRR e da fondi europei, è fondamentale. Tuttavia, parallelamente sarà necessario sviluppare schemi incentivanti per coprire i gap di costo al fine di avvantaggiare le soluzioni a basse emissioni di carbonio.

Ad oggi la RED II (2018) e quindi il suo recepimento, concentra l'attenzione sull'idrogeno nei trasporti, ma sappiamo che questa è una visione ormai obsoleta, in quanto l'idrogeno è considerato chiave anche per la decarbonizzazione del settore industriale e della produzione di energia; l'articolo 22-a della proposta di RED II (rev 2021) è espressamente dedicato proprio a questo, con obiettivi puntuali da raggiungere entro il 2030.

Prima di entrare nel merito del Decreto di recepimento, riteniamo opportuno sottolineare che la nostra revisione viene fatta al meglio della nostra comprensione del testo, nella sua attuale forma, e senza la consapevolezza di tutto il percorso e discussioni che hanno portato all'attuale formulazione.

La nostra analisi prende in considerazione la comprensione dei termini specifici dal punto di vista della semantica presente in ambito Europeo; l'analisi di seguito effettuata e le proposte che da essa scaturiscono permettono di rendere possibilmente più chiaro il testo nella sua adozione.



Fatte queste premesse: ci teniamo a condividere le seguenti osservazioni

<b>TITOLO 1 FINALITA', DEFINIZIONI E OBIETTIVI NAZIONALI</b>	
<p>Articolo 2: Definizioni</p> <p>e) “carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto”: carburanti liquidi e gassosi utilizzati nel settore del trasporto, diversi da biocarburanti e biogas, il cui contenuto energetico proviene da fonti rinnovabili. Nel caso in cui il contenuto energetico sia attribuibile ad un mix di fonti rinnovabili e non rinnovabili, si considera solo la frazione relativa alle fonti rinnovabili;</p> <p><b>Proposta di revisione H2IT</b></p> <p><b>Articolo 2: Definizioni</b></p> <p><b>e) “carburanti e combustibili rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto”: carburanti e combustibili liquidi e gassosi utilizzati nel settore del trasporto, diversi da biocarburanti e biogas, il cui contenuto energetico proviene da fonti rinnovabili. Nel caso in cui il contenuto energetico sia attribuibile ad un mix di fonti rinnovabili e non rinnovabili, si considera solo la frazione relativa alle fonti rinnovabili;</b></p>	<p><i>Nella RED II (rev 2021) viene tolta la parola trasporto e ampliato il concetto alla seguente definizione ‘renewable fuels of non-biological origin’ (nda. RFNBO) means liquid and gaseous fuels the energy content of which is derived from renewable sources other than biomass;’</i></p> <p><i>Le attuali disposizioni sugli RFNBO nell’ambito della REDII sono di portata limitata e si applicano solo al trasporto. Non forniscono il supporto necessario per favorire l’accelerazione del mercato richiesta che porta a una riduzione dei costi degli RFNBO.</i></p> <p><i>All’interno della definizione dall’impact assessment report sulla RED II (rev 2021) troviamo una specifica rispetto alla definizione di RFNBO “Ciò include, ad esempio, idrogeno rinnovabile e combustibili sintetici a base di idrogeno”</i></p> <p><i>La definizione riportata nell’art 2 dello schema di recepimento esplicita che il contenuto energetico deve provenire da fonti rinnovabili; quindi, teoricamente sono ricomprese tutte le tipologie di produzioni che abbiano questo requisito, riteniamo opportuno specificare le possibilità di produzione, ad esempio, da steam methane reforming del biometano con o senza CCS. Va esplicitato dunque se l’H2 prodotto da SMR di biometano (con o senza CO2 capture) rientri nella definizione di RFNBO.</i></p>
<p>Articolo 4, comma 2, lettera c)</p> <p>c): è rispettato il principio secondo il quale non possono accedere agli incentivi le iniziative imprenditoriali per cui è comprovata la bancabilità dell’iniziativa anche in assenza di sostegno pubblico</p>	<p><i>Tale previsione suscita significative perplessità poiché comporta il rischio di escludere dagli incentivi numerosi interventi qualificati come necessari dal Next Generation EU e dal PNRR.</i></p> <p><i>Tale disposizione, avente natura di criterio di principio, rischia di risultare di difficile attuazione pratica in ragione della sua formulazione testuale. Infatti, il requisito individuato come presupposto di operatività del criterio di esclusione è la “bancabilità” dell’investimento, non connotato da elementi oggettivi e non definito all’articolo 2 del testo stesso.</i></p> <p><i>In assenza di un significato chiaro e univoco il criterio potrebbe essere interpretato in maniera</i></p>



	<p><i>restrittiva, finendo per risultare preclusivo di interventi qualificati all'interno del Next Generation EU e dal PNRR.</i></p> <p><i>A tale proposito, valga notare che l'intenzione del legislatore europeo non è quella di impedire il sostegno pubblico ad iniziative dotate di una propria redditività intrinseca, ma quella di garantire la sostenibilità degli investimenti in maniera chiara e in un arco di tempo medio-lungo, di modo che il sostegno pubblico abbia lo scopo di rendere progressivamente autonomi segmenti di mercato che non si sarebbero sviluppati affatto o che sarebbero progrediti con tempi più lenti. Si consideri, in tal senso, che l'Innovation fund menziona tra i criteri di valutazione dei progetti la financial maturity dell'iniziativa, che è dettata principalmente dalla profitability (redditività) dell'iniziativa medesima.</i></p> <p><i>D'altro canto la direttiva 2018/2001/UE (cd. RED II) non prevede alcuna norma di principio avente un tale tenore (ma un semplice divieto di distorsioni dei mercati dell'energia elettrica all'art. 4, comma 2).</i></p>
--	---

<b>TITOLO 2 REGIMI DI SOSTEGNO E STRUMENTI DI PROMOZIONE</b>	
<b>CAPO III: Regimi di sostegno per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili, il biometano e lo sviluppo tecnologico e industriale</b>	
<p><b>Articolo 11 (Incentivi in materia di biogas e produzione di biometano)</b></p> <p>1. Il biometano prodotto ovvero immesso nella rete del gas naturale è incentivato secondo una delle seguenti modalità:</p> <p>a) mediante il rilascio di specifici incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nel caso di impianti di produzione di biometano realizzati per l'utilizzo in impianti di cogenerazione ad alto rendimento;</p> <p>b) mediante il rilascio di certificati di immissione in consumo ai fini dell'adempimento dell'obbligo di cui all'articolo 39, qualora il biometano sia usato per i trasporti;</p> <p>c) mediante l'erogazione di uno specifico incentivo di durata e valore definiti con il decreto di cui al comma 2. [...]</p>	<p><i>Dall'articolo sembra che la produzione di combustibili gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica alle condizioni del comma 1 sia elegibile di incentivi. Questo punto andrebbe chiarito e ripreso nelle definizioni ed in particolare all'articolo 39.</i></p> <p><i>Si precisa, come già espresso in precedenza, che l'estensione degli incentivi previsti all'art.11 ai combustibili gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica alle condizioni dovrebbe coprire anche quegli utilizzi non ricadenti sotto le attività di trasporto (come rivisto nella revisione RED II del Luglio 2021)</i></p>



<b>TITOLO 4 AUTOCONSUMO, COMUNITA' ENERGETICHE RINNOVABILI E SISTEMI DI RETE</b>	
<b>CAPO III: reti elettriche, gas e reti idrogeno</b>	
<b>Articolo 35, comma 1, lettera c)</b>	
<p>1. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto legislativo, al fine di garantire un'accelerazione nel potenziamento della rete elettrica per accogliere le quote di produzione crescenti da fonti rinnovabili necessarie per il raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3, i gestori di rete:</p> <p>a) nella programmazione dello sviluppo di rete adottano criteri e modalità predittive della crescita attesa della produzione da fonti rinnovabili sul medio e lungo termine, in modo da programmare e avviare in tempi congrui gli interventi necessari;</p> <p>b) in attuazione del criterio di cui alla lettera a), nell'ambito degli aggiornamenti dei rispettivi piani di sviluppo adottano le opportune misure per dotare le aree idonee all'installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile delle infrastrutture necessarie per la connessione degli impianti e per l'utilizzo dell'energia prodotta, anche anticipando le richieste di connessione su tali aree;</p> <p>c) in un'apposita sezione dei propri piani di sviluppo elaborano una pianificazione integrata secondo le logiche di cui alla lettera a) individuando gli interventi atti a garantire lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici necessarie per il raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3. A tal fine, i gestori di rete accedono alla Piattaforma unica nazionale di cui all'articolo l'articolo 4, comma 7-bis, del decreto legge 18 aprile 2019, n. 32</p>	<p><i>La disposizione, nel potenziare la rete elettrica per fronteggiare l'aumento delle quote di energia derivante da fonti rinnovabili, non sembra contemplare le ipotesi di produzione di energia da idrogeno e/o per la produzione di idrogeno. In particolare, alla lett. b), tra le misure per dotare le aree idonee all'installazione di impianti di produzione di energia da fonti di rinnovabili, sarebbe opportuno includere anche delle aree di stoccaggio dei prodotti, circostanza determinante nel caso di produzione di idrogeno. Allo stesso modo, alla lett. c) sarebbe auspicabile garantire lo sviluppo anche delle infrastrutture di ricarica per veicoli a idrogeno.</i></p>
<b>Articolo 37 comma 2</b>	
<p>2. L'ARERA semplifica e aggiorna le proprie disposizioni inerenti le modalità e le condizioni per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas, includendo anche altre tipologie di gas rinnovabili ivi compreso l'idrogeno, anche in miscela.</p>	<p><i>Riteniamo importante portare all'attenzione la fondamentale importanza dello sviluppo di progetti dimostrativi al fine di raccogliere dati utili alla costruzione di un quadro regolatorio opportuno. Chiave è l'adeguamento normativo/regolatorio sull'immissione di idrogeno nelle reti gas, anche in blend, attualmente non possibile. Aprire questa possibilità e definire per la stessa un quadro di incentivazione differenziato sulle opzioni tecnologiche, inclusa la produzione di idrogeno da biogas o da biometano, permette di dare sostanza al comma stesso.</i></p>



	<p><i>Questa considerazione non comporta una modifica al comma, semmai un punto di attenzione.</i></p> <p><i>Oltre alle condizioni per le connessioni, sarebbe opportuno portare avanti approfondimenti sulla sicurezza e sulle performance del gas nelle reti.</i></p> <p><i>Si aggiunge che dovrebbe essere suggerito al regolatore di verificare l'ammissibilità all'accesso alle reti di distribuzione e trasporto del gas per i produttori di gas rinnovabili, mutuando forme e modalità già consentite per le rinnovabili elettriche. Vale inoltre la pena aggiungere che il Regolatore dovrà ovviamente considerare debitamente nella definizione di tali disposizioni di quanto prescritto in materia di unbundling nei più ampi quadri normativi europei.</i></p>
<p><b>Articolo 38 (Semplificazioni per la costruzione ed esercizio di elettrolizzatori)</b></p> <p>1. La realizzazione di elettrolizzatori per la produzione di idrogeno è autorizzata secondo le procedure seguenti:</p> <p>a) la realizzazione di elettrolizzatori con potenza inferiore alla soglia di 10 MW, ovunque ubicati, è attività in edilizia libera e non richiede il rilascio di uno specifico titolo abilitativo, fatta salva l'acquisizione degli atti di assenso, dei pareri, delle autorizzazioni o nulla osta da parte degli enti territorialmente competenti in materia paesaggistica, ambientale, di sicurezza e di prevenzione degli incendi e del nulla osta alla connessione da parte del gestore della rete elettrica ovvero del gestore della rete del gas naturale;</p> <p>b) gli elettrolizzatori e le infrastrutture connesse ubicati all'interno di aree industriali ovvero di aree ove sono situati impianti industriali anche non più operativi o in corso di dismissione, la cui realizzazione non comporti estensione delle aree stesse, né aumento degli ingombri in altezza rispetto alla situazione esistente e che non richiedano una variante agli strumenti urbanistici adottati, sono autorizzati mediante la procedura abilitativa semplificata di cui all'articolo 6 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;</p> <p>c) gli elettrolizzatori stand-alone e le infrastrutture connesse non ricadenti nelle tipologie di cui alle lettere a) e b) [...]</p>	<p><i>Positivo l'articolo che vuole dare una spinta alla messa in esercizio degli elettrolizzatori e pone le basi per lo sviluppo del quadro normativo di riferimento. Sottolineiamo che i tempi lunghi di autorizzazione rappresentano una grande criticità; pertanto, riteniamo che la formazione/informazione degli enti preposti sia fondamentale, per non rischiare di bloccare le progettualità.</i></p>



<p><b>TITOLO 5 ENERGIA RINNOVABILE NEI TRASPORTI E CRITERI DI SOSTENIBILITA' PER BIOCARBURANTI, BIOLQUIDI E COMBUSTIBILI DA BIOMASSA</b></p>	
<p>Articolo 39</p>	
<p><b>Comma 1</b> Al fine di promuovere la produzione di energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti, conformemente alla traiettoria indicata nel PNIEC, i singoli fornitori di benzina, diesel e metano sono obbligati a conseguire entro il 2030 una quota almeno pari al 16% di fonti rinnovabili sul totale di carburanti immessi in consumo nell'anno di riferimento e calcolata sulla base del contenuto energetico. La predetta quota è calcolata, tenendo conto delle disposizioni specifiche dei successivi commi, come rapporto percentuale fra le seguenti grandezze:</p> <p>a) al denominatore: benzina, diesel, metano, biocarburanti e biometano ovvero biogas per trasporti immessi in consumo per il trasporto stradale e ferroviario;</p> <p>b) al numeratore: biocarburanti e biometano ovvero biogas per trasporti, carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica, anche quando utilizzati come prodotti intermedi per la produzione di carburanti convenzionali, e carburanti da carbonio riciclato, tutti considerati indipendentemente dal settore di trasporto in cui sono immessi. [...]</p>	<p><i>Positivo l'inserimento dell'idrogeno al numeratore poiché getta le basi per uno stimolo indiretto di mercato per RFNBO, al quale tuttavia manca profondità di attuazione nel comma 2).</i></p>
<p><b>Comma 2</b> La quota di cui al comma 1 è raggiunta nel rispetto dei seguenti vincoli:</p> <p>a) la quota di biocarburanti avanzati e biometano ovvero biogas avanzati è pari almeno al 2,5% dal 2022 e almeno all'8% nel 2030;</p> <p>b) il contributo dei biocarburanti e del biometano ovvero del biogas prodotti a partire da materie prime elencate nell'Allegato VIII, parte B, non può superare la quota del 2,5% del contenuto energetico dei carburanti per il trasporto senza tener conto del fattore moltiplicativo di cui al comma 6, lettera a);</p> <p>c) è rispettato quanto previsto all'articolo 40;</p> <p>d) a partire dal 2023, la quota di biocarburanti miscelati alla benzina è almeno pari allo 0,5% e a partire dal 2025 è almeno pari al 3% sul totale della benzina immessa in consumo.</p>	<p><i>Sono definite le quote target per i biocarburanti, siccome l'idrogeno fa parte della lista di combustibili posti al numeratore per il calcolo dell'incidenza della quota rinnovabile sui trasporti, riteniamo che un target specifico per l'idrogeno, aiuterebbe a stimolare il mercato dei veicoli a fuel cell (FC) e la costruzione dell'infrastruttura di rifornimento. Questo risulterebbe anche in un allineamento con il PNRR, che prevede la costruzione nei prossimi anni di una rete di stazioni di rifornimento e una spinta alla realizzazione del recepimento italiano della direttiva DAFI. La proposta si rifà al target contenuto nel PNIEC, anch'esso in via di revisione e quindi da allineare qualora rivisto.</i></p> <p><i>Si ravvisa inoltre che le percentuali descritte alla lettera a) del comma 1 e 2 relativamente a</i></p>



<p>e) il contributo dell'idrogeno per il settore trasporti è previsto essere almeno pari all' 1% del target FER trasporti attraverso l'uso diretto nella mobilità di persone e merci in generale (e.g.: mobilità pubblica, privata, trasporto logistico, trasporto su ferro) o anche attraverso l'immissione nella rete del metano.</p>	<p>quota di rinnovabili (16%) e quota di biocarburanti avanzati e biometano (8%) al 2030 non dovrebbero rappresentare nessuna forma discriminatoria nei confronti dei RFNBO.</p> <p><i>Si sottolinea che nella proposta di RED II (rev 2021) non compare uno specifico sotto-obiettivo (quota minima) per i carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto (mentre sono previsti sotto-obiettivi per i biocarburanti avanzati e biogas prodotti con materie prime dell'allegato IX).</i></p> <p><i>L'articolo 25, par 1, lettera b) della proposta di direttiva che modifica la direttiva 2018/2001 introduce invece il sotto-obiettivo del 2,6% da raggiungere entro il 2030 per i combustibili rinnovabili di origine non biologica prodotti per il settore dei trasporti.</i></p>
<p><b>Comma 4</b>          Ai fini di cui al comma 1, sono considerati nel numeratore di cui al comma 1, lettera b) soltanto i carburanti o i biocarburanti che rispettano le seguenti condizioni:          a) i biocarburanti e il biometano ovvero il biogas per il trasporto ottemperano ai criteri di cui all'articolo 42;          b) i carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto che presentano una riduzione di emissioni gas serra lungo il ciclo di vita pari almeno al 70%, calcolata con la metodologia stabilita con atto delegato di cui all'articolo 28, paragrafo 5 della direttiva (UE) 2018/2001. Fino all'adozione degli atti delegati tali carburanti sono in ogni caso conteggiati secondo quanto previsto al comma 5;          c) i carburanti derivanti da carbonio riciclato presentano una riduzione di emissioni gas serra lungo il ciclo di vita pari almeno alla soglia indicata con atto delegato della Commissione di cui all'articolo 25, paragrafo 2 della direttiva (UE) 2018/2001 e calcolata con la metodologia stabilita con atto delegato di cui all'articolo 28, paragrafo 5 della direttiva (UE) 2018/2001. Fino all'adozione degli atti delegati tali carburanti non sono conteggiati.</p>	<p><i>La Commissione sta attualmente elaborando un atto delegato che stabilisce norme adeguate ad affrontare la questione dell'addizionalità. Fino ad allora vale quello che è scritto al comma 5.</i></p> <p><i>Il tema dell'addizionalità deve essere svincolato dall'avvio dei progetti pilota sulla filiera idrogeno, durante una prima fase identificata di sviluppo del mercato. Durante questa prima fase di progetti pilota, risulta più strategico avviare la filiera piuttosto che assoggettarla al vincolo dell'addizionalità. Vincolo che si pone in forma più importante via via che si sviluppa la filiera idrogeno e che ci si avvicina ai target al 2030.</i></p>
<p><b>Comma 5:</b>          Ai fini di cui al comma 1, per i carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine</p>	<p><i>Al comma 5 troviamo una stretta limitazione; l'idrogeno verde in questo caso deve essere prodotto tramite energia elettrica prelevata</i></p>



<p>non biologica per il trasporto, prodotti utilizzando energia elettrica, la quota rinnovabile è conteggiata qualora l'energia elettrica sia ottenuta da un collegamento diretto a un impianto a fonti rinnovabili; in tal caso la quota rinnovabile conteggiabile è pari all'intero a condizione che detto impianto: 1. sia entrato in funzione contestualmente o successivamente all'impianto che produce i carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto; e 2. non sia collegato alla rete ovvero sia collegato alla rete ma si possa dimostrare che l'energia elettrica in questione è stata fornita senza prelevare energia elettrica dalla rete.</p>	<p><i>direttamente da una fonte rinnovabile senza utilizzo della rete. Riteniamo tale limitazione stringente e bloccante per gli investimenti. Il consumo e la produzione di energia rinnovabile destinata alla produzione di RFNBO non dovrebbero essere necessariamente colocalizzati geograficamente. Considerare forme strutturate di garanzia della provenienza dell'energia elettrica da fonte rinnovabile, quali ad esempio contratti di acquisto da produttori di energia elettrica rinnovabile e relativo rilascio di garanzie di origine, dovrebbe essere una modalità in grado di soddisfare i requisiti del comma 5. Fondamentale è la dimostrazione di creazione di ulteriore domanda di fonti rinnovabili.</i></p>
<p><b>PROPOSTA H2IT</b>  <b>Comma 5:</b>      Ai fini di cui al comma 1, per i carburanti e combustibili liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica <del>per il trasporto</del>, prodotti utilizzando energia elettrica, la quota rinnovabile è conteggiata sia qualora l'energia elettrica sia ottenuta da un collegamento diretto a un impianto a fonti rinnovabili, sia nella percentuale di fonte rinnovabile dimostrabile con meccanismi di garanzia certificata e che non diano adito a fenomeni di doppio conteggio della garanzia stessa nel caso di prelievo da rete elettrica nazionale; in entrambi i casi la quota rinnovabile conteggiabile è pari alla quota dimostrabile come rinnovabile a condizione che detto impianto: 1. sia entrato in funzione contestualmente o successivamente all'impianto che produce i carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto; e 2. non sia collegato alla rete ovvero sia collegato alla rete ma si possa dimostrare che l'energia elettrica in questione è stata fornita senza prelevare energia elettrica dalla rete ovvero si possa dimostrare una contemporaneità di consumo dell'impianto che produce i carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili e gli impianti a fonti rinnovabili ad esso dedicati.</p>	<p><i>Legare così la produzione di idrogeno a criteri stringenti relativi alle FER rimanderebbe a molto più in là l'inizio di uno sviluppo di un mercato dell'idrogeno verde. I requisiti di correlazione temporale e geografica impediscono l'investimento in progetti con idrogeno rinnovabile in questa prima fase di mercato. Anche il fattore moltiplicativo dell'idrogeno potrebbe esser rivisto al rialzo sino ad almeno il recepimento della revisione della REDII dello scorso luglio 2021.</i></p>
<p><b>Comma 9.</b> Il contributo dell'energia elettrica da fonte rinnovabile rispetto all'energia elettrica complessiva è pari a:</p>	<p><i>La proposta di H2IT di fianco presentata mira a rendere il comma più chiaro e ad alla connessione alla rete elettrica e al conteggio della quota rinnovabile proporzionale, oltre a includere il riconoscimento della quota rinnovabile al 100% per i casi in cui è dimostrabile il tema della contemporaneità o della connessione diretta a rete elettrica.</i></p> <p><i>Con riferimento al concetto di "collegamento diretto" dell'impianto di produzione dei carburanti liquidi e gassosi appare opportuno che venga precisato che esso possa avvenire anche con più di un impianto a fonti rinnovabili, nonché, allo stesso modo, che un impianto a fonti rinnovabili possa essere collegato, e alimentare, più di un impianto di produzione di carburanti liquidi.</i></p> <p><i>Si ritiene che i fattori moltiplicativi previsti dal comma 9 per il calcolo di quanto previsto al comma 1) dell'art. 39 si muovano in pieno contrasto con la recente revisione della REDII</i></p>





<p>a) 4 volte il suo contenuto energetico se fornita a veicoli stradali;</p>	<p><i>del Luglio 2021 scorso e siano lesivi del principio di neutralità tecnologica sul quale si dovrebbe basare il decreto legislativo in discussione, non essendo in alcun modo previsti moltiplicatori comparabili per altre combustibili rinnovabili quali ad esempio le RFNBO.</i></p>
<p>b) 1,5 volte il suo contenuto energetico se fornita al trasporto ferroviario</p>	

<p><b>TITOLO 6</b> <b>INFORMAZIONE, FORMAZIONE, GARANZIE DI ORIGINE</b></p>	
<p><b>Articolo 46 (Garanzie di origine)</b></p>	
<p><i>Le Garanzie d’Origine costituiscono uno degli elementi portanti della decarbonizzazione e della promozione dei mercati di gas rinnovabili in larga scala. Con l’obiettivo di potenziare questo strumento, proponiamo l’inserimento di due elementi di potenziamento della disciplina.</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li><i>1. La garanzia di origine deve conformarsi alle rilevanti norme tecniche europee, in particolare alla norma CEN-EN 16325. Essa dovrebbe inoltre informare il consumatore sulle emissioni totali di carbonio attribuibili alla fonte energetica rinnovabile fino al momento della sua produzione, secondo un approccio del ciclo di vita e sulla rispondenza della fonte rinnovabile prodotta agli altri criteri di sostenibilità stabiliti dall’articolo 29 della Direttiva (EU) 2018/2001.</i></li> <li><i>2. La Garanzia di Origine dei gas rinnovabili può essere utilizzata dai consumatori connessi alla rete del gas come strumento di prova del prelievo di gas rinnovabile al fine di renderne possibile l’utilizzo in ambito EU-ETS, secondo i dettami dell’articolo 39 del Regolamento di esecuzione (UE) 2018/2066.</i></li> </ol>	

**H2IT** Associazione Italiana Idrogeno e Celle a Combustibile

