

ALLEGATO 2: Dettagli sulle tecnologie di decarbonizzazione

Il presente allegato ha l'obiettivo di descrivere le tecnologie di decarbonizzazione più innovative prese in considerazione nella elaborazione delle analisi tecniche sottostanti la Strategia, il cui effetto può essere rilevante soprattutto nel medio-lungo periodo (2050).

In tale prospettiva non sono analizzate le tecnologie 'convenzionali' (come ad esempio il fotovoltaico, eolico, batterie, biocarburanti tradizionali, tecnologie più efficienti negli usi finali) già disponibili sul mercato e oggetto di trattazione in recenti pubblicazioni sugli scenari di decarbonizzazione con orizzonte temporale di più breve termine ("Decarbonizzazione dell'economia italiana. Il Catalogo delle tecnologie energetiche"¹).

Alle tecnologie sono stati associati i relativi Technology Readiness Level (TRL), secondo le definizioni utilizzate nel programma di ricerca H2020 della Commissione Europea²:

TRL	Descrizione	
1	Ricerca di base: osservati i principi fondamentali (<i>Concept</i>)	Ricerca di base
2	Formulazione della tecnologia: formulati il concetto (possibili caratteristiche e strumentazioni) e le possibili applicazioni.	
3	Prova di concetto sperimentale (<i>Proof of concept</i>) con i primi test di laboratorio completati	
4	Prototipo validato in laboratorio	Ricerca applicata
5	Prototipo validato in ambito industriale	
6	Tecnologia dimostrata in ambiente industriale	Sviluppo
7	Prototipo di sistema dimostrato in ambiente operativo reale	
8	Sistema completo definito e qualificato	
9	Sistema completo provato in ambiente operativo reale	Implementazione

Nell'allegato non sono state incluse le tecnologie con TRL < 4, ovvero quelle in fase di ideazione, per le quali non esiste ancora un prototipo.

L'allegato analizza le varie tecnologie di decarbonizzazione nei seguenti settori:

1. Trasporto pesante su strada;
2. Trasporto navale;
3. Trasporto aereo;
4. Industria manifatturiera: produzione di calore ed emissioni di processo;
5. Edifici: produzione di calore per riscaldamento di ambienti e acqua calda sanitaria.

Sono, inoltre, trattati:

6. Il settore della trasformazione dell'energia elettrica in altri vettori energetici (Power-to-X);
7. Le opzioni di cattura della CO₂.

Per ogni settore sono indicate le seguenti informazioni tecniche:

- la rilevanza nell'attuale sistema energetico italiano;
- i possibili approcci alla decarbonizzazione del settore;
- descrizione delle singole tecnologie, con i principali riferimenti bibliografici pubblici.

Tra le tecnologie analizzate per i vari settori, non sono state prese in esame:

¹ www.pdc.minambiente.it/it/catalogo-della-decarbonizzazione

² Descrizione adattata a partire da: https://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2014_2015/annexes/h2020-wp1415-annex-g-trl_en.pdf

- i) le infrastrutture necessarie per la distribuzione dei vettori energetici (ad esempio, impianti di liquefazione/rigassificazione, reti e accumuli di idrogeno);
- ii) le infrastrutture per il trasporto e lo stoccaggio della CO₂;
- iii) opzioni di riduzione della domanda (ad es. riduzione della domanda di riscaldamento negli edifici mediante interventi di miglioramento dell'isolamento termico, aumento di riuso/riciclo dei materiali per ridurre la domanda di materie prime, aumento dell'intermodalità per ridurre la domanda di trasporto privato).

1. Trasporto pesante su strada

Rilevanza nell'attuale sistema energetico italiano: nel 2015, i combustibili consumati per il trasporto merci su camion pesanti rappresentano circa il 6% dei consumi finali di energia del Paese ([1], [2]).

Possibili approcci alla decarbonizzazione del settore³: il settore può essere decarbonizzato modificando la tecnologia motrice, oppure sostituendo i combustibili fossili con combustibili alternativi a zero emissioni. Nel primo caso, è necessario effettuare investimenti anche nei settori di uso finale per incentivare la penetrazione di veicoli a basse e zero emissioni allo scarico; nel secondo caso, gli investimenti si concentrano prevalentemente sugli altri settori del sistema energetico (produzione e conversione dell'energia). In ambedue i casi occorrono investimenti anche sulle infrastrutture.

Cambio della tecnologia motrice

Tecnologia	Descrizione
<p>Camion elettrici con batteria: veicoli con motore elettrico in cui l'energia elettrica è ottenuta direttamente dalle batterie.</p> <p>TRL: 7-8 per mezzi di categoria media</p> <p>TRL: 4 per mezzi pesanti e di lunga percorrenza</p>	<ul style="list-style-type: none"> • L'elettrificazione diretta è altamente efficiente nell'ottica della decarbonizzazione del sistema: i motori elettrici sono più efficienti dei motori a combustione interna e, rispetto al <i>fuel switch</i> verso altri vettori energetici, non si devono sostenere le perdite di energia per convertire l'elettricità in combustibili sintetici a zero emissioni (es. idrogeno o diesel sintetico). • La bassa densità energetica delle batterie rappresenta una criticità per la diffusione della tecnologia nel caso dei mezzi pesanti (> 16 tonnellate a pieno carico) e di lungo raggio (> 300 km). I problemi sono legati, in particolare, all'autonomia limitata e al peso aggiuntivo delle batterie che riduce la capacità di carico. Ad oggi, vari produttori stanno lavorando allo sviluppo di camion elettrici da lanciare sul mercato nel breve termine. Tuttavia, si tratta di camion di categoria media (3,5 - 16 tonnellate a pieno carico), mentre la tecnologia necessita di ulteriori sviluppi prima di poter essere applicata su categorie di massa superiore e per lunghe distanze. • I tempi di ricarica sono più lunghi rispetto ai camion diesel e a GNL: per i camion di categoria media, i tempi potrebbero essere indicativamente di 30-90 minuti per la ricarica veloce (che potrebbe avvenire durante le operazioni di carico e scarico). Tuttavia, è importante pensare anche alla ricarica lenta (notturna) per limitare gli impatti sulla rete elettrica in caso di ampia diffusione della tecnologia. • I camion elettrici necessitano di una infrastruttura di ricarica dedicata (non possono utilizzare i punti di ricarica delle auto elettriche poiché, per contenere i tempi di ricarica, richiedono maggior potenza). • È necessario creare una filiera produttiva delle batterie impostata sulla sostenibilità, che includa il loro riciclo-riutilizzo, anche mediante lo sviluppo di politiche di economia circolare. <p>Riferimenti: [3], [4], [5], [6], [7], [8], [9]</p>

³ Gli stessi approcci valgono anche per i veicoli leggeri. Auto, moto e furgoncini, però, vengono utilizzati per percorrere tratti di minore distanza e, quindi, la bassa densità energetica legata alle batterie non rappresenta un forte limite.

Tecnologia	Descrizione
<p>e-Highways: elettrificazione dei tratti autostradali con cavo elettrico sospeso e pantografo.</p> <p>TRL: 6</p>	<ul style="list-style-type: none"> • L'elettrificazione diretta è altamente efficiente nell'ottica di sistema e non sono necessari sistemi di stoccaggio dell'elettricità a bordo dei singoli mezzi. • Esistono progetti pilota da 2-10 km in Svezia, USA e Germania; altri progetti pilota sono stati approvati nel 2018 (Italia, Germania). • Deve essere costruita un'infrastruttura dedicata e si devono dotare i camion di pantografi. • La tecnologia permette di ridurre le emissioni di gas serra legate ai soli tratti autostradali (circa il 50% delle emissioni del settore in Italia nel 2015, [10]). • È necessario un adeguamento della logistica del trasporto merci. • Difficoltà di applicazione al trasporto internazionale in mancanza di una politica europea comune. <p>Riferimenti: [3], [4], [11], [12]</p>
<p>Camion con <i>fuel cell</i> a idrogeno: veicoli con motore elettrico in cui l'energia elettrica è prodotta a bordo dalle celle a combustibile a idrogeno. (FCEV: <i>fuel cell electric vehicles</i>).</p> <p>TRL: 8</p>	<ul style="list-style-type: none"> • È possibile produrre idrogeno direttamente presso le stazioni di servizio tramite elettrolizzatori senza necessità di un'infrastruttura dedicata di trasporto. • L'autonomia e i tempi di ricarica sono simili a quelli dei camion a motore diesel odierni. • Nei prossimi anni è atteso l'avvio di una produzione globale di larga scala di FCEV e si prospetta quindi una significativa riduzione dei costi. • È necessario adattare le stazioni di rifornimento alla presenza dell'idrogeno (condotte dedicate, oppure impianti di produzione e stoccaggio in loco), affrontando le relative questioni di sicurezza. • L'idrogeno deve essere stoccato a bordo in forma compressa, con conseguenti consumi energetici per la compressione. Per i camion di lunga percorrenza, l'idrogeno deve essere compresso indicativamente a 700 bar, con una corrispondente spesa energetica pari a circa il 7% del contenuto energetico dell'idrogeno con la tecnologia attuale. (I consumi salgono notevolmente in caso di liquefazione). [20] • La produzione di idrogeno tramite elettrolisi comporta un aumento dei consumi elettrici nazionali, ma è possibile concentrare la produzione durante i periodi di overgeneration (si veda la sezione "Power-to-X"). • È importante creare una filiera produttiva delle <i>fuel cell</i> impostata sulla sostenibilità, che includa il loro riciclo-riutilizzo. <p>Riferimenti: [3], [6], [11], [13], [14], [15], [16], [17], [18], [19], [20]</p>

Cambio del combustibile (si veda anche sezione "Power-to-X" per il Technology Readiness Level degli impianti di produzione dei combustibili alternativi)

Tecnologia	Descrizione
<p>Motori a combustione interna a: a) biodiesel; b) diesel sintetico ottenuto da gassificazione/pirolisi di biomassa, oppure da H₂ e CO₂; c) diesel da <i>upgrade</i> del metanolo sintetico ottenuto da H₂ e CO₂.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • I camion continuano ad utilizzare i tradizionali motori diesel (il biodiesel può essere miscelato con il diesel tradizionale fino al 20-30% senza applicare alcuna modifica ai motori, mentre servono alcune modifiche non sostanziali nel caso si utilizzi biodiesel puro). • Non serve costruire una nuova infrastruttura di distribuzione. • Il potenziale del biodiesel 'avanzato', cioè ottenibile da biomasse non in competizione con le colture alimentari, è limitato. • La produzione di diesel sintetico da H₂ elettrolitico e CO₂ comporta una perdita di energia e necessita di una fonte di CO₂ neutra (si veda sezione "Power-to-X"). <p>Riferimenti: [6], [21], [22], [23], [24]</p>

Tecnologia	Descrizione
Motori a combustione interna a: a) biometano liquefatto; b) metano sintetico liquefatto ottenuto da H ₂ e CO ₂ .	<ul style="list-style-type: none"> • I camion a GNL rappresentano una tecnologia consolidata e sono già presenti sul mercato. • Non occorre costruire una nuova infrastruttura di distribuzione, ma occorrerebbe potenziare quella esistente. • I veicoli a GNL hanno un'autonomia minore rispetto ai veicoli diesel per via della minore densità energetica del combustibile (in volume) rispetto ai combustibili liquidi. • La liquefazione del combustibile comporta perdite energetiche, anche se inferiori rispetto ai veicoli ad idrogeno. • Il potenziale del biometano è limitato. • La produzione di metano sintetico da H₂ elettrolitico e CO₂ comporta una perdita di energia e necessita di una fonte di CO₂ neutra (si veda sezione "Power-to-X"). <p>Riferimenti: [6], [21], [25], [23], [24]</p>
Motori a combustione interna a: a) metanolo sintetico ottenuto da H ₂ e CO ₂ .	<ul style="list-style-type: none"> • Non occorre costruire una nuova infrastruttura di distribuzione. • La combustione del metanolo ha minori impatti sulla qualità dell'aria rispetto a benzina e diesel (es. particolato). • È necessario modificare i motori tradizionali per utilizzare miscele ad alta percentuale di metanolo o metanolo puro per risolvere i relativi problemi di corrosione e ignizione (nelle attuali auto a benzina il metanolo può essere utilizzato solo in miscela fino al 3% o 15% in volume). Sono stati completati positivamente programmi dimostrativi per lo sviluppo di veicoli leggeri e pesanti a metanolo, soprattutto in Cina, dove è stato testato un camion <i>dual fuel</i> diesel-metanolo e lanciato il primo camion pesante 100% metanolo nel 2019. • La produzione di metanolo sintetico da H₂ elettrolitico e CO₂ comporta una perdita di energia e necessita di una fonte di CO₂ neutra (si veda sezione "Power-to-X"). <p>Riferimenti: [6], [26], [27], [28], [23], [24]</p>

2. Trasporto navale

Rilevanza nell'attuale sistema energetico italiano: nel 2015, i combustibili consumati per il trasporto navale interno ai confini nazionali rappresentano circa l'1% dei consumi finali di energia del Paese [2]. Tuttavia, tenendo conto anche dei bunkeraggi per il trasporto internazionale, i consumi per il trasporto interno costituiscono solo il 42% dei consumi energetici complessivi del trasporto navale [1].

Possibili approcci alla decarbonizzazione del settore: analogamente a quanto visto per i mezzi pesanti, il settore del trasporto navale può essere decarbonizzato facendo ricorso a diverse tipologie di motori, oppure a combustibili alternativi a zero emissioni.

Tecnologia	Descrizione
Navi con motori elettrici con batterie a bordo.	<ul style="list-style-type: none"> • L'elettrificazione diretta è altamente efficiente nell'ottica di sistema: i motori elettrici sono più efficienti dei motori a combustione interna e, rispetto al <i>fuel switch</i> verso altri vettori energetici, non si devono sostenere le perdite di energia per convertire l'elettricità in combustibili sintetici a zero emissioni (ad esempio, idrogeno). • Nei Paesi scandinavi, esistono già traghetti passeggeri elettrici con batteria che percorrono tratte brevi e ricaricano le batterie durante le operazioni di carico-scarico. Per consentire il loro funzionamento, sono stati quindi elettrificati i porti di entrambe le banchine, installando delle batterie fra la rete e i punti di ricarica

Tecnologia	Descrizione
	<p>ad alta capacità per evitare di sovraccaricare la rete elettrica durante il <i>fast charging</i>.</p> <ul style="list-style-type: none"> • La bassa densità energetica delle batterie fa sì che l'opzione si presti solo per traghetti e navi che coprono brevi percorrenze. • È necessario adattare le infrastrutture elettriche dei porti alla ricarica delle navi. <p>Riferimenti: [29], [30]</p>
<p>Navi con <i>fuel cell</i> a idrogeno: navi con motore elettrico in cui l'energia elettrica è prodotta a bordo dalle celle a combustibile a idrogeno.</p> <p>TRL: 4-5</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Opzione potenzialmente adatta anche alle lunghe distanze per il trasporto internazionale (H₂ liquefatto). • Elevata efficienza delle <i>fuel cell</i> a idrogeno (50-60%). • Aggiungendo un <i>fuel reformer</i> a monte delle <i>fuel cell</i>, è possibile accumulare a bordo delle navi metano o metanolo e convertirli in idrogeno prima dell'invio alla <i>fuel cell</i>. • Ad oggi, esistono navi con <i>fuel cell</i> a idrogeno, ma si tratta di prototipi installati su piccoli traghetti passeggeri. La tecnologia necessita di ulteriori sviluppi prima di poter essere applicata su navi di grandi dimensioni. • È necessario adattare le infrastrutture dei porti alla ricarica di navi a idrogeno e affrontare le questioni di sicurezza legate alla gestione dell'idrogeno nei porti e a bordo delle navi. • La liquefazione del combustibile per lo stoccaggio a bordo comporta perdite energetiche. • La produzione di idrogeno tramite elettrolisi comporta un aumento dei consumi elettrici nazionali, ma è possibile concentrare la produzione durante i periodi di overgeneration (si veda anche la sezione "Power-to-X"). <p>Riferimenti: [16], [29], [31], [32], [33], [20]</p>
<p>Navi con <i>fuel cell</i> a metanolo diretto (<i>Direct Methanol Fuel Cell</i>, DMFC): navi con motore elettrico in cui l'energia elettrica è prodotta a bordo dalle celle a combustibile a metanolo.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Opzione adatta anche alle lunghe distanze. Il metanolo ha un'alta densità energetica ed è più facile da gestire e accumulare rispetto all'idrogeno. • Le navi con <i>fuel cell</i> a metanolo sono ancora in fase dimostrativa. La tecnologia necessita di ulteriori sviluppi per limitare i fenomeni che ne penalizzano la scarsa efficienza (circa 20%) e la ridotta vita utile. • La produzione di metanolo sintetico da H₂ elettrolitico e CO₂ comporta una perdita di energia e necessita di una fonte di CO₂ neutra (si veda la sezione "Power-to-X"). <p>Riferimenti: [29], [31], [34], [24]</p>
<p>Navi con motori a combustione interna a: a) biocombustibili; b) carburanti sintetici ottenuti da H₂ e CO₂.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Opzione adatta anche alle lunghe distanze. I combustibili liquidi hanno un'alta densità energetica e sono più facili da gestire e stoccare rispetto all'idrogeno. Il settore navale ha già avviato uno <i>shift</i> verso il GNL (ad oggi di origine fossile) per rispettare i più stringenti limiti al tenore di zolfo dei combustibili marittimi introdotti dall'International Maritime Organization (IMO). • Il potenziale del biometano e del biodiesel avanzato, cioè ottenibile da biomasse non in competizione con le colture alimentari, è limitato. • Esistono esempi di traghetti con motore 100% metanolo già operativi (es. in Svezia). • La produzione di combustibili sintetici (es. metano, metanolo, diesel) da H₂ elettrolitico e CO₂ comporta una perdita di energia e necessita di una fonte di CO₂ neutra (si veda la sezione "Power-to-X"). <p>Riferimenti: [29], [35], [36], [24]</p>

3. Trasporto aereo

Rilevanza nell'attuale sistema energetico italiano: nel 2015, i combustibili consumati per il trasporto aereo all'interno dei confini nazionali rappresentano lo 0,6% dei consumi finali di energia del Paese [2]. Tuttavia, tenendo conto anche dei bunkeraggi per il trasporto internazionale, i consumi per il trasporto interno costituiscono solo il 18% dei consumi energetici complessivi del trasporto aereo [1].

Possibili approcci alla decarbonizzazione del settore: il settore dell'aviazione presenta delle importanti sfide per la decarbonizzazione. La densità energetica delle batterie, infatti, è ancora troppo lontana dal rendere possibile l'elettificazione di voli aerei di lunga distanza. La produzione di biocarburanti avanzati di II e III generazione e del kerosene sintetico [38] rappresentano, ad oggi, le uniche opzioni di decarbonizzazione verosimilmente adatte al settore [16], [20], [30], [37].

Per quanto riguarda i biocombustibili avanzati, cioè ottenibili da biomasse non in competizione con le colture alimentari, il potenziale è limitato. La produzione di combustibile sintetico, invece, risulta difficoltosa perché avrebbe impatti indiretti sui consumi elettrici nazionali per la produzione di idrogeno tramite elettrolisi, e perché richiede una fonte di CO₂ neutra (si veda la sezione "Power-to-X").

4. Industria manifatturiera: produzione di calore ed emissioni di processo

Rilevanza nell'attuale sistema energetico italiano: nel 2015, le emissioni di processo sono pari a 14 milioni di tonnellate di CO₂ (di cui circa il 70% da cemento e acciaio) [1] e la produzione di calore industriale è responsabile di poco meno del 15% dei consumi finali di energia del Paese (considerando sia i consumi finali di combustibili, sia la quota di elettricità destinata agli usi termici, es. forni elettrici) [39].

Possibili approcci alla decarbonizzazione del settore: a fianco delle soluzioni "convenzionali" (quali adozione delle *Best Available Technologies*, metodiche per l'incremento dell'efficienza energetica, recupero del calore di scarto, rinnovabili termiche per l'industria), ci sono possibili opzioni innovative trasversali e settoriali per la riduzione delle emissioni di gas serra nell'industria. Senza andare nel dettaglio delle opzioni applicabili in ogni singolo settore produttivo, è possibile indicare tre approcci comuni alla decarbonizzazione, di seguito descritti: i) *switch* da combustibili fossili a bioenergie o metano sintetico, ii) cattura e stoccaggio della CO₂ (CCS), iii) elettrificazione dei consumi.

Per quanto riguarda la CCS, che è l'unica tecnologia in grado di ridurre le emissioni di processo dove presenti, si rimanda alla sezione "Cattura della CO₂".

Tecnologia	Descrizione
<p>Fuel switch verso le bioenergie (biomassa, biometano)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilità di decarbonizzare la produzione di calore anche ad alta temperatura senza modificare gli impianti industriali, né aggiungere CCS. • Nei cementifici, lo <i>switch</i> verso la biomassa solida non richiede significative modifiche al processo produttivo (l'attuale produzione del <i>clinker</i> si basa principalmente sull'uso di carbone e altri combustibili solidi secondari). • Il potenziale delle biomasse e del biogas/biometano è limitato. • La produzione di metano sintetico da H₂ elettrolitico e CO₂ comporta una perdita di energia e necessita di una fonte di CO₂ neutra (si veda sezione "Power-to-X"). • In vari settori può essere necessario effettuare in loco la gassificazione/pirolisi della biomassa prima del suo utilizzo (con conseguenti perdite energetiche per la trasformazione). • Le emissioni di processo, se presenti, non possono essere ridotte applicando soltanto il <i>fuel switch</i> del combustibile. <p>Riferimenti: [40], [41], [42], [43]</p>

Tecnologia	Descrizione
Elettificazione della produzione di calore a bassa temperatura (100-150°C): Pompe di calore elettriche industriali⁴	<ul style="list-style-type: none"> • L'elettificazione diretta è altamente efficiente nell'ottica di sistema: le pompe di calore sono più efficienti delle caldaie (COP: Coefficiente di Prestazione > 3) e, rispetto al <i>fuel switch</i> verso altri vettori energetici, non si devono sostenere le perdite di energia per convertire l'elettricità in combustibili sintetici a zero emissioni (ad esempio, Power-to-Gas). • La tecnologia è disponibile a scala commerciale, tuttavia non è diffusa perché non è conveniente economicamente, nel contesto attuale. • La tecnologia è idonea agli usi termici a bassa temperatura (<100°C), ma esistono modelli che possono servire anche usi termici fino a circa 150°C, combinando le pompe di calore con un <i>Heat Booster</i> in grado di innalzare la temperatura. <p>Riferimenti: [4], [44], [45], [46], [40], [41], [47], [48], [49]</p>
Elettificazione della produzione di calore a media temperatura (100-500°C)	<p>Esempi: <i>Mechanical vapour recompression, boiler elettrici, essiccazione a infrarossi, forni a microonde.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • L'elettificazione diretta è altamente efficiente nell'ottica di sistema (non si devono sostenere le perdite energetiche per convertire l'elettricità in altri vettori energetici a zero emissioni, es. Power-to-Gas). • Si tratta di tecnologie commerciali, tuttavia non sono diffuse perché non convenienti economicamente, nel contesto attuale. • Gli asset produttivi possono avere una lunga vita utile (ad esempio, nelle cartiere): entro il 2050, per ogni stabilimento ci sono potenzialmente una o nessuna opportunità di sostituzione a fine vita delle attuali tecnologie installate con tecnologie elettriche. <p>Riferimenti: [4], [44], [40], [41], [47], [11], [50]</p>

⁴ Le pompe di calore sono macchine in grado di prelevare calore dall'ambiente esterno a temperatura minore (es. dall'aria o dalle acque superficiali o di falda, da calore di scarto a bassa temperatura) e di trasferirlo ad un pozzo termico a temperatura maggiore (es. acqua calda per riscaldamento o per usi industriali a bassa temperatura).

Tecnologia	Descrizione
<p>Eletrificazione della produzione del calore ad alta temperatura (> 500°C, fino a 1100-1600°C per i processi principali dei settori acciaio, cemento, vetro, ceramica, <i>steam cracking</i>)</p>	<p><i>Esempi: forni di fusione a induzione, tecnologie al plasma, raggi infrarossi, raggi ultravioletti, microonde, resistenze elettriche.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • L'eletrificazione diretta è altamente efficiente nell'ottica di sistema (non si devono sostenere le perdite energetiche per convertire l'elettricità in altri vettori energetici a zero emissioni, es. Power-to-Gas). Inoltre, le tecnologie hanno elevate efficienze di uso finale, maggiore controllabilità e possibilità di ottimizzare i processi. • Nel caso di piccole realtà produttive settoriali esistono già forni di fusione totalmente elettrici (ad esempio, per alcuni tipi di vetro). • Nel settore del cemento, se fosse applicata l'eletrificazione, verrebbero eliminati i fumi generati dalla combustione e la CO₂ di processo sarebbe rilasciata come flusso puro: la sua cattura, quindi, non comporterebbe costi di investimento aggiuntivi e i costi operativi sarebbero limitati ai soli consumi elettrici per la compressione. La tecnologia, tuttavia, ha TLR 2-3 e non è stata quindi considerata negli scenari. • Un'eletrificazione diretta e indiretta è possibile anche nel settore dell'acciaio primario. Il forno ad arco elettrico può sostituire il forno di affinazione (BOF, <i>basic oxygen furnace</i>) per trasformare il ferro in acciaio, modificando però completamente anche l'intero processo produttivo a monte: andrebbero eliminati i processi di cokeria, sinterizzazione e l'altoforno, sostituendoli con una trasformazione diretta dei minerali ferrosi in ferro. È ciò che avviene nei processi di <i>Direct Reduced Iron</i> che possono utilizzare metano (TRL: 9) o idrogeno come agente riducente (TRL: 4-5 nel caso dell'idrogeno elettrolitico), oppure nei processi di <i>electrowinning</i>⁵ che consumano solo energia elettrica (TRL: 4). • In generale, l'eletrificazione richiede un cambio dei forni che rappresentano l'elemento principale dei processi produttivi e che sono integrati con il resto del sistema di produzione. La conseguente complessità tecnica fa sì che vi siano incertezze sulla reale fattibilità dell'eletrificazione negli stabilimenti di grande capacità produttiva (es. forni elettrici di grandi dimensioni). Nel settore della ceramica, ad esempio, i <i>large-scale electric kiln</i> hanno TRL 5-6. Nel settore dell'acciaio primario, i processi di <i>Direct Reduced Iron</i> o di <i>electrowinning</i> hanno TRL 4-5. • Gli asset produttivi hanno una lunga vita utile: entro il 2050, per ogni stabilimento ci sono 1-2 opportunità di sostituzione delle tecnologie attuali giunte a fine vita con forni elettrici. In questo caso, ulteriori importanti barriere sono le tempistiche della futura decarbonizzazione del settore elettrico e la preoccupazione degli industriali riguardo a sicurezza e costi dell'elettricità in futuro (i combustibili attualmente in uso hanno bassi costi, perfino negativi nel caso di combustibile da rifiuti, e andrebbero sostituiti con elettricità in <i>baseload</i>). • Vi è una generale mancanza di dati e informazioni dettagliate per poter inserire nei modelli alcune di queste tecnologie. Anche la letteratura, spesso, non consente di costruire una conoscenza sufficiente dei processi più innovativi. <p>Riferimenti: [4], [44], [40], [41], [47], [11], [50], [51], [52], [53], [54], [55], [56], [57], [58], [59], [60], [125], [127], [128]</p>

⁵ Recenti ricerche mirano a sviluppare processi modulari di *electrowinning* a bassa temperatura (110°C) che potrebbero combinarsi con una produzione decentralizzata dell'acciaio primario, eventualmente da accoppiare agli esistenti forni ad arco elettrico utilizzati per la produzione di acciaio da rottami.

5. Edifici: produzione di calore per riscaldamento di ambienti e acqua calda sanitaria

Rilevanza nell'attuale sistema energetico italiano: nel 2015, i consumi di combustibili ed elettricità per soddisfare la domanda di calore negli edifici (riscaldamento ambienti e acqua calda sanitaria, ACS) rappresentano circa il 30% dei consumi finali di energia del Paese [61].

Possibili approcci alla decarbonizzazione del settore: il settore può essere decarbonizzato combinando tre principali approcci: i) elettrificazione del riscaldamento; ii) decarbonizzazione della rete del gas; iii) decarbonizzazione delle reti di teleriscaldamento. In ogni caso, vista l'attuale rilevanza del settore sui consumi finali del Paese, è fondamentale ridurre, in primo luogo, la domanda complessiva di calore da fornire agli edifici. Senza un sufficiente miglioramento dell'isolamento termico degli involucri, infatti, realizzare un'elettrificazione diffusa comporterebbe impatti insostenibili sul sistema elettrico. Lo stesso si potrebbe dire per la decarbonizzazione della rete del gas, approccio che introduce consumi elettrici indiretti per la produzione di idrogeno e metano sintetico. Per quanto riguarda la decarbonizzazione delle reti di teleriscaldamento, migliorare la classe energetica degli edifici è necessario per lo sviluppo di reti di quarta generazione in grado di sfruttare svariate fonti di energia rinnovabile a bassa temperatura.

Ciò detto, le tecnologie rilevanti per la decarbonizzazione del settore hanno già raggiunto (o quasi) la maturità tecnologica. Difficoltà per la loro diffusione si registrano nel superare le barriere socioeconomiche alla riqualificazione del parco edilizio (residenziale e terziario, pubblico e privato) e nell'armonizzare la transizione del settore (tempi e modalità) con la decarbonizzazione del restante sistema energetico.

Sono presentate, di seguito, le tecnologie disponibili per decarbonizzare gli edifici autonomi e quelli serviti da reti di teleriscaldamento.

Edifici autonomi

Tecnologia	Descrizione
Impianti a biomassa: stufe, caldaie e caminetti a pellet o cippato TRL: 9	<ul style="list-style-type: none">• La biomassa, se prodotta e sfruttata in modo sostenibile, è un combustibile ad emissioni di CO₂ neutra.• La biomassa è una risorsa facilmente disponibile ed economica in certe circostanze.• Disponibilità limitata della risorsa.• Emissioni di altri inquinanti locali (con impatti sulla qualità dell'aria).• Efficienza degli impianti relativamente bassa, in particolare per i sistemi a cippato.• La tecnologia diventa più complessa se la si vuole utilizzare sia per il servizio di riscaldamento, sia per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS). Riferimenti: [62], [48]

Tecnologia	Descrizione
<p>Pompe di calore elettriche⁶ Tipologie: aria-aria, aria-acqua, acqua-acqua.</p> <p>TRL: 9</p>	<ul style="list-style-type: none"> • L'elettrificazione diretta è altamente efficiente nell'ottica della decarbonizzazione del sistema: le pompe di calore elettriche sono tecnologie di uso finale altamente efficienti (Coefficiente di Prestazione Stagionale, SCOP > 2,5) grazie alla quota di calore rinnovabile prelevato dall'ambiente. Inoltre, rispetto al <i>fuel switch</i> verso altri vettori energetici, con l'elettrificazione diretta non si devono sostenere le perdite di energia per convertire l'elettricità in combustibili sintetici (es. idrogeno o metano sintetico). • La stessa macchina può fornire calore per riscaldamento degli ambienti e per l'acqua calda sanitaria. Le pompe di calore reversibili, inoltre, forniscono anche il servizio di raffrescamento per la stagione estiva. • La tecnologia si presta a soluzioni di <i>Demand-Side-Management</i> per aumentare la flessibilità al sistema elettrico. • La tecnologia è matura, anche se sono in corso sforzi R&D per ottimizzazione le scelte di progettazione e installazione e la gestione del sistema edificio-impianto tramite sistemi di controllo automatico. • L'efficienza di una pompa di calore (Coefficiente di Prestazione, COP) dipende fortemente dalla differenza di temperatura fra la sorgente fredda (es. l'aria ambiente da cui viene prelevato il calore), e il pozzo caldo (es. l'acqua nella condotta di mandata del sistema di distribuzione del calore). Per questo motivo: <ol style="list-style-type: none"> i. Per operare le pompe di calore elettriche con un'alta efficienza, è importante che l'edificio abbia un buon livello di isolamento termico e/o un sistema di distribuzione del calore a bassa temperatura (pannelli radianti o termoconvettori, invece di radiatori). In tal modo, la temperatura di mandata del sistema di distribuzione può essere contenuta. Negli edifici di vecchia costruzione, quindi, bisogna tenere conto che non è sempre possibile sostituire una caldaia tradizionale con una pompa di calore elettrica senza affrontare una ristrutturazione più profonda. ii. L'efficienza delle pompe di calore elettriche aria-aria e aria-acqua scende al diminuire della temperatura esterna: in corrispondenza di ondate di freddo, una vasta diffusione della tecnologia potrebbe dar luogo a importanti carichi elettrici aggiuntivi sulla rete elettrica nazionale. Nei mesi invernali, per giunta, la produzione del fotovoltaico è minore. Per limitare questi impatti, è importante affiancare la diffusione delle pompe di calore elettriche a interventi di miglioramento dell'isolamento termico degli edifici, in modo da ridurre la domanda termica da elettrificare. • Nel caso di pompe di calore elettriche aria-aria, è necessario un sistema integrativo per la produzione separata di acqua calda sanitaria. • Nel caso di pompe di calore elettriche aria-acqua o acqua-acqua, la produzione di acqua calda sanitaria non è istantanea e occorre installare un accumulo. <p>Riferimenti: [6], [48], [62], [63], [64], [65]</p>

⁶ Le pompe di calore sono macchine in grado di prelevare calore dall'ambiente esterno a temperatura minore (es. dall'aria o dalle acque superficiali o di falda) e di trasferirlo ad un pozzo termico a temperatura maggiore (es. acqua calda nel circuito di riscaldamento dell'abitazione). Questo processo di trasferimento del calore può avvenire solo grazie ad un apporto energetico esterno, in genere rappresentato da energia elettrica (pompe di calore elettriche) o da un combustibile (pompe di calore a gas).

Tecnologia	Descrizione
<p>Pompe di calore elettriche ibride: caldaia a condensazione affiancata ad una pompa di calore elettrica</p> <p>TRL: 9</p>	<ul style="list-style-type: none"> • La soluzione consente di limitare gli svantaggi delle pompe di calore elettriche: nel caso delle soluzioni ibride, infatti, la pompa di calore elettrica è progettata per fornire il carico di base, mentre i picchi di domanda termica sono forniti dalla caldaia a gas (es. durante le ondate di freddo invernali, ma anche nelle prime ore del mattino all'accensione dell'impianto di riscaldamento). Si possono così installare pompe di calore elettriche a parziale copertura del calore anche in edifici con uno scarso livello di isolamento termico e/o un sistema di distribuzione tradizionale (caloriferi). • L'elettificazione è solo parziale: restano quindi delle emissioni di CO₂, a meno che la rete gas non distribuisca gas a CO₂ neutra (biometano, metano sintetico, idrogeno). Tuttavia, il potenziale del biometano è limitato e la produzione di metano sintetico da H₂ elettrolitico e CO₂ comporta una perdita di energia (si veda la sezione "Power-to-X"). <p>Riferimenti: [11], [62], [65]</p>
<p>Pompe di calore a gas</p> <p>TRL: 8-9</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Le pompe di calore a gas sono tecnologie di uso finale altamente efficienti: anche se la quota di calore rinnovabile prelevato dall'ambiente è inferiore a quella delle pompe di calore elettriche, il rendimento (<i>Seasonal Gas Utilization Efficiency</i>, SGUE) è comunque superiore a quello raggiungibile dalle caldaie a condensazione (SGUE > 1,4). • Le pompe di calore a gas sono facilmente integrabili anche negli edifici esistenti dotati di termosifoni e situati in zone climatiche fredde. Al contrario delle pompe di calore elettriche, infatti, il rendimento delle pompe di calore a gas è meno sensibile alle variazioni della temperatura esterna e non scende significativamente in presenza di un sistema di distribuzione del calore ad alta temperatura. • La tecnologia utilizza attualmente gas naturale: restano quindi delle emissioni di CO₂, a meno che la rete gas non distribuisca gas a CO₂ neutra (biometano, metano sintetico, idrogeno). Tuttavia, il potenziale del biometano è limitato e la produzione di metano sintetico da H₂ elettrolitico e CO₂ comporta una perdita di energia e necessita di una fonte di CO₂ neutra (si veda la sezione "Power-to-X"). • La tecnologia è stata introdotta recentemente sul mercato. I modelli ad oggi disponibili (o in fase pre-commerciale) hanno taglie medio-grandi. Le applicazioni tipiche riguardano condomini con riscaldamento centralizzato ed edifici del terziario (TRL 9), o abitazioni monofamiliari con una significativa domanda annua di calore (es. ville autonome, TRL 8). <p>Riferimenti: [62], [63], [65]</p>
<p>Impianti solari termici</p> <p>TRL: 9</p>	<ul style="list-style-type: none"> • La tecnologia converte direttamente l'energia solare in energia termica che può essere utilizzata per coprire il 100% della domanda di acqua calda sanitaria, e per integrare il sistema di riscaldamento principale degli ambienti. • Ai fini della decarbonizzazione del sistema energetico, la tecnologia entra in competizione con il fotovoltaico, non solo in termini di costi, ma anche per quanto riguarda l'occupazione di spazio sui tetti. <p>Riferimenti: [62], [65], [66]</p>

Tecnologia	Descrizione
<p>Impianti di microgenerazione (micro CHP):</p> <ul style="list-style-type: none"> • motori a combustione interna a gas • turbine a gas • <i>fuel cell</i> a gas o a idrogeno <p>TRL: 9</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Gli impianti effettuano una produzione congiunta di elettricità e calore per ACS e riscaldamento; l'elettricità che non è consumata in loco viene immessa sulla rete elettrica (produzione distribuita). Gli impianti potrebbero quindi contribuire al bilanciamento della rete e partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento. • Gli impianti possono essere progettati per inseguire il carico termico o il carico elettrico dell'edificio ed essere affiancati da un <i>boiler</i> di integrazione e/o un accumulo termico per bilanciare la produzione e il consumo di calore. Un sistema di micro CHP integrato ad un accumulo termico, in particolare, può fornire flessibilità alla rete elettrica nazionale grazie alle possibilità di <i>Demand Side Management</i> (per es. potrebbe produrre elettricità se serve alla rete elettrica, e accumulare calore nell'accumulo termico). • Gli impianti di microCHP a <i>fuel cell</i> possono utilizzare sia metano che idrogeno come combustibile e hanno una maggiore efficienza elettrica rispetto ai microCHP a gas tradizionali. Sono quindi più adatti a servire edifici con un buon isolamento termico. • La tecnologia utilizza attualmente gas naturale: restano quindi delle emissioni di CO₂, a meno che la rete gas non distribuisca gas a CO₂ neutra (biometano, metano sintetico, idrogeno). Tuttavia, il potenziale del biometano è limitato e la produzione di metano sintetico da H₂ elettrolitico e CO₂ comporta una perdita di energia (si veda la sezione "Power-to-X"). • Gli impianti di micro CHP a <i>fuel cell</i> hanno costi di investimento relativamente alti e la tecnologia necessita di ulteriori sviluppi per prolungare la vita utile delle celle. <p>Riferimenti: [6], [19], [20], [62], [67], [68], [69]</p>

Edifici serviti da reti di teleriscaldamento

Tecnologia	Descrizione
<p>Teleriscaldamento tradizionale (alta temperatura, 70-100°C)</p> <p>Produzione centralizzata del calore tramite:</p> <ul style="list-style-type: none"> • combustione di gas, rifiuti, biomasse presso centrali di cogenerazione e caldaie centralizzate; • calore di scarto da processi industriali a media temperatura; • calore geotermico. 	<ul style="list-style-type: none"> • Il teleriscaldamento permette di diversificare e sfruttare diverse fonti energetiche sul territorio e di recuperare il calore di scarto da processi industriali, dove presente. • Installando sistemi di accumulo termico (anche stagionale), è possibile ottimizzare la gestione dell'energia sulle reti di teleriscaldamento (<i>Demand Side Management</i>) e contemporaneamente fornire flessibilità al sistema elettrico (si veda la sezione "Power-to-Heat" di seguito). • È possibile integrare il servizio di teleraffrescamento. • Si deve sostenere un alto costo iniziale per realizzare le infrastrutture di rete. • Lungo le reti avvengono perdite di energia per dispersione termica (nel 2017, in Italia, le perdite sono state pari al 18% dell'energia immessa). • Il potenziale delle bioenergie è limitato (biomassa, biometano) e, operando ad alta temperatura, è limitato anche il potenziale di integrazione di solare termico e pompe di calore. La decarbonizzazione della produzione centralizzata del calore è quindi legata alla possibilità di decarbonizzare la rete gas. <p>Riferimenti: [70], [71], [72], [73], [74]</p>
<p>Teleriscaldamento a bassa temperatura (30-70°C)</p> <p>Produzione centralizzata del calore tramite i</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Rispetto al teleriscaldamento tradizionale, nelle reti a bassa temperatura ci sono più opportunità di decarbonizzazione poiché è possibile integrare fonti di calore con temperature minori di 100°C, in particolare: calore di scarto a bassa

Tecnologia	Descrizione
sistemi indicati sopra, più: <ul style="list-style-type: none"> • solare termico centralizzato; • pompe di calore centralizzate; • calore di scarto anche a bassa entalpia. 	entalpia, impianti solari termici centralizzati ⁷ , pompe di calore elettriche centralizzate ad alta efficienza (COP > 2,8 – 3,5). <ul style="list-style-type: none"> • Le perdite di energia sono minori sulle reti a bassa temperatura, se paragonate con quelle ad alta temperatura (le perdite si attestano su valori < 10%). • È necessario che gli edifici serviti abbiano un sufficiente livello di isolamento termico (più semplice su quartieri nuovi con edifici a bassa domanda di riscaldamento invernale e dotati anche di riscaldamento a pavimento). Riferimenti: [73], [75], [76], [77]

6. Trasformazione dell'energia elettrica in altri vettori energetici (Power-to-X)

Descrizione: ai fini della decarbonizzazione, risultano interessanti le trasformazioni dell'energia elettrica in altri vettori energetici:

- calore da immettere in apposite reti di distribuzione;
- idrogeno da utilizzare direttamente nei settori finali, oppure da trasformare in combustibili sintetici a base di idrogeno e CO₂ [78].

Ogni trasformazione comporta una perdita di energia, ma questi nuovi vettori energetici potranno contribuire alla decarbonizzazione dei settori finali non elettrificati. Sono presentate, di seguito, le seguenti trasformazioni:

- i) Power-to-Heat (conversione di elettricità in calore);
- ii) Power-to-Hydrogen (conversione di elettricità in idrogeno);
- iii) Hydrogen-to-Gas (conversione di idrogeno in gas metano);
- iv) Hydrogen-to-Liquid (conversione di idrogeno in combustibili liquidi).

Rilevanza nell'attuale sistema energetico italiano: le opzioni descritte non sono presenti nel sistema energetico attuale.

Rilevanza ai fini della decarbonizzazione del sistema energetico: con l'aumento della capacità installata di rinnovabili elettriche (fotovoltaico in particolare), caratterizzate da fluttuazioni di produzione, ci saranno molte ore dell'anno in cui la produzione di elettricità supererà i consumi. Dopo aver garantito il bilanciamento orario giornaliero dei consumi finali elettrici (es. tramite batterie), l'ulteriore overgeneration potrà essere trasformata in calore, o in idrogeno e successivamente in combustibili sintetici a base di idrogeno e CO₂. Pertanto, la produzione di questi nuovi vettori energetici rappresenta una criticità, dal momento che comporterà dei consumi elettrici aggiuntivi, ma anche un'opportunità: se le tecnologie di Power-to-X saranno scelte e progettate in modo da essere flessibili, infatti, sarà possibile concentrare gran parte del loro utilizzo durante i periodi caratterizzati da elettricità in eccesso. Le tecnologie di Power-to-X, inoltre, rendono possibile lo stoccaggio stagionale dell'energia elettrica (l'overgeneration della stagione estiva può essere convertita in vettori energetici utilizzabili in inverno).

Power-to-Heat: conversione dell'elettricità in eccesso in energia termica per reti di teleriscaldamento

Si premette che sono escluse da questa sezione le pompe di calore elettriche e i tradizionali *boiler* elettrici per la produzione di acqua calda sanitaria: queste due tecnologie, infatti, sono progettate in base alla domanda termica da soddisfare nelle abitazioni e sono già state discusse nella sezione 5. *Edifici*.

⁷ Il rendimento di un campo solare termico, oltre che dalla latitudine e dalla qualità del pannello, dipende dalle temperature operative dell'impianto; in particolare, il rendimento di un pannello solare decresce all'aumentare della temperatura di lavoro. Per questo motivo: 1) il solare termico è generalmente integrato sulla condotta di ritorno delle reti di teleriscaldamento; 2) se il solare termico è integrato ad una rete esistente (tipicamente ad alta temperatura), la producibilità è più bassa; viceversa, è più alta in caso di integrazione in moderne reti di IV generazione progettate per lavorare a temperature minori.

Con *Power-to-Heat* si intendono le tecnologie il cui scopo primario è quello di dare flessibilità al sistema elettrico assorbendo l'overgeneration generata dalle fonti rinnovabili e trasformandola in calore [79].

Si fa riferimento, quindi, a *boiler* centralizzati elettrici e a *boiler* centralizzati a elettrodi che convertono direttamente l'overgeneration in calore per effetto *Joule* (efficienza > 99%). I *boiler* elettrici o a elettrodi hanno tempi di risposta molto brevi e possono, quindi, contribuire all'integrazione delle rinnovabili elettriche nel sistema, in particolare se accoppiati a sistemi di stoccaggio giornaliero o stagionale dell'energia termica su reti di teleriscaldamento [79], [80], [81], [82]. Nel caso dello stoccaggio giornaliero, il calore prodotto può essere accumulato e successivamente utilizzato per coprire le punte di carico delle reti di teleriscaldamento (tipicamente di mattina e di sera durante la stagione termica), o la domanda di ACS nella stagione estiva. Nel caso dello stoccaggio stagionale, il calore accumulato durante l'estate può essere distribuito durante i mesi invernali contribuendo alla decarbonizzazione delle reti di teleriscaldamento. Gli svantaggi dei sistemi di accumulo termico sono dati dalla necessità di trovare spazio sufficiente all'interno del tessuto urbano, e dalle perdite di calore [81], [83] che avvengono durante il periodo di stoccaggio.

Power-to-Hydrogen: conversione dell'elettricità in idrogeno tramite elettrolizzatori

Gli elettrolizzatori sono impianti in cui l'acqua viene scissa in idrogeno e ossigeno attraverso il passaggio di corrente elettrica.

A fronte di una inevitabile perdita di energia dovuta alla conversione dell'elettricità in idrogeno, con l'elettrolisi si può ottenere un vettore energetico che potrà essere inviato: i) ai settori finali (es. mezzi pesanti a idrogeno); ii) alle industrie che utilizzano idrogeno come materia prima in specifici processi produttivi; iii) alla produzione di combustibili sintetici; iv) al *gas blending* per essere immesso nella rete del gas metano.

Nel contesto di un sistema energetico largamente basato su rinnovabili intermittenti, è utile valutare la flessibilità degli elettrolizzatori tenendo separati i tempi di *start-up* a caldo (cioè quando l'impianto è mantenuto nelle condizioni operative di temperatura e pressione anche durante i periodi di *stand-by*), e i tempi di *start-up* a freddo (cioè quando l'avvio dell'impianto è effettuato a temperatura ambiente dopo un lungo periodo di *shut-down*) [84]. Nella tabella che segue, la flessibilità dei diversi elettrolizzatori è discussa tenendo conto di questi due parametri.

Nel caso dell'elettrolisi a bassa temperatura, per mantenere costante la temperatura operativa è necessario allontanare il calore di scarto generato dalla reazione. Tale calore può essere convogliato su reti di teleriscaldamento o destinato ad altri processi che richiedono energia termica a bassa temperatura (es. digestori anaerobici). Nel caso dell'elettrolisi ad alta temperatura, invece, l'acqua viene immessa nella cella elettrolitica sotto forma di vapore surriscaldato a 700°C-1000°C ed è necessaria una fonte esterna di calore ad alta temperatura per sostenere il processo.

Tecnologia	Descrizione
<p>Elettrolizzatori alcalini (AEC) per elettrolisi a bassa temperatura (60-90°C)</p> <p>TRL: 7-9</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnologia commerciale adatta sia alla produzione centralizzata, sia decentralizzata. • La tecnologia non è nata per operare in carico flessibile, ma grazie ai recenti sviluppi della ricerca, gli AEC possono oggi fornire servizi ausiliari alla rete elettrica e hanno veloci tempi di start-up: lo start-up a caldo può avvenire in 1 minuto, quello a freddo in 10 minuti [16]. • Il calore di scarto a bassa temperatura può essere recuperato per aumentare l'efficienza complessiva del sistema. • La flessibilità è limitata dal fatto che, per questioni di sicurezza, nei periodi di stand-by gli AEC non possono scendere al di sotto del 20% circa del carico nominale. • La tecnologia ha una flessibilità operativa (tempi di start-up) minore rispetto agli elettrolizzatori a membrana (PEMEC). • L'idrogeno è attualmente prodotto a pressione atmosferica o al massimo a 15 bar, ed è necessario comprimerlo per gli usi successivi, sostenendo le relative perdite energetiche.

	Riferimenti: [6], [11], [13], [16], [84], [85], [86], [87], [51], [88], [89]
Elettrolizzatori a membrana elettrolitica polimerica (PEMEC)⁸ per elettrolisi a bassa temperatura (60-90°C) TRL: 7-8	<ul style="list-style-type: none"> • Ad oggi, si tratta della tecnologia più flessibile che ben si presta a concentrare la produzione durante i periodi di <i>overgeneration</i> e può fornire servizi ausiliari alla rete elettrica: lo start-up a caldo può avvenire in 1-2 secondi, lo start-up a freddo in 5 minuti. Inoltre, non c'è un vincolo di funzionamento minimo come per gli AEC [16]. • L'idrogeno è tipicamente prodotto a pressioni maggiori (circa 30 bar) rispetto agli AEC (circa 15 bar) e ciò consente un risparmio sui successivi costi di compressione [16]. • Il calore di scarto a bassa temperatura può essere recuperato per aumentare l'efficienza complessiva del sistema. • Ad oggi, la tecnologia ha un costo maggiore rispetto agli AEC e una minor vita utile. • Ad oggi, la tecnologia è commerciale solo per taglie limitate. Servono sforzi in ricerca e sviluppo per ridurne i costi. Riferimenti: come AEC
Elettrolizzatori a Ossidi Solidi (SOEC) per elettrolisi ad alta temperatura (650-900°C) (*) TRL: 6	<ul style="list-style-type: none"> • La tecnologia ha un rendimento di conversione dell'elettricità molto più alto degli elettrolizzatori a bassa temperatura (per i SOEC, l'efficienza calcolata come rapporto fra il contenuto energetico dell'H₂ in termini di PCI e l'elettricità consumata è attualmente oltre il 90%, contro il 60-65% degli AEC e PEM). Ciò è dovuto al fatto che nei SOEC parte dell'energia necessaria alla reazione è fornita sotto forma di calore, oltre al fatto che la reazione stessa avviene più facilmente ad alta temperatura e con l'acqua in forma di vapore. • Nei SOEC è possibile effettuare la co-elettrolisi di acqua e CO₂ producendo un syngas contenente H₂ e CO utile per varie applicazioni, in particolare per la produzione di combustibili liquidi sintetici (vedere sezione <i>Hydrogen-to-Liquid</i> di seguito). • Operando ad alta temperatura, i SOEC sono la tecnologia ad oggi meno flessibile: lo start-up a caldo può avvenire in 15 minuti, mentre lo start-up a freddo in diverse ore [89]. Durante la fase di esercizio del SOEC, l'elevata temperatura operativa permette di recuperare il calore in uscita, che viene utilizzato per il preriscaldamento del vapore. Tuttavia, per effettuare uno start-up a caldo, l'impianto deve essere mantenuto nelle condizioni operative di temperatura e pressione anche durante i periodi di stand-by e, nel caso dell'elettrolisi ad alta temperatura, ciò comporta perdite energetiche significative. Per limitare questo problema, in un sistema a zero emissioni potrebbe risultare di interesse integrare i SOEC con i nuovi processi di <i>Power-to-Gas</i> e <i>Power-to-Liquid</i> per recuperare il calore di scarto generato dalle relative reazioni esotermiche. Altre fonti di interesse potrebbero essere il solare termodinamico, o il calore di scarto industriale ad alta temperatura. • La tecnologia è stata dimostrata solo in laboratorio o in progetti dimostrativi di piccola scala e necessita di ulteriori progressi: ad oggi, presenta i costi maggiori e la vita utile più breve (aumentando la temperatura operativa, aumenta l'efficienza dell'elettrolisi, ma anche il tasso di degradazione dei materiali), per cui sono in corso sforzi di ricerca e sviluppo per ottimizzare tutte le fasi del processo, identificare materiali che siano più stabili anche alle alte temperature e in condizioni corrosive, e rendere il sistema più flessibile.

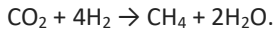
⁸ Esiste anche la variante "Anion Exchange Membrane" (AEM) in fase R&D. La AEM ha la stessa struttura della cella PEM, con la differenza che la membrana trasporta anioni OH⁻ invece dei protoni H⁺. La membrana AEM è meno costosa della PEM, ma potrebbe avere una vita utile minore per la sua minor stabilità chimica, oltre che efficienze minori. [126]

	Riferimenti: come AEC
--	------------------------------

(*) Visti gli svantaggi dell'elettrolisi ad alta temperatura (costi elevati e poca flessibilità), i SOEC sono presentati ma non sono stati considerati.

Hydrogen-to-Gas: produzione di metano sintetico (metanazione)

Il metano (CH₄) può essere prodotto sinteticamente secondo la reazione chimica:



Se la CO₂ utilizzata come reagente è neutra dal punto di vista delle emissioni climalteranti, si ottiene del metano sintetico utile per decarbonizzare i settori finali non direttamente elettrificati. A fronte di una inevitabile perdita di energia dovuta alla conversione dell'idrogeno in metano, l'opportunità offerta dalla metanazione è che consente di produrre un vettore energetico più facile da gestire rispetto all'idrogeno, infatti:

- i) esistono già le infrastrutture di trasporto, distribuzione, stoccaggio del metano su larga scala (a differenza dell'idrogeno, il metano sintetico può essere direttamente stoccato nei tradizionali siti di stoccaggio geologico del gas naturale e rappresenta, quindi, un'interessante possibilità di stoccaggio stagionale dell'*overgeneration* da fonti rinnovabili);
- ii) non è necessario convertire all'idrogeno le tecnologie che ad oggi utilizzano il gas, in particolare nei settori finali (es. caldaie domestiche).

Inoltre, se il metano sintetico venisse bruciato in centrali elettriche o nell'industria, la CO₂ neutra emessa durante la combustione potrebbe essere catturata e inviata a stoccaggio geologico (CCS) generando emissioni negative, oppure riutilizzata in processi di CCU (*Carbon Capture & Utilisation*) per produrre ulteriori combustibili sintetici, posto che sia disponibile una sufficiente quantità di idrogeno per le reazioni di sintesi.

Sono possibili due tipi di metanazione: catalitica o biologica. Nel primo caso, la reazione avviene a temperature elevate (300-550°C) e utilizza il nichel come catalizzatore. Nel secondo caso, si sfruttano dei biocatalizzatori (batteri metanigeni selezionati ad hoc) e le temperature operative sono minori (30-70°C).

La metanazione biologica è particolarmente interessante perché combina nello stesso sito la produzione di metano sintetico alla produzione del biogas. Nella metanazione biologica, infatti, è la CO₂ già presente nel biogas che viene convertita in metano, e ciò può avvenire all'interno dello stesso digestore anaerobico (metanazione in situ), oppure in un apposito reattore biologico aggiunto a valle del digestore (metanazione ex situ).

Nel caso della metanazione catalitica, invece, la CO₂ neutra può essere ottenuta tramite impianti di cattura della CO₂ dall'aria, ma questo è un processo altamente energivoro (si veda la sezione 7. "Cattura della CO₂-DAC: *Direct Air Capture*"). In alternativa, gli impianti di metanazione catalitica potrebbero utilizzare la CO₂ catturata dai fumi degli impianti industriali che bruciano biomassa o biometano. Anche questo, però, è un processo energivoro ed è complicato dal fatto che la CO₂ andrebbe poi trasportata dai luoghi di cattura fino agli impianti di metanazione catalitica.

In entrambi i casi, il processo di sintesi del metano ha un'efficienza pari a circa l'80% (cioè l'energia contenuta nel CH₄ sintetico è circa l'80% di quella contenuta nell'H₂ consumato per produrlo): il 20% dell'energia contenuta dell'idrogeno viene quindi perso sotto forma di calore. Ipotizzando un'efficienza di almeno il 70% per gli impianti di elettrolisi, l'intero processo di produzione del metano sintetico avrebbe un'efficienza del 56% (=70% * 80%), cioè l'energia contenuta nel CH₄ è circa il 56% di quella contenuta nell'elettricità consumata per produrre l'H₂ necessario alla reazione di sintesi del metano. Questi valori escludono, da un lato, l'eventuale energia necessaria per catturare la CO₂ e, dall'altro, il possibile recupero di calore di scarto. L'efficienza del processo complessivo può crollare dal 56% a valori inferiori al 15% se si include la cattura della CO₂ dall'aria sfruttando le tecnologie attualmente in fase di sviluppo (si veda la sezione 7. "Cattura della CO₂").

Tecnologia	Descrizione
<p>Metanazione catalitica termochimica</p> <p>TRL: 5-7</p>	<ul style="list-style-type: none"> • La reazione è altamente esotermica e il calore di scarto ad alta temperatura può essere recuperato e utilizzato in altri processi energivori, oppure per produrre elettricità (es. con impianti ORC). • Si contano una ventina di impianti di piccola taglia già esistenti in Europa e altri sono in costruzione. In Italia esiste un impianto pilota dimostrativo (STORE&GO project) in cui la CO₂ necessaria alla reazione è catturata dall'aria. È importante iniziare a costruire impianti di larga scala per realizzare lo scale-up della tecnologia e ridurre i costi. • Se la CO₂ e l'H₂ provengono dalla gassificazione di biomassa, la metanazione può avvenire utilizzando anche il solo biosyngas (l'aggiunta di H₂ da elettrolisi ottimizza, ma non è necessaria al processo di <i>Biomass-to-Gas</i>). • I reattori di metanazione non hanno la stessa flessibilità degli elettrolizzatori: se l'H₂ è prodotto in loco tramite elettrolizzatori progettati per sfruttare l'<i>overgeneration</i>, è necessario stoccare l'H₂ se si vogliono aumentare le ore di utilizzo degli impianti di metanazione. • Inoltre, è necessario mantenere ad almeno 200°C il reattore anche durante i periodi di <i>shut-down</i> per evitare di danneggiare il catalizzatore e per poter effettuare un veloce riavvio dell'impianto. <p>Riferimenti: [6], [13], [85], [86], [87], [90], [91], [92]</p>
<p>Metanazione biologica</p> <p>TRL: 5-7</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Dato che l'idrogeno reagisce direttamente con la CO₂ contenuta nel biogas, il processo integra la produzione di biometano con quella di metano sintetico, eliminando la fase di cattura della CO₂ durante l'<i>upgrading</i> del biogas. • Si contano una ventina di impianti pilota di piccola taglia già esistenti in Europa e altri sono in costruzione. • Il processo ha un'alta tolleranza alle impurità del biogas (es. H₂S). • La scarsissima solubilità in acqua dell'idrogeno ostacola l'efficienza del processo di metanazione biologica. Per favorire la solubilità dell'idrogeno si tende ad utilizzare un miscelatore che comporta consumi elettrici. • Il calore di scarto è a bassa temperatura e ha quindi meno opportunità di riutilizzo; in genere è inviato al digestore anaerobico per aumentare l'efficienza complessiva del processo. • Il potenziale della tecnologia è limitato al potenziale del biogas/biometano. Se però la metanazione avviene in un reattore biologico dedicato (cioè ex-situ e non all'interno del digestore anaerobico), insieme all'idrogeno è possibile aggiungere della CO₂ aggiuntiva proveniente dall'esterno (es. CCU da gassificazione di biomassa) e aumentare così la produzione di metano sintetico. • La tecnologia è ancora in fase R&D e deve essere ulteriormente sviluppata per ottimizzare il processo biologico e trasferirlo in scala industriale. <p>Riferimenti: [87], [91], [93], [92], [94]</p>

Hydrogen-to-Liquid: conversione dell'idrogeno in combustibili sintetici liquidi

I combustibili liquidi sintetici possono essere prodotti sinteticamente secondo opportune reazioni chimiche che combinano idrogeno e CO₂ (oppure monossido di carbonio).

Se i reagenti utilizzati sono neutri dal punto di vista delle emissioni climalteranti (es. CO₂ biogenica e idrogeno elettrolitico), si possono ottenere vettori energetici strategici per la decarbonizzazione dei trasporti, in particolare per i settori difficilmente elettrificabili (aerei, navi e trasporto pesante su strada). A fronte di una inevitabile perdita di energia dovuta alla conversione dell'idrogeno in idrocarburi (oltre che alla fornitura di

CO₂), è possibile mantenere i motori a combustione interna attualmente in uso nei trasporti e sfruttare l'attuale infrastruttura di distribuzione e stoccaggio dei combustibili liquidi.

La sintesi dei combustibili liquidi sintetici può avvenire secondo due percorsi diversi: attraverso la produzione di metanolo sintetico, oppure tramite il processo di Fischer-Tropsch. In entrambi i casi le efficienze sono simili e le reazioni di sintesi sono esotermiche, quindi si genera calore di scarto che può essere recuperato.

Nel caso della produzione tramite Fischer-Tropsch, i reagenti sono monossido di carbonio (CO) e idrogeno. In uscita dal processo si ottiene un combustibile liquido grezzo che viene poi raffinato per ottenere i combustibili tradizionali. Il monossido di carbonio può essere ottenuto direttamente dalla gassificazione di biomassa, oppure dalla CO₂ precedentemente catturata attraverso un reattore di *reverse water-gas shift* che converte la CO₂ in CO consumando idrogeno ($CO_2 + H_2 \rightarrow CO + H_2O$).

Se il processo di Fischer-Tropsch è accoppiato ad un elettrolizzatore ad alta temperatura (SOEC), possono esserci due tipi di vantaggi: il calore di scarto può essere inviato all'elettrolisi ottimizzando il rendimento complessivo del processo integrato, e l'elettrolizzatore può effettuare una co-elettrolisi di acqua e CO₂ producendo contemporaneamente H₂ e CO.

Nel caso della produzione tramite la sintesi del metanolo, è possibile utilizzare sia CO₂, sia CO come reagenti. La sezione di water-gas shift non è quindi necessaria neanche se si fornisce al processo un flusso di CO₂ catturata altrove. Il metanolo ottenuto può essere utilizzato nei settori del trasporto su strada e navale (direttamente come combustibile o in *fuel cell*), oppure può subire ulteriori fasi di raffinazione ed essere trasformato negli odierni combustibili tradizionali (benzina, kerosene per il trasporto aereo, diesel, biodiesel), o in dimetiletere (un prodotto che può essere bruciato in motori diesel applicando solamente piccole modifiche e che emette meno particolato rispetto al diesel).

Tecnologia	Descrizione
<p>Sintesi metanolo</p> <p>TRL: 6-7 in condizioni stabili</p> <p>TRL: 5-6 se il processo utilizza H₂ prodotto sfruttando l'<i>overgeneration</i> (TRL dedotto a partire da [28])</p>	<ul style="list-style-type: none"> • A fronte di una inevitabile perdita di energia dovuta alla conversione dell'idrogeno in idrocarburi, si ottiene un combustibile liquido di rilevanza strategica per il settore dei trasporti (in particolare, per la decarbonizzazione di aerei e navi, oltre che eventualmente dei mezzi pesanti). • La reazione di sintesi è esotermica e il calore di scarto può essere usato in input ad altri processi. • La produzione di metanolo da <i>syngas</i> è una tecnologia commerciale (TRL: 9), anche se oggi il <i>syngas</i> (miscela di CO, CO₂ e H₂) è ottenuto da gas naturale o carbone. • La produzione di metanolo a partire da gassificazione di biomassa è in fase pre-commerciale (TRL 6-7), così come quella da H₂ elettrolitico e CO₂ (TRL: 7). Inoltre, esiste un impianto commerciale in Islanda in cui il metanolo è ottenuto combinando CO₂ catturata dalle centrali geotermoelettriche e H₂ da elettrolisi. • Il metanolo può essere utilizzato in veicoli a <i>fuel cell</i> come fonte di idrogeno o in <i>fuel cell</i> a metanolo diretto (si veda la sezione "Trasporti"). • Il metanolo potrebbe essere utilizzato come materia prima, al posto degli idrocarburi, per la produzione di olefine (TRL 8-9) e composti aromatici (TRL 7) nell'industria chimica. • La sintesi del metanolo avviene in condizioni di temperatura e pressione elevate (circa 300°C e 85 bar): non può quindi avere la stessa flessibilità degli elettrolizzatori. Sono in corso sforzi R&D per aumentare la flessibilità del processo, in modo da utilizzare idrogeno ottenuto sfruttando l'<i>overgeneration</i> da fonti rinnovabili (es. prototipo realizzato nell'ambito del progetto europeo MefCO2). • Per gli usi diretti del metanolo nei motori a combustione interna, si veda la sezione 1. "Trasporto pesante su strada".

	<ul style="list-style-type: none"> Le fonti di CO₂ neutra sono limitate (inclusa la gassificazione di biomassa) e l'efficienza complessiva del processo di <i>Power-to-liquid</i> crolla se si include la cattura della CO₂ dall'aria (vale quanto detto per la metanazione). <p>Riferimenti: [6], [85], [86], [51], [95], [96], [97], [98], [99], [100], [28]</p>
<p>Upgrade del metanolo</p> <p>TRL: 5-9</p>	<ul style="list-style-type: none"> Il <i>Methanol-to-Gasoline</i> è un processo commerciale (TRL: 9) I processi di <i>Methanol-to-Diesel</i>, <i>Methanol-to-DME</i> e <i>Methanol-to-jet fuel</i> sono ancora in fase di ricerca e sviluppo. <p>Riferimenti: come "Sintesi metanolo"</p>
<p>Fischer-Tropsch</p> <p>TRL: 9 da gassificazione di combustibili fossili. TRL: 5-6 da gassificazione di biomassa, o da CO₂ con <i>reverse water gas shift</i>.</p>	<ul style="list-style-type: none"> A fronte di una inevitabile perdita di energia dovuta alla conversione dell'idrogeno in idrocarburi, si ottiene un combustibile liquido di rilevanza strategica per il settore dei trasporti (in particolare, per la decarbonizzazione di aerei e navi, oltre che eventualmente dei mezzi pesanti). La reazione di sintesi è esotermica e il calore di scarto può essere usato in input ad altri processi. Il processo è già commerciale se il <i>syngas</i> contenente CO e H₂ è ottenuto dalla gassificazione del carbone o dal gas naturale. Le fonti di CO₂ neutra disponibili sono limitate (inclusa la gassificazione di biomassa) e l'efficienza complessiva del processo di <i>Power-to-liquid</i> crolla se si include la cattura della CO₂ dall'aria (vale quanto detto per la metanazione). Se i reagenti sono ottenuti da gassificazione di biomassa o da fonti esterne di CO₂ e H₂, il processo è ancora in fase di ricerca e sviluppo. <p>Riferimenti: come "Sintesi metanolo" e [102]</p>

7. Cattura della CO₂

Rilevanza nell'attuale sistema energetico italiano: questa opzione tecnologica non è presente nel sistema energetico attuale.

Rilevanza ai fini della decarbonizzazione del sistema energetico: la cattura della CO₂ può avere un ruolo importante nella decarbonizzazione. Se la CO₂ catturata è neutra dal punto di vista delle emissioni climalteranti può essere utilizzata per produrre combustibili sintetici a zero emissioni di CO₂ (si vedano le sezioni *Hydrogen-to-Gas* e *Hydrogen-to-Liquid*). In alternativa, può essere inviata a stoccaggio geologico dando luogo, in tal caso, ad emissioni negative. Viceversa, l'invio a stoccaggio geologico è l'unica opzione considerata nel caso di cattura della CO₂ da emissioni dovute a combustibili fossili o a processi industriali: il suo utilizzo per produrre combustibili sintetici, infatti, sposterebbe l'emissione climalterante da un punto ad un altro del sistema energetico, mentre si introdurrebbero perdite energetiche sia per la fase di cattura della CO₂, che per la sua conversione.

Sono di seguito presentati i seguenti tipi di cattura della CO₂: i) da impianti di produzione del biometano; ii) dall'aria; iii) da centrali elettriche; iv) nell'industria.

In tutti i casi, se la CO₂ è catturata in un luogo diverso da quello di utilizzo (CCU, *Carbon Capture and Utilization*) o di stoccaggio (CCS, *Carbon Capture and Storage*), è necessario disporre di un'infrastruttura di trasporto della CO₂. Nel caso della CCS, inoltre, è necessario poter disporre di siti di stoccaggio della CO₂.

Cattura della CO₂ da impianti di produzione del biometano (TRL: 8-9)

Il biometano è ottenuto effettuando l'*upgrade* del biogas. Il biogas è composto principalmente da CH₄ (circa 50%-60% in volume), e CO₂ (30%-40%), nonché altri gas in minor misura (azoto e altri gas in tracce). Ad oggi, il biogas grezzo viene normalmente sottoposto ad un processo di *cleaning* prima del suo utilizzo. Per trasformare il biogas in biometano si deve aggiungere la sezione di *upgrading*: l'*upgrading* consiste nel separare la CO₂ dal biogas in modo da aumentare la percentuale di metano nel gas prodotto fino ad oltre il 95%, e quindi il suo potere calorifico.

La cattura della CO₂ può essere effettuata con diverse tecnologie commerciali: *Water scrubbing*, *Amine scrubbing*, *Pressure swing adsorption (PSA)*, separazione con membrane, *Organic physical scrubbing* [86].

La CO₂ contenuta nel biogas è di origine biogenica, perciò adatta alla produzione di combustibili sintetici a zero emissioni climalteranti.

Il limite della tecnologia è costituito dal limitato potenziale del biogas.

Cattura dall'aria (DAC: Direct air capture) (TRL: 6)

Alcune società stanno già operando impianti pilota che catturano la CO₂ direttamente dall'aria tramite processi di adsorbimento. In questi casi, la CO₂ atmosferica è catturata facendo passare l'aria attraverso un processo che trattiene la CO₂. Secondo le stime più recenti, ad oggi, durante questa fase vengono consumati indicativamente 200-300 kWh elettrici per tonnellata di CO₂ principalmente per i ventilatori e il sistema di controllo [103], [104]. Quando il processo è saturo, vengono fermati i ventilatori e l'impianto viene rigenerato riscaldando il sistema fino ad una certa temperatura che dipende dal tipo di sorbente impiegato. Mediamente, durante questa fase sono necessari all'incirca 1500-2000 kWh di calore per tonnellata di CO₂ [103]. In questo modo, viene rilasciata la CO₂ catturata e il ciclo può ricominciare. Il calore necessario al processo, essendo a bassa temperatura (circa 100°C), può essere ottenuto anche da calore di scarto a bassa entalpia, o da pompe di calore elettriche accoppiate ad accumuli termici per ottimizzare il processo [104].

La tecnologia è flessibile e può, quindi, integrarsi in un sistema energetico largamente basato su fonti rinnovabili intermittenti, andando a competere con altre soluzioni di Power-to-X.

Molti impianti pilota esistenti, fra cui uno in Italia [105], combinano la cattura della CO₂ dall'aria con la produzione in loco di combustibili sintetici. In questo caso ci sono due vantaggi.

- Poiché un impianto di DAC può essere costruito ovunque (ammesso che via sia spazio sufficiente), si possono evitare i costi di compressione e di trasporto del gas costruendo nello stesso luogo l'impianto di DAC e l'impianto di utilizzo della CO₂.
- Inoltre, il calore per la rigenerazione del filtro può essere ottenuto recuperando il calore di scarto dalle reazioni di sintesi dei combustibili.

Gli svantaggi e i limiti della tecnologia sono dovuti al fatto che la concentrazione della CO₂ nell'aria ambiente è 100-300 volte minore rispetto a quella nei fumi delle centrali elettriche a gas o a carbone [106]. Il processo, quindi, richiede molta più energia. Ciò comporta alti costi per tonnellata di CO₂ catturata e un carico aggiuntivo sulla rete elettrica. In caso di grandi impianti, inoltre, può diventare significativa l'occupazione di suolo.

La tecnologia è emersa solo negli ultimi anni: è quindi ancora in fase R&D (TRL 6 secondo [97]) e i parametri tecnico-economici sono particolarmente incerti [106], ma ci sono buone prospettive di riduzione dei consumi energetici (stimate fino ad oltre 1/4 per i consumi elettrici ed oltre 1/3 per i consumi termici [103]).

Una tecnologia alternativa di DAC si basa sulla cattura dall'aria tramite un processo di assorbimento chimico seguito da una fase di precipitazione e di calcinazione [107]. Questa soluzione richiede calore ad alta temperatura (la reazione di calcinazione avviene a circa 900°C): è necessario quindi, utilizzare un combustibile e il processo ha poca flessibilità. Questa opzione è stata quindi esclusa dalle analisi a supporto dello sviluppo della *Long Term Strategy* dell'Italia.

Cattura della CO₂ in centrali elettriche

Tecnologia	Descrizione
Centrali elettriche con cattura post-combustione: la sezione di cattura è aggiunta alla linea di trattamento dei fumi	<ul style="list-style-type: none">• L'unità di separazione della CO₂, basata in genere sull'utilizzo di solventi basici in colonne di assorbimento chimico e rigenerazione termica, è aggiunta in uscita alla linea di trattamento fumi senza modificare il processo di combustione e la configurazione della centrale: la soluzione è quindi adatta al retrofit di centrali elettriche esistenti, compatibilmente con le esigenze di spazio che richiede.

Tecnologia	Descrizione
<p>a valle della combustione</p> <p>TRL: 7-9 per la sola cattura</p>	<ul style="list-style-type: none"> • È possibile effettuare la cattura anche durante gli on/off delle turbine a gas in ciclo aperto, anche se servono ulteriori sforzi di ricerca per ottimizzare il processo in condizioni di carico flessibile. • L'aggiunta della sezione di cattura comporta un calo significativo del rendimento delle centrali (fino a circa 10 punti %): ciò è dovuto ai consumi energetici del processo di cattura e ai consumi elettrici per la compressione della CO₂ catturata. Ne consegue che le centrali devono consumare più combustibile per fornire la stessa quantità di elettricità alla rete. Si ha, quindi, non solo un aumento dei costi di investimento, ma anche dei costi operativi. È questo uno dei motivi per cui, nonostante la cattura post-combustione tramite assorbimento chimico sia già una tecnologia commercialmente applicata in diversi processi industriali (TRL 9), nel mondo sono operative solo due centrali elettriche che catturano almeno 1 milione di tonnellate di CO₂ all'anno (il <i>Boundary Dam project</i> a Saskatchewan in Canada, e il <i>Petra Nova Carbon Capture project</i> in Texas negli USA). In entrambi i casi, l'intero progetto di CCS è economicamente fattibile perché la CO₂ è utilizzata in progetti di <i>Enhanced Oil Recovery</i> (per cui la fase di stoccaggio geologico costituisce un ricavo, e non un costo, per la centrale elettrica). • Sono in corso sforzi in ricerca e sviluppo per ridurre i consumi energetici della cattura sviluppando soluzioni tecniche alternative (TRL 5-6) a quelle già commerciali (es. utilizzo di solventi innovativi, cattura per adsorbimento con <i>metal-organic framework</i>, nuove configurazioni impiantistiche). • Sono in corso sforzi in ricerca e sviluppo per ottimizzare il processo in centrali a ciclo combinato che operano in condizioni di carico variabile per riequilibrare la produzione da rinnovabili elettriche. • Durante la cattura non viene intercettata la totalità della CO₂ presente nei fumi: tipicamente il target è attorno al 90%, anche se è possibile arrivare al 99% a fronte di maggiori costi. • Aggiungere la sezione di cattura richiede spazio (in misura maggiore rispetto a oxy-combustione e pre-combustione): questo potrebbe essere un fattore limitante per il retrofit delle centrali esistenti. <p>Riferimenti: [6], [108], [109], [110], [111], [112], [113], [114]</p>
<p>Centrali elettriche con cattura in oxy-combustione: la combustione avviene utilizzando ossigeno puro, invece che aria, come comburente.</p> <p>TRL: 5-7</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Utilizzando ossigeno come comburente, i fumi sono costituiti fondamentalmente da CO₂ e vapore acqueo: la cattura della CO₂ risulta così molto facilitata (il vapore acqueo viene separato tramite semplice condensazione, raffreddando i fumi). • Oltre il 98% della CO₂ presente nei fumi può essere catturata. • Per ridurre i costi operativi, è possibile concentrare la produzione di O₂ nelle ore caratterizzate da <i>overgeneration</i> da fonti rinnovabili, a patto di sviluppare sistemi di stoccaggio dell'O₂. • A monte della combustione, deve essere aggiunto un impianto di cattura dell'ossigeno dall'aria che consuma elettricità. Ne consegue un calo del rendimento di centrale (da 4 a 10 punti %) rispetto alle centrali tradizionali. • La tecnologia è meno adatta al retrofit di centrali esistenti perché è necessario apportare modifiche ingegneristiche al processo di combustione (es. aggiungere ricircolo dei fumi in camera di combustione per contenere la temperatura di fiamma). • La tecnologia è ancora in fase di ricerca e sviluppo. <p>Riferimenti: come per la cattura post-combustione e [115], [116]</p>
<p>Centrali elettriche con cattura in pre-combustione in</p>	<ul style="list-style-type: none"> • La cattura della CO₂ è facilitata per via della sua alta concentrazione nel <i>syngas</i> (15%-60%) e dell'alta pressione.

Tecnologia	Descrizione
impianti IGCC <i>(Integrated Gasification Combined Cycle)</i> ⁹ TRL: 6-7	<ul style="list-style-type: none"> • Lo <i>steam reforming</i> del gas e la gassificazione dei combustibili solidi sono tecnologie commerciali. • C'è una co-produzione di idrogeno destinabile ad altri usi. • Nel mondo esistono già alcune centrali IGCC che però non effettuano la cattura della CO₂ (viene bruciato <i>syngas</i> in turbina senza sottoporlo alla reazione di <i>water-gas shift</i>). • Anche in questo caso si ha un calo del rendimento di centrale da 4 a 10 punti % (rispetto a un impianto IGCC senza cattura), dovuto in particolare agli autoconsumi elettrici per la produzione di O₂ dall'aria. • Le turbine ad H₂ per la produzione elettrica non sono ancora pienamente commerciali, anche se possono diventarlo molto velocemente sotto le opportune condizioni di mercato. • È impossibile effettuare un retrofit di centrali esistenti (la tecnologia è adatta per nuovi impianti). • La tecnologia è ancora in fase di ricerca e sviluppo. <p>Riferimenti: come per la cattura post-combustione e [117]</p>

Cattura della CO₂ nell'industria

La cattura post-combustione della CO₂ è applicabile nel caso di tutte le grandi sorgenti fisse di emissione, può quindi essere applicata anche agli impianti industriali nei settori *energy-intensive*, in particolare: cemento e calce (TRL: 8), acciaio primario (TRL: 5), vetro, *steam cracking* degli idrocarburi nell'industria petrolchimica (TRL: 8). In alcuni settori industriali è possibile applicare anche la cattura tramite oxy-combustione (es. cementifici, ma in questo caso il TRL è 5) o la cattura in pre-combustione (es. acciaio). Ci sono, poi, alcuni processi industriali in cui la separazione della CO₂ è già parte del tradizionale processo produttivo (es. *natural gas processing*, *steam reforming* del gas naturale per produrre l'idrogeno nel processo di produzione di ammoniaca): in questi casi, i costi aggiuntivi per la cattura della CO₂ sarebbero legati solo alla compressione.

Tecnologia	Descrizione
Cattura della CO₂ nell'industria	<ul style="list-style-type: none"> • Con la cattura post-combustione è possibile catturare sia le emissioni da combustione che quelle di processo (la CCS è l'unica tecnologia che può ridurre le emissioni di processo, se presenti). • Nel caso di cattura post-combustione, la cattura può avvenire senza modificare gli impianti industriali esistenti, posto che vi sia lo spazio sufficiente all'interno del complesso industriale. • Se l'impianto utilizza un combustibile a zero emissioni (es. biomasse, biometano, metano sintetico), applicando la CCS si ottengono emissioni negative (opzione particolarmente interessante per i cementifici che ben si prestano al <i>fuel switch</i> verso la biomassa solida). • Se l'impianto utilizza un combustibile a zero emissioni, la CO₂ catturata è utilizzabile per la produzione di combustibili sintetici a zero emissioni, senza ricorrere alla più energivora cattura dall'aria (DAC). • L'applicazione della CCS nell'industria presenta dei vantaggi rispetto alle centrali elettriche a gas: i) non ci sono problemi di variabilità del carico come per le centrali elettriche; ii) la CO₂ è spesso presente in concentrazioni maggiori nei fumi, per cui catturarla richiede consumi energetici e costi minori.

⁹ Negli impianti IGCC la cattura della CO₂ avviene prima della combustione. Il processo inizia con un impianto di cattura dell'ossigeno dall'aria. L'ossigeno è utilizzato per effettuare lo *steam reforming* del gas o la gassificazione di biomassa/carbone/olio combustibile. Si ottiene così un *syngas* (miscela di CO e H₂) che è inviato alla reazione di *water-gas-shift* per ottenere una miscela di CO₂ e H₂. Segue la fase di cattura della CO₂. L'H₂ è inviato ad una turbina a idrogeno o ad una *fuel cell* per produrre elettricità.

Tecnologia	Descrizione
	<ul style="list-style-type: none"> • Secondo il <i>Global CCS Institute</i>, nel 2019, nel mondo sono operativi 17 impianti di CC(U)S di larga scala nell'industria e altri 4 sono in costruzione. • L'aggiunta della sezione di cattura comporta consumi energetici aggiuntivi. Si ha, quindi, non solo un aumento dei costi di investimento, ma anche dei costi operativi. Questo aspetto può creare problemi di competitività internazionale ed è, quindi, importante definire politiche e misure specifiche per i settori industriali esposti a questo rischio. • Nel settore dell'acciaio primario prodotto secondo il ciclo integrale tradizionale, l'applicazione della CCS post-combustione è complicata dal fatto che sono presenti più punti di emissione diversi all'interno della stessa acciaieria ed è necessario potenziare la centrale elettrica per sostenere l'aumento dei consumi termici ed elettrici dovuti alla cattura e alla compressione della CO₂. Per questi motivi, la CCS con cattura post-combustione nel settore dell'acciaio prodotto tramite altoforno ha un TRL ancora basso (TRL: 5). La riduzione delle emissioni di CO₂ tramite CCS può essere favorita modificando il processo produttivo ed eliminando i processi di cokeria, sinterizzazione e l'altoforno. Sono quindi possibili due alternative: <ul style="list-style-type: none"> i) <i>Smelting reduction</i> + CCS: i minerali ferrosi sono iniettati in un reattore insieme al carbone in polvere e sono poi liquefatti in una fornace dove il carbone funge da agente riducente per la trasformazione in ferro. Il metallo fuso è poi invitato alla <i>Basic Oxygen Furnace</i> (BOF) come nel processo tradizionale basato sull'altoforno. Anche senza la CCS, in questo modo le emissioni di CO₂ sono circa il 20% in meno e il coke è rimpiazzato con un carbone più economico. Volendo aggiungere la CCS, la cattura della CO₂ risulta facilitata poiché nel processo di <i>Smelting reduction</i> c'è un solo punto di emissione. Inoltre, il processo utilizza ossigeno puro (oxy-combustione) e si genera quindi un flusso concentrato di CO₂, più facile da catturare. Rispetto alla produzione tradizionale con altoforno, aggiungendo la CCS all'acciaio prodotto con <i>Smelting reduction</i>, si possono ridurre le emissioni dell'80%-90%. TRL: 6-7. ii) DRI-CH₄ + CCS: i minerali ferrosi sono trasformati in ferro secondo il processo di <i>Direct Reduced Iron</i> utilizzando come agente riducente il metano (si tratta, questa, di una tecnologia pienamente commerciale, infatti è DRI-CH₄ il 5% della produzione mondiale di acciaio primario). Il ferro è poi trasformato in acciaio in un forno ad arco elettrico (EAF). Anche senza la CCS, in questo modo le emissioni di CO₂ sono circa il 40% in meno rispetto all'acciaio prodotto tramite altoforno. Volendo aggiungere la CCS, la cattura della CO₂ risulta facilitata ed è associata a un TRL 8. In alternativa, è anche possibile utilizzare l'idrogeno al posto del metano (processo DRI-H₂, si veda la sezione "4. Industria manifatturiera - Elettrificazione del calore ad alta temperatura"). <p>Riferimenti: [40], [41], [118], [119], [42], [56], [120], [51], [59], [58], [121], [122], [13], [123], [124], [125]</p>

Riferimenti

- [1] ISPRA, «National Inventory Report 2019 - Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2017» 2019.
- [2] Ministero dello Sviluppo Economico, «Bilancio energetico nazionale, BEN Eurostat - Edizione 2019».
- [3] IEA, «The Future of Trucks. Implications for energy and the environment,» 2017. Available: <https://webstore.iea.org/the-future-of-trucks>
- [4] National Renewable Energy Laboratory, «Electrification Futures Study: End-Use Electric Technology Cost and Performance Projections through 2050,» 2017. Available: www.nrel.gov/docs/fy18osti/70485.pdf
- [5] BloombergNEF, «Electric Vehicle Outlook,» 2019. Available: <https://about.bnef.com/electric-vehicle-outlook/>
- [6] A. De Vita, I. Kielichowska, P. Mandatowa, P. Capros, E. Dimopoulou, S. Evangelopoulou, T. Fotiou, M. Kannavu, P. Siskos e G. Zazias, «Technology Pathways in Decarbonization Scenarios,» . July 2018. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2018_06_27_technology_pathways_-_finalreportmain2.pdf
- [7] IEA, «Improving the cost and performance of lithium-ion batteries,» 2019. Available: www.iea.org/topics/innovation/transport/gaps/improving-the-cost-and-performance-of-lithium-ion-batteries.html. [Consultato ad ottobre 2019].
- [8] V. Baglio, A. Paolone, A. Sanson, P. Proisini, E. Micolano e L. Pellegrino, «Sistemi di accumulo elettrochimico. In: Decarbonizzazione dell'economia italiana. Il Catalogo delle tecnologie energetiche.,» 2017. Available: www.pdc.minambiente.it/it/catalogo-della-decarbonizzazione
- [9] European Automobile Manufacturers' Association (ACEA), «Alternatively-powered trucks. Availability of truck-specific charging and refuelling infrastructure in the EU» January 2019. Available: www.acea.be/uploads/press_releases_files/Infrastructure_alternatively-powered_trucks_January_2019.pdf
- [10] ISPRA, «Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2015. National Inventory Report 2017» 2017.
- [11] NAVIGANT, «Gas for Climate The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system» March 2019.
- [12] IEA, «Deploying Electric Road System (ERS) corridors» 2019. Available: www.iea.org/topics/innovation/transport/gaps/deploying-electric-road-system-ers-corridors.html. [Consultato ad ottobre 2019].
- [13] IEA, «The future of hydrogen. Seizing today's opportunities» 2019. Available: <https://webstore.iea.org/the-future-of-hydrogen>
- [14] IEA ETSAP, «Technology Brief T14 - Road Transport Infrastructure» August 2011. Available: <https://iea-etsap.org/index.php/energy-technology-data>
- [15] IEA, «Cost-competitive hydrogen fuel cell systems for FCEVs» 2019. Available: www.iea.org/topics/innovation/transport/gaps/cost-competitive-hydrogen-fuel-cell-systems-for-fcevs.html. [Consultato ad ottobre 2019].
- [16] IRENA, «Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition» 2018. Available: www.irena.org/publications/2018/Sep/Hydrogen-from-renewable-power
- [17] FCH2 JU, Roland Berger, «Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities - Heavy-duty trucks,» 2017. Available: www.fch.europa.eu/page/presentations-2
- [18] N. Hodnik, C. Baldizzone, G. Polymeros et al, «Platinum recycling going green via induced surface potential alteration enabling fast and efficient dissolution,» *Nature Communications*, vol. 7, n. 13164, 2016.
- [19] A. Aricò, V. Baglio, S. Barison, A. Marchionni, F. Matera, A. Sanson, F. Vizza e S. McPhail, «Celle a combustibile. In: Decarbonizzazione dell'economia italiana. Il Catalogo delle tecnologie energetiche.» 2017. Available: www.pdc.minambiente.it/it/catalogo-della-decarbonizzazione
- [20] I. Staffell, D. Scamman, A. V. Abad, P. Balcombe, P. Dodds, P. Ekins, N. Shah e K. Ward, «The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system» *Energy & Environmental Science*, vol. 12, pp. 463-491, 2019.
- [21] IEA ETSAP, «Technology Brief T09 - Heavy Trucks,» January 2011. Available: <https://iea-etsap.org/index.php/energy-technology-data>
- [22] Comitato Termotecnico Italiano, «Utilizzazione del Biodiesel nei motori,» Available: www.cti2000.it/biodiesel/index.php?contid=29&nm=3&sm=36#
- [23] C. Beatrice e F. Armanasco, «Motori a combustione interna. In: Decarbonizzazione dell'economia italiana. Il Catalogo delle tecnologie energetiche.,» 2017. Available: www.pdc.minambiente.it/it/catalogo-della-decarbonizzazione
- [24] A. Aricò, G. Bonura, F. Frusteri, A. Paolone, R. Pedicini, L. Sorba, L. Spadaro, A. Sanson e A. Vita, «Combustibili a basso tenore di carbonio. In: Decarbonizzazione dell'economia italiana. Il Catalogo delle tecnologie energetiche.,» 2017. Available: www.pdc.minambiente.it/it/catalogo-della-decarbonizzazione

- [25] IEA ETSAP, «Technology Brief T03 - Automotive LPG and Natural Gas Engines» April 2010. Available: <https://iea-etsap.org/index.php/energy-technology-data>
- [26] K. Zhao, «A Brief Review of China's Methanol Vehicle Pilot and Policy» 20 March 2019. Available: www.methanol.org/wp-content/uploads/2019/03/A-Brief-Review-of-Chinas-Methanol-Vehicle-Pilot-and-Policy-20-March-2019.pdf
- [27] IGP Methanol LLC, «Green Transportation» Available: <https://igpmethanol.com/green-transportation/>
- [28] Commissione Europea, «Progetto MefCO2. Synthesis of methanol from captured carbon dioxide using surplus electricity». Available: <https://cordis.europa.eu/project/rcn/193453/factsheet/it>
- [29] NDV GL - Maritime, «Assessment of selected alternative fuels and technologies» 2018. Available: www.dnvgl.com/maritime/publications/alternative-fuel-assessment-download.html
- [30] A. De Vita, P. Capros, S. Evangelopoulou, M. Kannavou, P. Siskos, G. Zazias, S. Boeve, M. Bons, R. Winkel, J. Cihlar, L. De Vos, N. Leemput e P. Mandatova, «Sectoral integration- long-term perspective in the EU Energy System» 2018. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/final_draft_asset_study_12.05.pdf
- [31] DNV GL, «Study on the use of fuel cells in shipping. Version 0.1» 2018. Available: <https://hydrogeneurope.eu/sites/default/files/2018-01/EMSA%20Study%20on%20the%20use%20of%20Fuel%20Cells%20in%20Shipping.pdf>
- [32] IEA, «Transitioning to low-carbon ammonia or hydrogen fuel» Available: www.iea.org/topics/innovation/transport/gaps/transitioning-to-low-carbon-ammonia-or-hydrogen-fuel.html. [Consultato ad ottobre 2019].
- [33] FCH2 JU, Roland Berger, «Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities - Boats, Ferries, Ships» 2017. Available: www.fch.europa.eu/page/presentations-2
- [34] IGP methanol, LLC, «Methanol Fuel Cell Powered Passenger Ferry Sets Sail» 28 August 2017. Available: <https://igpmethanol.com/2017/08/28/methanol-fuel-cell-powered-passenger-ferry-sets-sail/>
- [35] IGP Methanol, LLC, «Industry shows support for Methanol as marine fuel» Available: <https://igpmethanol.com/2019/06/17/industry-shows-support-for-methanol-as-marine-fuel/>
- [36] S. Santamato, «LNG For Maritime Transport. Challenges And Prospects» 2019. Available: www.europeanenergyinnovation.eu/Articles/Spring-2019/LNG-for-maritime-transport-Challenges-and-prospects
- [37] FCH2 JU, Roland Berger, «Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities - Aircraft» 2017. Available: www.fch.europa.eu/page/presentations-2
- [38] ICAO, «Sustainable aviation fuels guide» December 2018. Available: www.icao.int/environmental-protection/Documents/Sustainable%20Aviation%20Fuels%20Guide_100519.pdf
- [39] Fleiter T. et al, Heat Roadmap Europe 4, «Deliverable 3.1: Profile of heating and cooling demand in 2015. Data annex. Final data set» 2017. Available: www.heatroadmap.eu/deliverables.php
- [40] DECC, «Industrial Decarbonisation & Energy Efficiency Roadmaps to 2050, Cross-sector Summary» 2015.
- [41] Material Economics, «Industrial Transformation 2050 - Pathways to Net-Zero Emissions from EU Heavy Industry» 2019.
- [42] DECC, «Industrial Decarbonisation & Energy Efficiency Roadmaps to 2050 - Cement» 2015.
- [43] IEA, «Technology Roadmap Low-Carbon Transition in the Cement Industry» 2018.
- [44] IEA, «Commentary: Frontier electric technologies in industry» 29 May 2019. Available: www.iea.org/newsroom/news/2019/may/frontier-electric-technologies-in-industry.html. [Consultato ad ottobre 2019].
- [45] IEA Annex 35/13, «Application of Industrial Heat Pumps. IEA Industrial Energy-related Systems and Technologies Annex 13. IEA Heat Pump Programme Annex 35» 2014.
- [46] European Heat Pump Association, «Best practices - Industry» Available: www.ehpa.org/technology/best-practices/industry/. [Consultato ad ottobre 2019].
- [47] M. Rehfeldt, T. Fleiter e F. Toro, «A bottom-up estimation of the heating and cooling demand in European industry» *Energy Efficiency*, vol. 11, n. 5, p. 1057–1082, 2018.
- [48] IEA ETSAP, «Technology Brief R02 - Space Heating and Cooling» June 2012. Available: <https://iea-etsap.org/index.php/energy-technology-data>
- [49] C. Arpagaus, F. Bless, M. Uhlmann, J. Schiffmann e S. Bertsch, «High Temperature Heat Pumps: Market Overview, State of the Art, Research Status, Refrigerants, and Application Potentials,» in *International Refrigeration and Air Conditioning Conference. Paper 1876*, 2018.
- [50] DECC, «Industrial Decarbonisation & Energy Efficiency Roadmaps to 2050 - Pulp and paper & Food and Drink» 2015.
- [51] M. Axelson, I. Robson, G. Khandekar e T. Wyns, «Breaking Through - Industrial Low CO2 Technologies In The Horizon. ANNEX Technology Database» Institute for European Studies, Vrije Universiteit Brussel, 2018.

- [52] DECC, «Industrial Decarbonisation & Energy Efficiency Roadmaps to 2050 - Glass & Ceramic Sector» 2015.
- [53] S. Lechtenböhmer, L. J. Nilsson, M. Åhman e C. Schneider, «Decarbonising the energy intensive basic materials industry through electrification – Implications for future EU electricity demand» *Energy*, vol. 115, n. 3, pp. 1623-1631, 15 November 2016.
- [54] AssoEsco, «Guide settoriali per interventi di efficienza energetica nell’ambito del meccanismo dei certificati bianchi. Il settore industriale della produzione di vetro e prodotti di vetro. BOZZA 03.10.2017» Available: www.assoesco.org/wp-content/uploads/2017/10/Guide-settoriali_Vetro.pdf
- [55] R. Meuleman, «The efficient future for the glass industry is “all-electric”» in *Presented at: 14th International Seminar on Furnace Design.*, Vsetin, Czech Republic, 2017.
- [56] Climate Strategy & Partners, «Summary Report of Expert Consultations for Finance for Innovation: Towards the ETS Innovation Fund» 2017.
- [57] IEA ETSAP, «Iron and Steel. Technology Brief I02» May 2010. Available: <https://iea-etsap.org/index.php/energy-technology-data>
- [58] IEA, «Direct Reduction based on hydrogen». Available: www.iea.org/topics/innovation/industry/gaps/direct-reduction-based-on-hydrogen.html. [Consultato a novembre 2019].
- [59] Vogl et al, «Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking» *Journal of Cleaner Production*, vol. 203, pp. 736-45, 2018.
- [60] Lechtenböhmer et al, «Climate Innovations in the Steel Industry. REINVENT project, Deliverable 2.2» 2018.
- [61] IEA, «Energy Efficiency Indicators,» Paris, 2017 ed..
- [62] Danish Energy Agency, «Technology Data for Individual Heating Installations,» August, 2016.
- [63] L. Molinaroli, M. Motta, T. Toppi, S. Freni, M. Borgarello e L. Croci, «Pompe di calore. In: Decarbonizzazione dell'economia italiana. Il Catalogo delle tecnologie energetiche» 2017. Available: www.pdc.minambiente.it/it/catalogo-della-decarbonizzazione
- [64] T. Boßmann e I. Staffell, «The shape of future electricity demand: Exploring load curves in 2050s Germany and Britain» *Energy*, vol. 90, pp. 1317-1333, 2015.
- [65] R. Scoccia, T. Toppi, M. Aprile e M. Motta, «Absorption and compression heat pump systems for space heating and DHW in European buildings: Energy, environmental and economic analysis» *Journal of Building Engineering*, vol. 16, pp. 94-105, 2018.
- [66] P. De Natale, V. Palomba e S. Vasta, «Solare termico per uso residenziale e industriale. In: Decarbonizzazione dell'economia italiana. Il Catalogo delle tecnologie energetiche.» 2017. Available: www.pdc.minambiente.it/it/catalogo-della-decarbonizzazione
- [67] FCH2 JU, Roland Berger, «Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities - Residential grid services» 2017. Available: www.fch.europa.eu/page/presentations-2
- [68] P. Massoli e F. Armanasco, «Microturbine a gas. In: Decarbonizzazione dell'economia italiana. Il Catalogo delle tecnologie energetiche» 2017. Available: www.pdc.minambiente.it/it/catalogo-della-decarbonizzazione
- [69] C. Beatrice e F. Armanasco, «Motori a combustione interna. In: Decarbonizzazione dell'economia italiana. Il Catalogo delle tecnologie energetiche» 2017. Available: www.pdc.minambiente.it/it/catalogo-della-decarbonizzazione
- [70] A. Zanetta, «Cicli combinati. In: Decarbonizzazione dell'economia italiana. Il Catalogo delle tecnologie energetiche» 2017. Available: www.pdc.minambiente.it/it/catalogo-della-decarbonizzazione
- [71] AIRU, «Il riscaldamento urbano. Annuario,» Dicembre 2018. Available: www.airu.it/annuario-2018/
- [72] GSE, «Teleriscaldamento e teleraffrescamento – Anno 2017. Diffusione delle reti ed energia fornita in Italia. Nota di approfondimento» Ottobre 2019.
- [73] Danish Energy Agency, «Technology Data for Energy Plants for Electricity and District heating generation. Catalogue first published August 2016. Latest update June 2019. Version number: 0003» 2019. Available: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>
- [74] A. Manzella, E. Trumpy, M. Angelone e F. Moia, «Geotermico. In: Decarbonizzazione dell'economia italiana. Il Catalogo delle tecnologie energetiche,» 2017. Available: www.pdc.minambiente.it/it/catalogo-della-decarbonizzazione
- [75] A. Dénarié, M. Calderoni e M. Muscherà, «Technical, Financial and Urban Potentials for Solar District Heating in Italy» in *Smart and Sustainable Planning for Cities and Regions. SSPCR 2015. Green Energy and Technology*, Cham, Switzerland, 2017.
- [76] J. E. Thorsen, H. Lund e B. V. Mathiesen, «Progression of District Heating – 1st to 4th generation.,» 2018.
- [77] A. Dalla Rosa, H. Li, S. Svendsen, S. Werner, U. Persson, K. Ruehling, C. Felsmann, M. Crane, R. Burzynski e C. Bevilacqua, «IEA DHC Annex X report:Toward 4th Generation District Heating. Experience and Potential of Low-Temperature District Heating» 2014.

- [78] ENEA, «Combustibili a basso tenore di carbonio.» 2017. Available: www.pdc.minambiente.it/it/catalogo-della-decarbonizzazione
- [79] E. R. Soysal, D. M. Sneum, K. Skytte, O. J. Olsen e E. Sandberg, «Electric Boilers in District Heating Systems: A Comparative Study of the Scandinavian market conditions» in *Swedish Association for Energy Economics Conference 2016*, Luleå, 2016.
- [80] European Commission, Joint Research Centre, «Best available technologies for the heat and cooling market in the European Union» 2012.
- [81] T. Schmidt e O. Miedaner, «Solar district heating guidelines - Storage. Version 7.2-3» 2012. Available: www.solar-district-heating.eu
- [82] A. Frazica e A. Miliuzzi, «Sistemi di accumulo termico. In: Decarbonizzazione dell'economia italiana. Il Catalogo delle tecnologie energetiche.» 2017. Available: www.pdc.minambiente.it/it/catalogo-della-decarbonizzazione
- [83] Danish Energy Agency, «Technology Data – Energy storage» 2018. Available: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-energy-storage>
- [84] B. Alexander e H. Spliethoff, «Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, n. 3, pp. 2440-2454, February 2018.
- [85] Frontier Economics, «The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels» 2018. Available: www.agora-energiewende.de/en/publications/the-future-cost-of-electricity-based-synthetic-fuels-1/
- [86] Danish Energy Agency, «Technology Data for Renewable Fuels» 2019. Available: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-renewable-fuels>
- [87] M. Götz, J. Lefebvre, F. Mörs, A. McDaniel Koch, F. Graf, S. Bajohr, R. Reimert e T. Kolb, «Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review» *Renewable Energy*, vol. 85, pp. 1371-1390, 2016.
- [88] O. Schmidt, A. Gambhir, I. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson e S. Few, «Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, n. 52, pp. 30470-30492, December 2017.
- [89] A. Buttler e H. Spliethoff, «Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, n. 3, pp. 2440-2454, 2018.
- [90] STORE&GO project Available: www.storeandgo.info/
- [91] M. Thema, F. Bauer e M. Sterner, «Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, n. 112, p. 775–787, 2019.
- [92] K. Bienert, B. Schumacher, M. R. Arboleda, E. Billig, S. Shakya, G. Rogstrand, M. Zielinski e M. Debowski, «Multi-Indicator Assessment of Innovative Small-Scale Biomethane Technologies in Europe» *Energies*, vol. 12, n. 7, pp. 1-32, 2019.
- [93] ENEA, «Progetto +GAS» Available: www.piugas.enea.it/
- [94] M. Götz, F. Mörs, K. Bär, A. McDaniel Koch e F. Graf, «Comparison of Biological and Catalytic Methanation for Power-to-Gas Applications» in *The energy conference for scientists and researchers. Book of Abstracts, EST, Energy Science Technology, International Conference & Exhibition, 20-22 May 2015*, Karlsruhe, Germany.
- [95] IEA, «Methanol production using electrolytic hydrogen and CO₂» Available: www.iea.org/topics/innovation/industry/gaps/methanol-production-using-electrolytic-hydrogen-and-co2.html. [Consultato ad ottobre 2019].
- [96] R. Rauch, J. Hrbek e H. Hofbauer, «Biomass gasification for synthesis gas production and applications of the syngas,» *WIREs Energy and Environment*, vol. 3, p. 343–362, 2014.
- [97] P. Schmidt, W. Weindorf, A. Roth, V. Batteiger e F. Riegel, «Power-to-Liquids. Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel» German Environment Agency, Germany, 2016.
- [98] IEA, «Producing aromatic compounds from methanol» Available: www.iea.org/topics/innovation/industry/gaps/producing-aromatic-compounds-from-methanol.html. [Consultato ad ottobre 2019].
- [99] DECC, «Industrial Decarbonisation & Energy Efficiency Roadmaps to 2050 - Chemicals» 2015.
- [100] IEA, «The Future of Petrochemicals - Towards more sustainable plastics and fertilisers» 2018.
- [102] IEA, «Development of Biomass-to-Liquids fuel production from thermochemical processes» Available: www.iea.org/topics/innovation/transport/gaps/development-of-biomass-to-liquids-fuel-production-from-thermochemical-processes-.html. [Consultato ad ottobre 2019].
- [103] M. Fasihi, O. Efimova e C. Breyer, «Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants» *Journal of Cleaner Production*, vol. 224, pp. 957-980, July 2019.

- [104] C. Breyer, M. Fasihi e A. Aghahosseini, «Carbon dioxide direct air capture for effective climate change mitigation based on renewable electricity: a new type of energy system sector coupling» *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, pp. 1-23, February 2019.
- [105] STORE&GO project, «September 27th, 2018, Demonstration plant in Troia starts operation with green LNG» Available: www.storeandgo.info/demonstration-sites/italy/. [Consultato ad ottobre 2019].
- [106] H. de Coninck, A. Revi e e. al., «Strengthening and Implementing the Global Response. In: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthen» Masson-Delmotte, V., P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, and T. Waterfield (eds.), Geneva, Switzerland, 2018.
- [107] D. W. Keith, G. Holmes, D. St. Angelo e K. Heidel, «A Process for Capturing CO₂ from the Atmosphere» *Joule*, vol. 2, n. 8, p. 1573–1594, 15 August 2018.
- [108] M. Bui, «Carbon capture and storage (CCS): the way forward.» *Energy & Environmental Science*, vol. 11, pp. 1062-1176, 2018.
- [109] H. Mikulčić, «Flexible Carbon Capture and Utilization technologies in future energy systems and the utilization pathways of captured CO₂.» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 114, n. 109338, 2019.
- [110] IEA, «Reduce the energy penalty and cost of CCUS capture» Available: www.iea.org/topics/innovation/power/gaps/reduce-the-energy-penalty-and-cost-of-ccus-capture.html. [Consultato ad ottobre 2019].
- [111] IEA, «Carbon, capture utilisation and storage - Power» Available: www.iea.org/topics/carbon-capture-and-storage/power/. [Consultato ad ottobre 2019].
- [112] IEA, «CCUS applied to gas-fired power generation at scale.» Available: www.iea.org/topics/innovation/power/gaps/ccus-applied-to-gas-fired-power-generation-at-scale.html. [Consultato ad ottobre 2019].
- [113] IPCC, Special Report "Carbon Dioxide Capture and Storage". Cambridge University Press, Cambridge, 2005.
- [114] ENEA, «Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS).» 2017. Available: www.pdc.minambiente.it/it/catalogo-della-decarbonizzazione
- [115] N. Ferrari, L. Mancuso, J. Davison, P. Chiesa, E. Martelli e M. C. Romano, «Oxy-turbine for Power Plant with CO₂ Capture.» *Energy Procedia*, vol. 114, pp. 471-480, July 2017.
- [116] ENEA, «Impianti Oxyfuel a carbone con CCS» 2017. Available: www.pdc.minambiente.it/it/catalogo-della-decarbonizzazione
- [117] ENEA, «Impianti IGCC a carbone con CCS.» 2017. Available: www.pdc.minambiente.it/it/catalogo-della-decarbonizzazione
- [118] IEA, «Transforming Industry through CCUS.» IEA, Paris, 2019.
- [119] IEA, «Exploring Clean Energy Pathways: The role of CO₂ storage.» IEA, Paris, 2019.
- [120] IEA, «CCS applied to cement manufacturing» Available: www.iea.org/topics/innovation/industry/gaps/ccs-applied-to-cement-manufacturing-2.html. [Consultato a novembre 2019].
- [121] IEA, «CCS applied to commercial iron and steel technologies.» Available: www.iea.org/topics/innovation/industry/gaps/ccs-applied-to-commercial-iron-and-steel-technologies.html. [Consultato a novembre 2019].
- [122] IEA, «Need for lower carbon steel production processes based on fossil fuels» Available: www.iea.org/topics/innovation/industry/gaps/need-for-lower-carbon-steel-production-processes-based-on-fossil-fuels.html. [Consultato a novembre 2019].
- [123] IEA, «Carbon capture, utilisation and storage - Industry» Available: www.iea.org/topics/carbon-capture-and-storage/industry/. [Consultato a novembre 2019].
- [124] Global CCS Institute, «CO2RE - CCS Facility Database» Available: <https://co2re.co/FacilityData>
- [125] Swedish Energy Agency, SSAB, LKAB, e Vattenfall, «HYBRIT project» Available: www.hybritdevelopment.com
- [126] I. Vincent e D. Bessarabov, «Low cost hydrogen production by anion exchange membrane electrolysis: A review» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, n. 2, pp. 1690-1704, 2018.
- [127] IEA, «Tracking Industry - Cement» Available: www.iea.org/reports/tracking-industry/cement. [Consultato a novembre 2019].
- [128] Allanore, A.; Yin, L.; Sadoway, D., «A new anode material for oxygen evolution in molten oxide electrolysis». *Nature*, vol. 497, pp. 353-356, 2013.