



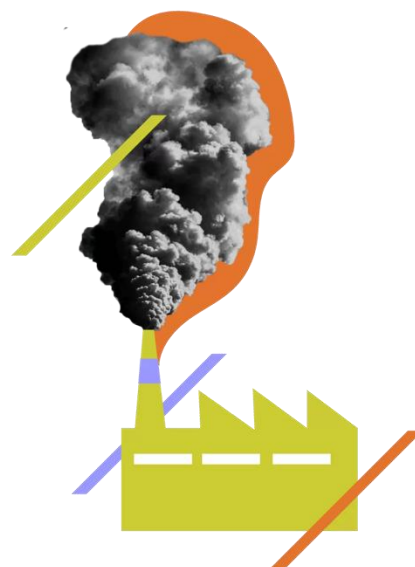
THE ITALIAN CLIMATE CHANGE THINK TANK

ELETTRIFICAZIONE DEL CALORE INDUSTRIALE:

La chiave per un'industria
sostenibile e competitiva

REPORT
MARZO 2025

Carolina Bedocchi
Gabriele Casseti



INDICE DEI CONTENUTI

Executive Summary	3
1 Introduzione	7
2 Analisi dello scenario	10
2.1 Descrizione degli usi energetici nei settori alimentare e delle bevande e tessile in Italia	16
2.1.1 <i>Settore alimentare e delle bevande</i>	16
2.1.2 <i>Settore tessile</i>	19
2.2 Opzioni tecnologiche	20
2.3 Scenari	24
2.3.1 <i>Scenario prezzi storici</i>	24
2.3.2 <i>Prezzo del gas elevato (scenario centrale)</i>	26
2.3.3 <i>Scenario di basso prezzo del gas</i>	27
2.3.4 <i>Scenario del biometano</i>	28
2.3.5 <i>Analisi delle politiche</i>	29
2.3.6 <i>Evidenze dello studio</i>	31
3 Casi studio	33
3.1 Risultati dei casi studio	35
4 Discussione sui co-benefici dell'elettrificazione	37
5 Discussione delle barriere all'elettrificazione	40
6 Visione strategica per un'azione a livello europeo	44
7 Raccomandazioni politiche per l'elettrificazione in Italia	48
Allegato I: casi studio checklist di controllo	52
Allegato II: principali risultati degli studi di caso	54
Allegato III: panoramica dell'attuale quadro delle politiche per l'Italia	56

EXECUTIVE SUMMARY

L'industria è oggi responsabile di circa il 20% delle emissioni di gas serra nell'Unione Europea.

La decarbonizzazione dell'industria richiede un approccio settoriale, con soluzioni che, nella maggior parte dei casi, devono essere progettate per rispondere alle necessità delle singole filiere industriali. Queste soluzioni, tuttavia, non sempre sono immediatamente disponibili o economiche. Questo vale anche per le soluzioni trasversali **come l'elettrificazione diretta del calore di processo industriale**. Ciononostante, quest'ultima si presenta come la **più competitiva e l'unica in grado di allineare gli obiettivi di decarbonizzazione con le esigenze di sicurezza energetica**.

L'elettrificazione del calore di processo in Italia e Europa

Oggi, in Italia, il 68% della domanda di calore di processo dipende dall'uso di combustibili fossili (nell'UE questa quota sale al 75%). Il 31% di questa domanda è rappresentato da calore di processo a bassa e media temperatura (fino a 200°C), percentuale che sale al 45% se si considera il riscaldamento degli ambienti, che può essere elettrificato in modo efficiente già con le attuali tecnologie.

Un [precedente studio di ECCO](#) ha valutato il potenziale di elettrificazione dei processi con temperature inferiori a 150°C e il relativo potenziale di riduzione delle emissioni. Sebbene la ricerca abbia dimostrato un potenziale di riduzione delle emissioni significativo (fino a 16MtCO₂eq), sono state individuate delle barriere alla diffusione dell'elettrificazione.

Studio di fattibilità per i settori: tessile e alimentare

Questo rapporto presenta i risultati di uno **studio di fattibilità** specifico per l'elettrificazione di due settori particolarmente rilevanti dell'industria manifatturiera italiana: alimentare e tessile.

Entrambi i settori primeggiano per profitti ed esportazioni. Sono costituiti primariamente da Piccole e Medie Imprese (le PMI rappresentano il 61,8% - alimentare - e l'81,9% - tessile - in termini di fatturato). In entrambi i comparti, inoltre, i processi utilizzano calore a temperature inferiori a 150-180°C, quindi elettrificabili con le tecnologie esistenti.

Lo studio è stato realizzato attraverso un modello energetico settoriale progettato da ECCO, utilizzando la piattaforma *open source Osemosys*. L'analisi è stata effettuata verificando le ipotesi di letteratura, sulla base di interviste con esperti provenienti da aziende, da fornitori di tecnologie elettriche e macchinari di processo e da società di servizi energetici. **Lo studio presenta diversi scenari di convenienza economica per l'adozione di soluzioni di elettrificazione in sostituzione degli attuali impieghi di gas naturale.** Partendo dai più recenti bilanci energetici settoriali, e modellando le trasformazioni energetiche dei vettori (gas, elettricità) dall'ingresso ai due settori fino ai servizi finali (ed esempio, asciugatura a bassa o alta temperatura, con o senza vapore), il modello ottimizza i costi cumulati nel lungo termine, considerando l'evoluzione di *CapEx* e *OpEx* delle tecnologie e in relazione alle traiettorie assunte dei prezzi di gas e elettricità.

I diversi scenari di prezzo dei vettori energetici e delle tecnologie per la produzione del calore guidano le traiettorie di diffusione delle innovazioni tecnologiche e il relativo impatto sull'adozione dell'elettrificazione. Questo permette di offrire uno scenario di elettrificazione nel tempo dei processi industriali in base alle sole variabili economiche. Questo permette di **informare le politiche su come**

intervenire per facilitare l'elettificazione in chiave di obiettivi di efficienza, ambiente e competitività.

Gli scenari di prezzo dei vettori energetici proposti sono costruiti al netto delle componenti fiscali e para-fiscali delle tariffe, mentre includono le stime di costo del meccanismo ETS1 nella formazione del prezzo dell'elettricità e ETS2 per il gas.

I risultati dell'analisi di scenario indicano che:

1. **L'elettificazione del calore di processo al di sotto degli 80°C è la soluzione più conveniente già entro il 2025 in base al prezzo attuale dell'elettricità e del gas naturale.** La domanda elettrificabile in questo intervallo di temperatura è limitata a circa il 10% degli usi termici, escluso il riscaldamento degli ambienti. In questo caso, il ruolo delle tecnologie elettriche permette un risparmio di 1,7 Mton di CO₂ e 0,8 miliardi di Smc.
2. **Per le temperature più alte di 80°C e per i processi che necessitano vapore, il modello indica che il differenziale di prezzo tra elettricità e gas,** definito non solo dai prezzi relativi dei due vettori ma anche dall'efficienza delle tecnologie, **non permette di recuperare il maggiore costo d'investimento delle tecnologie per l'elettificazione almeno sino al 2040.**
3. **Al 2040 il modello vede una convenienza economica nella completa elettificazione dei processi di calore.** Questo è l'effetto:
 - a. del progressivo disaccoppiamento del prezzo dell'elettricità da quello del gas, ove il prezzo dell'elettricità converge verso il LCOE degli impianti fotovoltaici e relativa infrastruttura di accumulo, sganciandosi dagli oneri di ETS1;
 - b. delle previsioni di costo del gas su cui grava un progressivo incremento di costo dovuto al crescente ruolo di ETS2;
 - c. della riduzione attesa dei costi di investimento delle tecnologie per l'elettificazione dei processi.

Lo scenario, tuttavia, presenta un mix di tecnologie non ottimale dal punto di vista dell'efficienza energetica. Questo perché la sostituzione delle alternative alimentate a gas con quelle elettriche è guidata solo dai prezzi dei due vettori, e avviene quando il rapporto tra il prezzo dell'energia elettrica e del gas risulta pari a 1,1. Vengono, pertanto, adottate tecnologie elettriche con minore *CapEx* e minore efficienza.

Per anticipare l'adozione di soluzioni elettrificate, è stato analizzato l'effetto di politiche incentivanti sull'efficienza energetica, il sostegno agli investimenti per tali soluzioni e il relativo costo.

In particolare, con una riduzione al 4% del Costo Medio Ponderato del Capitale¹, rispetto al 10% considerato nelle simulazioni base, **con politiche finanziarie, e l'introduzione di un incentivo in conto capitale del 50% sui costi di investimento delle tecnologie elettriche ad alta efficienza** inducono il modello a un'adozione anticipata di **cinque anni** delle pompe di calore, raggiungendo un tasso di elettificazione dell'86% entro il 2035, e a risparmi sui costi nel lungo periodo.

Secondo l'analisi, il costo di queste politiche di sostegno pubblico ammonterebbe a 2,3 miliardi di euro per lo Stato nel periodo 2025-2040.

¹ WACC - Weighted Average Cost of Capital

Infine, sono state simulate soluzioni basate sull'impiego del biometano. Secondo gli scenari, **il biometano non appare competitivo, rispetto all'elettrificazione**, come soluzione di decarbonizzazione per i settori alimentare e delle bevande e tessile. Si stima, infatti, che il prezzo del biometano sia allineato a quello dell'idrogeno, di cui è diretto sostituto nei processi di difficile elettrificazione.

Questi risultati sono confermati dall'analisi dei casi studio, condotti su 6 imprese, di cui 4 del settore alimentare (tre caseifici e un birrificio) e 2 del settore tessile, in cui l'elettrificazione del calore di processo a bassa e media temperatura è sempre tecnicamente fattibile.

Nei casi studio, dove vengono considerati anche gli oneri fiscali e parafiscali applicati alla tariffa elettrica e gas, come gli oneri generali di sistema e le accise, il vantaggio economico dell'elettrificazione è annullato anche nei processi sotto gli 80 °C. Infatti, il peso delle componenti fiscali e parafiscali nelle tariffe assorbe i benefici della maggiore efficienza delle pompe di calore rispetto all'uso del gas.

Questa condizione è amplificata se si considera che, nelle industrie, il calore è fornito dalla stessa tecnologia per tutti i processi, compreso il riscaldamento. Tali vincoli infrastrutturali sono comuni agli attuali sistemi basati sui combustibili fossili e richiedono un aggiornamento o una modifica dei macchinari esistenti e la riprogettazione del layout dei sistemi di approvvigionamento energetico per l'adozione di tecnologie a sostegno dell'elettrificazione.

Inoltre, un quadro legislativo frammentato che, pur sostenendo l'efficientamento energetico, premia anche l'installazione di tecnologie alimentate a gas, come gli impianti di cogenerazione, aumenta il rischio di *lock-in* tecnologico.

I risultati dell'analisi mostrano come, nelle condizioni attuali, non esista un *business case* per l'elettrificazione del calore di processo industriale, nemmeno con l'adozione delle soluzioni più efficienti già sul mercato.

È, quindi, necessario un quadro politico integrato e coerente a livello europeo e nazionale che abiliti l'adozione di queste soluzioni che sono a favore di sicurezza energetica e competitività del sistema produttivo nel medio e lungo termine.

Questi livelli dovrebbero rafforzarsi a vicenda, massimizzando l'adozione dell'elettrificazione ad alta efficienza come soluzione per la decarbonizzazione, la sicurezza energetica e la competitività dell'industria.

Tale quadro dovrebbe prevedere:

1. **L'adozione di un obiettivo esplicito di elettrificazione per il calore di processo industriale** nell'ambito del *EU Electrification Action Plan* e legislazione derivante. Questo darebbe certezza agli investitori. Il *Clean Industrial Deal* già definisce un obiettivo trasversale del 32% al 2030 e identifica l'elettrificazione come una soluzione per affrontare i maggiori costi energetici legati alle importazioni di combustibili fossili del continente. Questa soluzione potrebbe anche sbloccare il potenziale per la diffusione e lo sviluppo di soluzioni tecnologiche proprio in quelle catene di approvvigionamento in cui l'UE sembra ben posizionata, oltre a stimolare gli investimenti sul fronte del consumo energetico.
2. Un quadro normativo che favorisca l'elettrificazione, che preveda di:

- a. **Assicurare la diffusione delle energie rinnovabili nel mercato elettrico con meccanismi in grado di consegnare un prezzo al consumo corrispondente ai costi delle tecnologie rinnovabili** monitorando attentamente i progressi e rimuovendo tempestivamente potenziali criticità.
- b. **Consentire ai consumatori di trarre vantaggio in termini di costo e sicurezza derivanti dalla produzione di energia da fonti rinnovabili**, favorendo il disaccoppiamento dei prezzi dell'elettricità e del gas.
- c. **Rivedere gli squilibri tra le tariffe elettriche e gas a livello nazionale, per rimuovere le attuali barriere all'integrazione dei sistemi energetici attraverso l'elettrificazione dei processi industriali.** Questo assicurando che le componenti fiscali e parafiscali delle tariffe siano armonizzate con gli effetti degli strumenti di mercato ETS1 e ETS2 per consegnare una corretta incidenza sui costi finali in relazione al contenuto energetico e l'emissione di CO2 dei diversi vettori.
- d. **Espandere e modernizzare le reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica**, affinché siano in grado di gestire l'aumento della domanda e di accogliere tempestivamente le richieste di connessione.
- e. **Agevolare la creazione di mercati guida (*lead market*) per i prodotti decarbonizzati** attraverso una serie di politiche, comprese le agevolazioni fiscali e gli appalti pubblici verdi, che favoriscano la creazione di una domanda sia per le tecnologie abilitanti l'elettrificazione sia per i prodotti derivanti da produzioni decarbonizzate.

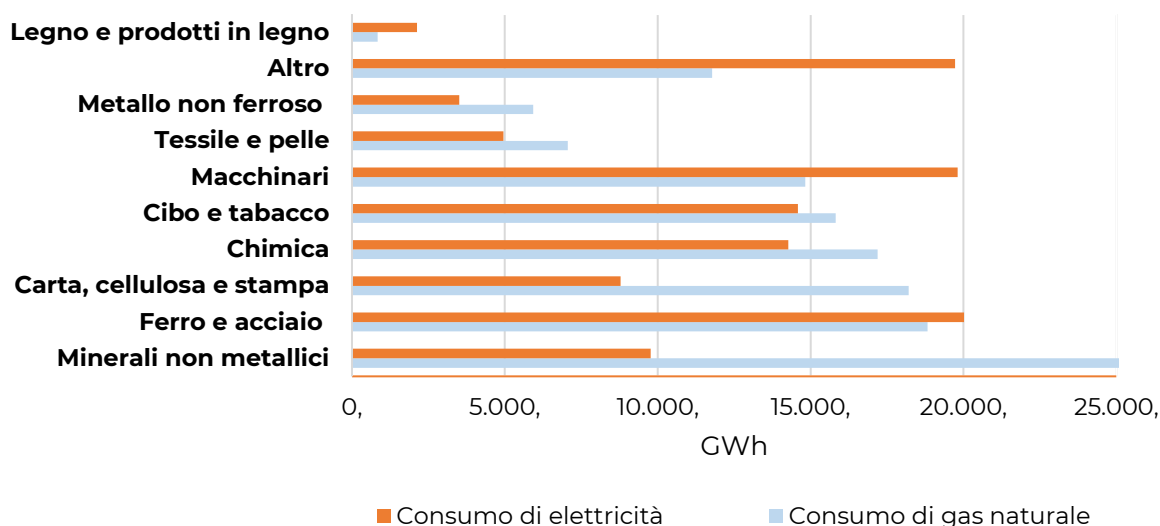
Nello sviluppo di un quadro politico è necessario tenere conto di due elementi base:

1. Lo sviluppo di **competenze** e di **forza lavoro qualificata**, in grado di sviluppare nuove tecnologie per l'elettrificazione, di progettarne l'impiego all'interno dei siti industriali, con tutte le complessità che questo comporta in termini di valutazione del profilo energetico dei processi, di installazione, funzionamento e manutenzione di queste soluzioni. Pertanto, nonostante siano mature, le soluzioni elettrificate necessitano di un supporto per quanto riguarda la formazione della forza lavoro.
2. Lo sviluppo di una **strategia finanziaria**, che preveda l'assegnazione di fondi dedicati all'elettrificazione industriale nell'ambito del **Fondo europeo per la competitività**, un'assegnazione più rigorosa delle spese per le entrate **dell'ETS1 e dell'ETS2**, condizioni chiare per gli **aiuti di Stato** che assicurino risorse adeguate per la dimostrazione di soluzioni innovative di elettrificazione diretta e lo sviluppo di reti intelligenti dal **Innovation Fund**, in particolare per i progetti su piccola scala e per quelli che coinvolgono le PMI.

1 INTRODUZIONE

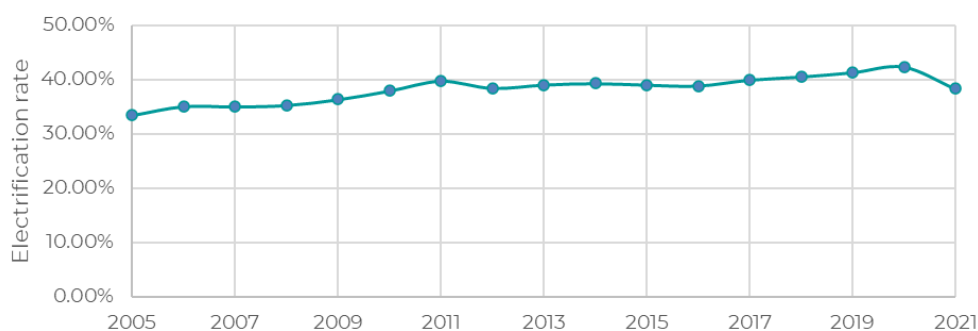
L'industria manifatturiera italiana, la cui produzione risulta al secondo posto in Europa ed ottavo al mondo², deve affrontare sfide specifiche per la decarbonizzazione dei propri consumi energetici. Nel 2021 il settore è stato complessivamente responsabile di circa il 22% delle emissioni dirette nazionali di gas serra, pari a 85,4 MtCO_{2eq}³. Il 63% è legato alla combustione diretta di combustibili fossili (principalmente gas naturale⁴) per la produzione di calore nei processi industriali ([Figura 1](#)).

Figura 1 – Consumo finale di energia elettrica e gas naturale per settori industriali.
Dati Eurostat elaborati da ECCO.



L'elettrificazione rappresenta una delle strategie principali di decarbonizzazione della produzione di calore nei processi industriali⁵. Nel 2021, il tasso di elettrificazione del consumo finale di energia nell'industria era del 38,3%⁶. Tuttavia, il tasso è rimasto relativamente costante dal 2005, come mostrato in [Figura 2](#).

Figura 2 – Tasso di elettrificazione dell'industria italiana (elaborazione ECCO da JRC IDEES, 2023)



² Dati UNIDO per il 2022, misurati in dollari USA a prezzi costanti 2015

³ Elaborazione ECCO basata sui dati UNFCCC 2022. La quota sale al 31% se si considerano le emissioni derivanti dall'uso dell'elettricità.

⁴ Nel 2021, il gas naturale rappresenterà il 39% del consumo finale di energia nel settore industriale. Elaborazione ECCO basata sul bilancio energetico Eurostat Industria 2022 e sul database UNFCCC.

⁵ Fraunhofer ISI 2024, Eurelectric 2024, McKinsey 2023, Commissione europea Valutazione d'impatto per l'obiettivo 2040

⁶ IDEE JRC, 2023

Le analisi settoriali contribuiscono a fornire la necessaria comprensione delle esigenze e delle prospettive settoriali all'interno del processo di decarbonizzazione, per conciliare gli obiettivi *Net zero* con il posizionamento competitivo sia delle filiere esistenti che di quelle innovative. Questo lavoro esplora i processi industriali potenzialmente elettrificabili e le condizioni tecniche ed economiche perché questo sia possibile. Fornendo dati quantitativi attraverso l'analisi di scenari e casi studio, il lavoro mira a informare le politiche industriali nazionali ed europee. Queste attualmente mancano di chiari obiettivi di elettrificazione e non specificano una chiara strategia di riduzione delle emissioni per l'industria manifatturiera, soprattutto per quanto riguarda le industrie che rientrano nell'obiettivo di riduzione dell'*Effort Sharing Regulation* (ESR) assegnato all'Italia, cioè spesso quelle a minore intensità energetica e le piccole e medie imprese⁷.

L'industria italiana presenta delle peculiarità tra i Paesi europei, infatti le piccole e medie imprese rappresentano il fulcro dell'ecosistema industriale italiano. Esse rappresentano il 57% del valore aggiunto e il 17% degli addetti nazionali⁸. Per fornire una base conoscitiva per lo studio, nel febbraio 2024, ECCO ha condotto un esercizio di modellazione semplificata *top-down* volto a valutare il potenziale di elettrificazione diretta del calore dei processi industriali⁹, concentrandosi in particolare sui settori con il potenziale più elevato e immediatamente sfruttabile, come quelli che ricadono principalmente nel campo di applicazione dell'ESR. Sulla base dei dati di letteratura¹⁰, il consumo totale di calore al di sotto dei 150°C, sulla base di dati 2021, era pari a 81,4 TWh e il potenziale di riduzione delle emissioni associato pari a 8,3MtCO_{2eq} al 2030¹¹ ([Figura 3](#)). L'uso del calore di processo a bassa e media temperatura, ovvero al di sotto dei 150°C, si riscontra principalmente in specifici sottosettori, come quello alimentare e delle bevande, quello della carta e i cosiddetti "altri" settori, tra cui quello tessile e del cuoio e quello dei macchinari. Il principale fabbisogno di calore in questi settori è rappresentato dall'acqua calda e dal vapore utilizzati per i processi industriali. Lo studio ha anche evidenziato che tutti i settori industriali condividono il potenziale di elettrificazione del riscaldamento degli ambienti, che rappresenta il 17% del consumo termico finale totale (circa 13,8 TWh nel 2021).

⁷ Inoltre, il Piano Nazionale per l'Energia e il Clima (PNIEC) non raggiunge l'obiettivo di riduzione dell'Effort Sharing Regulation (ESR) assegnato all'Italia, puntando a una riduzione del -40% anziché del -43,7% rispetto ai livelli del 2005. Le emissioni del settore manifatturiero rappresentano circa il 13% delle emissioni previste dall'obiettivo nazionale di Effort Sharing.

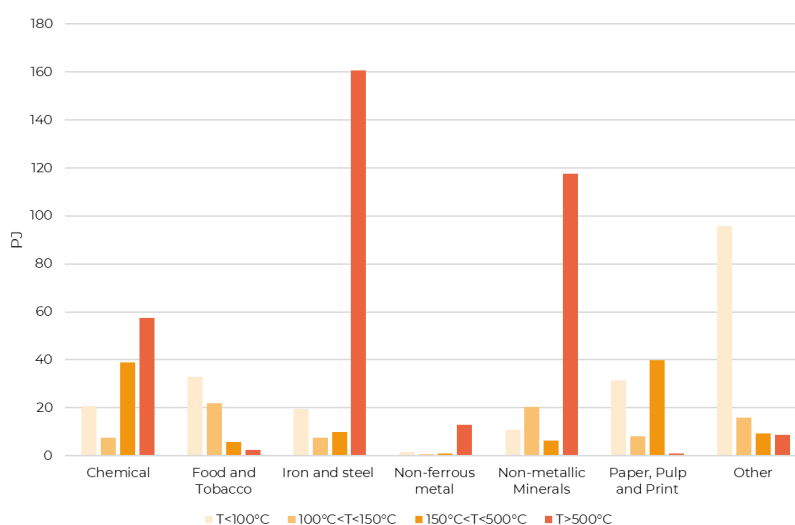
⁸ Elaborazione sui dati ISTAT 2019

⁹ [Industria ed elettrificazione, opportunità strategiche per il Piano nazionale energia e clima](#), ECCO, 2024

¹⁰ I dati si riferiscono al 2021. Elaborazione ECCO basata su Kosmadakis, Georg; "Estimating the potential of industrial (high temperature) heat pumps for exploiting waste heat in EU industries", Applied Thermal Engineering, 20 aprile 2019", Applied Thermal Engineering, 25 giugno 2018.

¹¹ Si ipotizza l'elettrificazione del 50% di tale calore entro il 2030 e che tutto il consumo di calore provenga esclusivamente dal gas naturale, che è una stima conservativa

Figura 3 – Consumi finali di energia termica dei settori industriali italiani suddivisi per livelli di temperatura nel 2021¹²



A partire da quella base, questo lavoro ha inteso sviluppare un'analisi settoriale su due settori rilevanti dell'industria manifatturiera italiana, quello alimentare e quello tessile, caratterizzati da calore di processo a bassa e media temperatura e da una bassa domanda di energia termica.

È stata, quindi, condotta un'analisi di scenario utilizzando un modello computazionale con l'obiettivo di comprendere come la relazione tra le principali componenti dei prezzi del gas e dell'elettricità in Italia e i fondamentali del mercato che guidano le loro future traiettorie di diffusione influenzino l'adozione dell'elettrificazione del calore industriale. L'analisi di scenario è integrata dalla descrizione di sei casi studio di aziende dei due settori. I casi studio, forniti da un partner tecnico¹³, descrivono i risultati di una valutazione tecnica ed economica delle alternative di elettrificazione con tecnologie disponibili sul mercato, considerando i prezzi energetici attuali. L'analisi di scenario e la descrizione dei casi studio forniscono diversi spunti di riflessione sugli elementi che favoriscono e ostacolano l'elettrificazione del calore di processo a bassa e media temperatura.

La Commissione europea, per il mandato appena iniziato, ha messo al centro della propria azione la necessità di riconciliare in modo efficiente gli obiettivi del clima e quelli della competitività. Con il Clean Industrial Deal questo lavoro è iniziato e con l'EU Electrification Action Plan si prevede possa proseguire. Questo lavoro mira a informare e supportare i decisori politici nell'identificazione degli obiettivi che guidano la decarbonizzazione dell'industria rafforzando al contempo la competitività.

Il [Capitolo 2](#) descrive l'analisi di scenario effettuata sui settori alimentare e tessile, mentre il [Capitolo 3](#) descrive i sei casi studio di aziende dei due settori. Raccogliendo gli spunti dei due capitoli precedenti, il [Capitolo 4](#) e il [Capitolo 5](#) discutono rispettivamente i co-benefici e le barriere all'elettrificazione, mentre il [Capitolo 6](#) definisce alcuni pilastri per elaborare una visione strategica per un'azione a livello europeo. Infine, il [Capitolo 7](#) suggerisce raccomandazioni politiche nel contesto nazionale per sostenere l'elettrificazione del calore industriale. La domanda di calore dei settori in linea con un percorso di decarbonizzazione entro il 2050.

¹² Elaborazione ECCO basata su Kosmadakis, Georg; "Estimating the potential of industrial (high temperature) heat pumps for exploiting waste heat in EU industries", Applied Thermal Engineering, 20 aprile 2019", Applied Thermal Engineering, 25 giugno 2018.

¹³ <https://enersem.eu/>

2 ANALISI DELLO SCENARIO

È stata condotta un'analisi di scenario su due settori rilevanti dell'industria manifatturiera italiana, quello alimentare (NACE 10, insieme a quello di bevande NACE 11) e quello tessile (NACE 13) per rappresentare l'adozione di tecnologie per l'elettificazione del calore dei processi industriali tipici di tali settori. Questa analisi di scenario si è concentrata sulla relazione tra i prezzi del gas e dell'elettricità in Italia per studiare la competitività delle tecnologie per l'elettificazione in base ai fondamentali dei prezzi delle materie prime energetiche. Pertanto, sono stati ipotizzati tre diversi scenari di prezzi energetici, considerando il prezzo all'ingrosso dell'elettricità, includendo la componente ETS, i costi di trasmissione e distribuzione ed escludendo i contributi fiscali e parafiscali.

Gli scenari sono ottenuti come output di un modello di ottimizzazione dei costi energetici a lungo termine, costruito ai fini questo lavoro utilizzando il software open-source Osemosys¹⁴. Questo strumento consente di effettuare un'analisi computazionale del costo minimo per soddisfare una determinata domanda di energia (definita per tipo di risorsa, come il calore) mediante un insieme di tecnologie disponibili, caratterizzate da parametri quali i costi di investimento e l'efficienza. Ogni tecnologia simula la conversione di risorse energetiche primarie in secondarie (ad esempio, le caldaie a gas convertono il gas naturale in calore) e i costi di consumo delle materie prime risultano come costi operativi della tecnologia. Il modello fornisce la soluzione ottimale in termini di costi (cioè l'insieme ottimale di tecnologie) per l'intero orizzonte temporale modellato. Nell'analisi attuale, l'orizzonte temporale è 2021-2050. Il consumo energetico dei settori modellati nel 2021 è stato replicato sulla base del database IDEES¹⁵, che offre dati dettagliati sul consumo e sulla domanda di energia specifici per settore e per processo industriale. Nell'orizzonte temporale considerato, le nuove tecnologie possono sostituire quelle esistenti, rappresentando un'innovazione tecnologica.

Sulla base della metodologia di lavoro di ECCO, l'elaborazione dello scenario è stata alimentata da uno scambio continuo con le parti interessate, ovvero fornitori di tecnologie, consumatori di calore, aziende energetiche, nonché dai risultati dei casi studio per quello che riguarda i profili della produzione di calore e caratteristiche principali dei flussi e dei processi di calore.

Sulla base degli input e delle ipotesi, sono stati svolti **quattro scenari di mercato**. Gli **input** del modello costruito per questo lavoro includono:

- **Proiezioni dei prezzi delle materie prime:** le proiezioni dei prezzi delle materie prime sono le ipotesi principali di questa analisi di scenario. Per fornire diversi spunti di riflessione, sono state elaborate **quattro diverse proiezioni dei prezzi all'ingrosso dell'elettricità e del gas**, compresi gli oneri ETS, di trasmissione e di distribuzione, dal 2021 al 2050. Tali proiezioni costituiscono gli input per i **quattro diversi scenari di mercato**.
- **Costi di investimento nelle tecnologie (CapEx):** seguendo il database IDEES di JRC, sono state mappate le tecnologie attualmente utilizzate dai settori per ogni processo. Inoltre, il modello può scegliere tra le tecnologie attualmente disponibili o che si prevede saranno disponibili in futuro per soddisfare la domanda energetica dei processi. Le proiezioni dei prezzi sono state definite attraverso ricerche di letteratura e discussioni con le parti interessate. Il prezzo iniziale delle tecnologie è destinato a diminuire nel tempo grazie all'adozione da parte

¹⁴ <http://www.osemosys.org/>

¹⁵ Banca dati IDEES - Industria italiana, 2024, JRC

del mercato, soprattutto se si considerano le pompe di calore per applicazioni industriali. In questo lavoro, sono state esplorate **due misure politiche sul CapEx**.

- **Proiezioni della domanda di calore:** tutti gli scenari si sono basati sulla domanda di calore dei processi industriali nel 2021. La domanda è stata proiettata fino al 2050 utilizzando come *driver* il tasso di crescita del valore aggiunto lordo (GVA), come indicato nel Piano Nazionale per l'Energia e il Clima (PNIEC) italiano¹⁶.
- **Efficienza tecnologica:** Per rappresentare l'innovazione e il miglioramento tecnologico, le tecnologie esistenti e quelle di nuova introduzione sono state caratterizzate da un'efficienza crescente, sulla base della letteratura e delle interviste con i soggetti interessati durante gli incontri dedicati.

Inoltre, tutti gli scenari condividono le seguenti ipotesi principali:

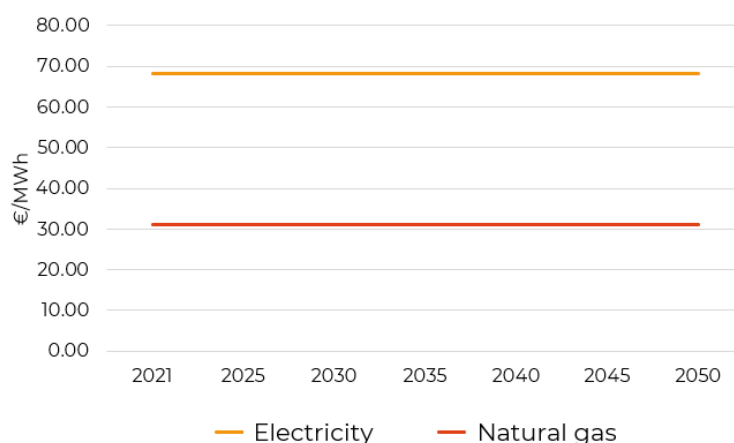
- **Ottimizzazione competitiva:** il modello valuta le diverse opzioni tecnologiche, selezionando la soluzione meno costosa e più efficiente in base alle condizioni date. Non sono stati imposti vincoli sulle capacità massime installate all'anno, rendendo il modello sensibile alle variazioni dei prezzi delle materie prime e dei costi di investimento delle tecnologie. Questo perché **il lavoro non mira a simulare l'inerzia dell'industria nell'adozione delle soluzioni elettrificate, ma quando si verificano le condizioni favorevoli per la piena adozione dell'elettrificazione.**
- **Modalità di funzionamento:** il modello cattura la complessità dei processi dei settori definendo per ogni tecnologia la specifica domanda da fornire (ad esempio, la caldaia può produrre vapore o acqua >150°C, mentre le pompe di calore a bassa temperatura possono produrre solo acqua <80°C) e identificando molteplici condizioni di funzionamento tra le quali il modello può scegliere di fornire la domanda appropriata in ogni unità di tempo (ad esempio, in un'unità di tempo le caldaie possono produrre solo vapore perché in quell'unità c'è solo la richiesta di vapore, in quella successiva vapore e acqua >150°C perché sono presenti entrambe le richieste, in quella successiva solo acqua >150°C).
- **Costo medio ponderato del capitale (WACC, Weighted Average Cost of Capital):** Per riflettere la difficoltà delle industrie italiane ad accedere ai finanziamenti per le attività non-core (ad esempio, l'efficienza energetica), l'analisi ipotizza un WACC del 10%.

I **quattro scenari di mercato** sono costruiti come segue:

1. **Scenario dei prezzi storici:** per verificare se le tecnologie per l'elettrificazione possono competere solo in base ai costi di investimento previsti e al miglioramento dell'efficienza, nel primo scenario i prezzi delle materie prime al 2050 replicano i dati medi dal 2010 al 2020, prima della crisi energetica e della pandemia COVID-19, e rimangono costanti per tutti gli anni modellati. I prezzi dell'elettricità e del gas per i settori selezionati sono stati raccolti dal sito dell'Autorità di regolazione italiana e dalla piattaforma del mercato energetico italiano (GME) e riflettono i costi per le piccole e medie imprese, compresi gli oneri di trasmissione e distribuzione e gli oneri ETS sull'elettricità. I prezzi finali sono stati di 31 €/MWh per il gas e 68 €/MWh per l'elettricità ([Figura 4](#)).

¹⁶ PNIEC (2024), Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Figura 4 – Prezzi dell'elettricità e del gas naturale nello scenario "Prezzi storici".



2. **Scenario centrale (High gas price):** nello scenario centrale, le proiezioni dei prezzi del gas si basano sui prezzi previsti dal Piano Nazionale per l'Energia e il Clima (PNIEC) e includono l'evoluzione della quota ETS sull'elettricità e della quota ETS2 sul gas. Quest'ultima riflette il costo della decarbonizzazione del vettore gas, che oggi non ha alcun costo aggiuntivo. I prezzi dell'elettricità e del gas naturale sono stati inizialmente fissati ai valori medi dal 2010 al 2020, poi proiettati sulla base delle seguenti ipotesi:

- Il prezzo del gas naturale è stato fissato a 40 €/MWh entro il 2050, sulla base del PNIEC italiano. Sono stati aggiunti gli oneri di trasporto e distribuzione fino al 2050, considerando i possibili investimenti infrastrutturali nazionali¹⁷. E' stato previsto un aumento graduale dei prezzi ETS2¹⁸. Date le diverse percentuali ricadenti nell'ambito dell'ETS2 per i settori alimentare e tessile, l'impatto del prezzo del carbonio è diverso nei due settori.
- Il prezzo dell'elettricità è stato modellato sulla base del gas naturale fino al 2025, per poi diminuire linearmente, disaccoppiandosi dal gas e raggiungendo nel 2050 il costo livellato dell'elettricità (LCOE) di un sistema di generazione fotovoltaico con accumulo¹⁹, ipotizzando che l'energia solare con accumulo sarà il motore principale dei prezzi dell'elettricità entro il 2050. I valori sono stati valutati dal PNIEC italiano e dal DNV Energy Outlook²⁰. Per l'elettricità sono stati considerati anche gli oneri di trasmissione, utilizzando l'aumento storico delle tariffe negli anni 2010-2020²¹. In base a queste ipotesi, la parità di prezzo tra gas ed elettricità dovrebbe essere raggiunta intorno al 2042. La [Figura 5](#) mostra i prezzi dell'elettricità e del gas naturale nello scenario centrale (High Gas Price).

¹⁷ Le ipotesi di ECCO basate sull'obiettivo italiano di NECP nello scenario Fit per 55

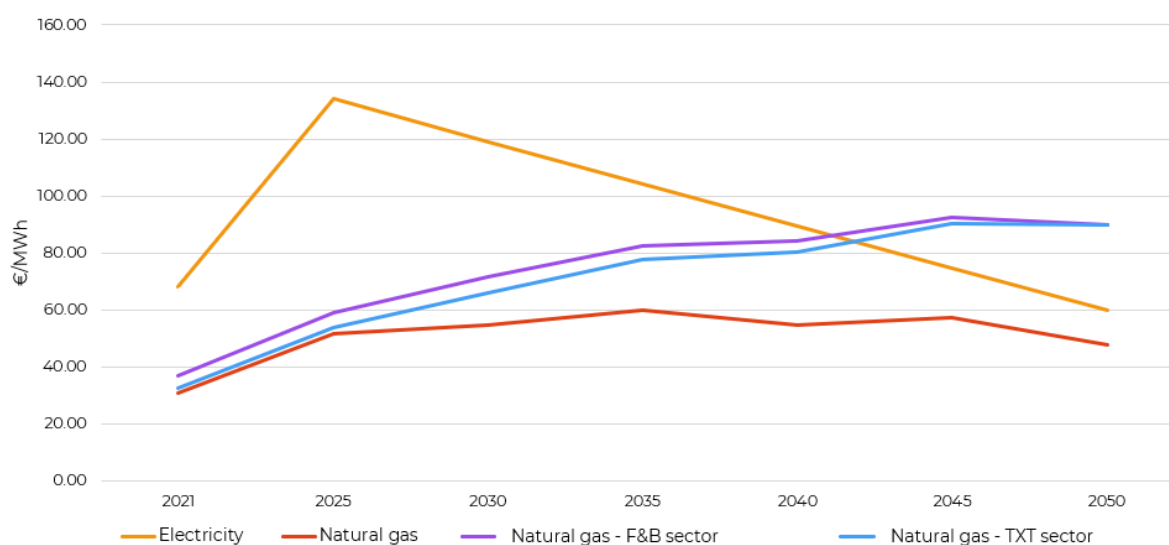
¹⁸ Elaborazione [ECCO su database Agora](#), ipotizzando che i prezzi ETS e ETS2 raggiungano i 210€/tonCO2 entro il 2050.

¹⁹ Valutato in base al rapporto DNV energy outlook 2023, al 2050 si ipotizza che il LCOE del fotovoltaico+storage raggiunga i 50€/MWh.

²⁰ <https://www.dnv.com/publications/energy-transition-outlook-2024/>

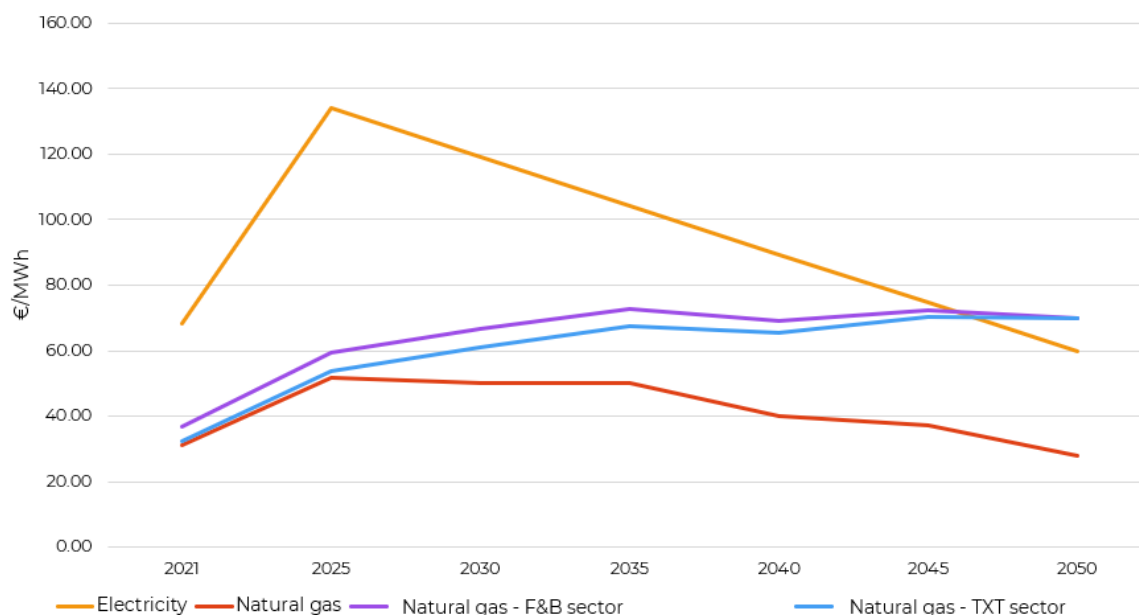
²¹ Le tasse di trasporto per la componente elettrica sono state ipotizzate considerando le medie imprese come consumatori.

Figura 5 – Prezzi dell'elettricità e del gas naturale nello scenario "High gas price".



3. **Scenario del prezzo del gas basso (Low gas price):** date le incertezze legate alle proiezioni future dei prezzi del gas naturale, è stato sviluppato un terzo scenario che considera una proiezione più conservativa del prezzo del gas. Segue lo stesso approccio del precedente, ma in questo caso si prevede che il prezzo del gas naturale raggiunga un picco di 40€/MWh nel 2025, per poi scendere gradualmente a 20€/MWh entro il 2050. Come mostrato nella [Figura 6](#), si prevede che la diminuzione del prezzo del gas sposti il punto di convergenza tra i prezzi dell'elettricità e del gas di circa 5 anni, rispetto allo scenario centrale.

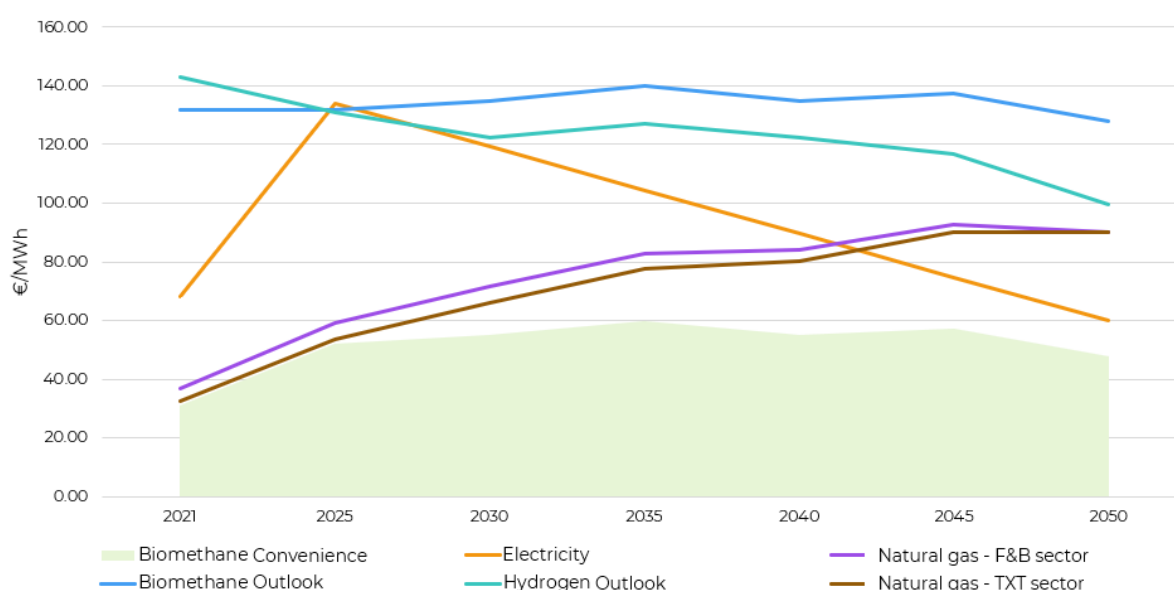
Figura 6 – Elettricità e gas naturale utilizzati per la simulazione dello scenario "Low gas price", ipotesi basate sui precedenti prezzi del gas valutati dal mercato energetico italiano GME e dal rapporto DNV energy outlook.



4. **Scenario biometano:** questo scenario esplora il potenziale di adozione di soluzioni basate sul biometano per la decarbonizzazione della domanda di calore dei settori. Le stime attuali del prezzo del biometano indicano che i prezzi saranno molto probabilmente da 2 a 3 volte

superiori al costo del gas naturale. Si stima infatti che i prezzi del biometano potrebbero raggiungere il costo all'ingrosso di 120€/MWh²², compresi i sussidi. Ulteriori proiezioni sottolineano inoltre che il costo del biometano sarà probabilmente influenzato anche dal prezzo dell'idrogeno, dato che questo combustibile competerà per l'approvvigionamento energetico delle industrie ad alta intensità energetica. Secondo queste stime, è improbabile che le tecnologie basate sul biometano conquistino il mercato. Per favorirle, quindi, in questo scenario il prezzo del biometano è stato reso competitivo con le altre materie prime, mentre i prezzi di gas ed elettricità sono previsti come nello scenario centrale. Allo stesso modo, si ipotizzano i costi di trasporto per il biometano e il gas naturale. L'area verde in [Figura 7](#) indica l'area di convenienza per il prezzo del biometano.

Figura 7 – Prezzo del biometano ipotizzato nello scenario Biometano rispetto alle proiezioni di altre commodity. L'area verde nella figura indica l'area di convenienza per il prezzo del biometano²³.



Dato che le quattro precedenti ipotesi di scenario di mercato non tengono conto dell'inerzia dell'industria o dei potenziali ritardi nella risposta ai prezzi delle materie prime preferite per l'adozione dell'elettrificazione, si è ritenuto necessario valutare le possibili misure che potrebbero accelerare l'elettrificazione. Sono state **simulate due politiche**, utilizzando le proiezioni dei prezzi energetici relativi agli scenari High gas price e Low gas price:

Politiche sul deprezzamento: l'obiettivo di questi scenari è simulare una politica volta a ridurre il costo del capitale per le nuove tecnologie e a incentivare l'efficienza. Pertanto, il costo medio ponderato del capitale (WACC) viene ridotto dal 10% al 4%. Questa misura dovrebbe incentivare il modello a installare (cioè a investire per) nuove tecnologie per sostituire quelle esistenti. In questo caso, sono incentivate tutte le nuove tecnologie, siano esse basate sul gas o sull'elettricità.

Sussidi CapEx per acquisto di tecnologie: questi scenari mirano a simulare politiche mirate per l'elettrificazione. In aggiunta agli scenari della politica di deprezzamento, i costi di investimento delle

²² Prospettive del biometano 2024, Polimi School of Management (<https://www.energystrategy.it/es-download/>)

²³ Quest'area è stata calcolata attraverso un processo iterativo descritto nel [paragrafo 2.3.4](#)

tecnologie per l'elettrificazione sono stati scontati del 50% fino al 2040 per simulare incentivi diretti all'elettrificazione.

La [Tabella 1](#) sintetizza l'elenco degli scenari sviluppati nel lavoro, le loro ipotesi di prezzo e gli obiettivi. La [Tabella 2](#) sintetizza le analisi di politiche condotte per gli scenari High gas price e Low gas price.

Tabella 1 – Elenco degli scenari sviluppati nell'analisi.

Scenario	Prezzi delle materie prime	Obiettivo
Prezzo storico	I prezzi replicano la media all'ingrosso 2010-2020, compresi gli oneri di trasporto e distribuzione e l'ETS sull'elettricità. Rimangono costanti per tutto l'orizzonte dello scenario.	Esplorare l'adozione dell'elettrificazione solo grazie alla riduzione dei costi di investimento e al miglioramento dell'efficienza delle alternative elettriche.
Centrale (High gas price)	Il prezzo del gas all'ingrosso è proiettato secondo il Piano Nazionale per l'Energia e il Clima (PNIEC), aggiungendo gli oneri di trasporto e distribuzione e l'evoluzione della tariffa ETS2. Il prezzo dell'elettricità include gli oneri di trasporto e distribuzione e l'ETS e si disaccoppia progressivamente dal gas, raggiungendo il costo livellato dell'elettricità (LCOE) di un sistema di generazione fotovoltaico con stoccaggio entro il 2050.	Esplorare l'adozione dell'elettrificazione considerando l'evoluzione prevista dei prezzi delle materie prime, compresi gli oneri ETS e ETS2 e il disaccoppiamento del prezzo dell'elettricità dal gas.
Basso prezzo del gas (Low gas price)	La proiezione del prezzo del gas include gli oneri come nello scenario centrale, ma il prezzo all'ingrosso è inferiore. Il prezzo dell'elettricità è previsto come nello scenario centrale.	Esplorare la diffusione dell'elettrificazione come nello scenario centrale, ma considerando un'evoluzione più conservativa del prezzo del gas.
Biometano	Il prezzo del biometano è stato abbassato rispetto alle stime della letteratura per essere competitivo con le altre materie prime. I prezzi del gas e dell'elettricità sono previsti come nello scenario centrale. Si ipotizzano tariffe di trasporto simili per il biometano e il gas naturale	Esplorare il potenziale di adozione di soluzioni basate sul biometano per la decarbonizzazione della domanda di calore dei settori.

Tabella 2 – Elenco delle analisi politiche condotte

Scenario	Prezzi delle materie prime	Obiettivo
Deprezzamento	I prezzi delle materie prime rimangono invariati	Simulare una politica volta a ridurre il costo del capitale per le nuove tecnologie e a incentivare l'efficienza, ipotizzando un WACC più basso.
Sussidi		Simulare una combinazione di politiche finalizzate a: - ridurre il costo del capitale per le nuove tecnologie e incentivare l'efficienza assumendo un WACC più basso, e - incentivare le tecnologie per l'elettrificazione scontando i loro costi di investimento del 50%.

2.1 DESCRIZIONE DEGLI USI ENERGETICI NEI SETTORI ALIMENTARE E DELLE BEVANDE E TESSILE IN ITALIA

I settori alimentare (NACE 10), delle bevande (NACE 11) e tessile (NACE 13) presentano un potenziale significativo per l'elettrificazione diretta del calore dei processi industriali, che attualmente è fornito principalmente dalla combustione di gas naturale o di altri combustibili fossili. Un'ampia panoramica dei settori analizzati è riportata nella [Tabella 3](#).

Tabella 3 – Indicatore socioeconomico di alimenti e bevande e settori in Italia.

Anno di riferimento 2021	Alimenti e bevande (NACE 10 e 11)	Tessile (NACE 13)
Numero imprese²⁴	53 000	11 000
% PMI	99.8%	99.7%
%Fatturato delle PMI	61.8%	81.9%
Dipendenti²⁴	460 000	107 000
Utile/Esportazione²⁵ [Mld€]	180/64	20/7.3

2.1.1 SETTORE ALIMENTARE E DELLE BEVANDE

Nel 2021, il **settore alimentare e delle bevande** in Italia ha consumato 39 TWh di energia e ha generato 4,2 milioni di tonnellate di emissioni dirette di CO₂eq. Del consumo totale di energia, 30 TWh sono stati utilizzati per il calore di processo. Tra i consumi di calore di processo, il 73% (21,9 TWh) è stato attribuito a tecnologie basate sul gas naturale, il 32% (9,6 TWh) è stato attribuito all'elettricità e il restante all'olio combustibile.

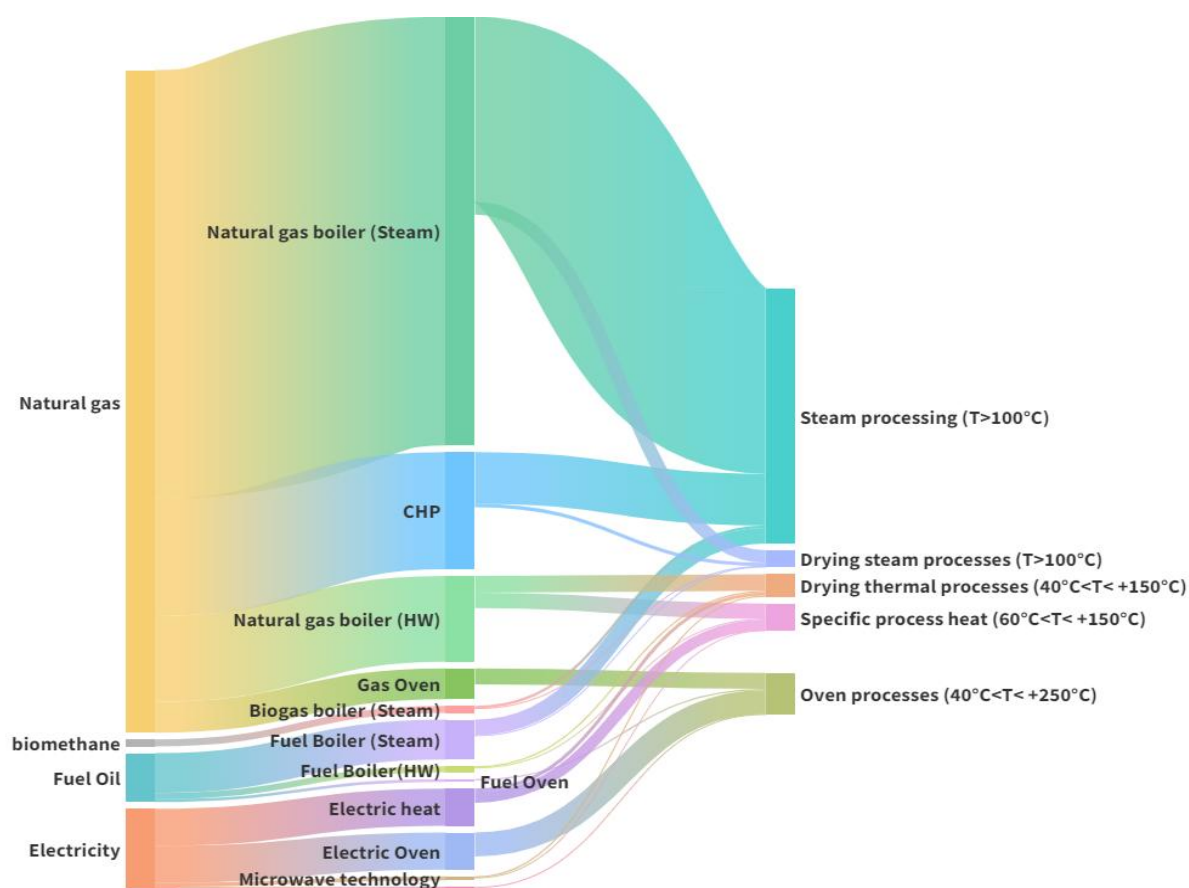
Il bilancio energetico del settore è stato modellato mettendo in relazione le temperature specifiche dei processi e le relative tecnologie di fornitura del calore. La quantità di gas consumata dai cogeneratori è stata calcolata utilizzando il database di Eurostat²⁶ e ipotizzando che tutto il calore fosse prodotto dai cogeneratori. La [Figura 8](#) mostra il bilancio energetico del settore, dal consumo di energia ai processi finali.

²⁴ Elaborazione ECCO su dati ISTAT (2021) relativi [alla](#) demografia delle imprese

²⁵ ECCO [Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima: Relazione sullo stato di avanzamento - ECCO, 2024](#).

²⁶ [Statistiche | Eurostat](#)

Figura 8 – Diagramma Sankey dei processi termici del settore alimentare e bevande 2021, dati elaborati dalla banca dati IDEES del CCR.



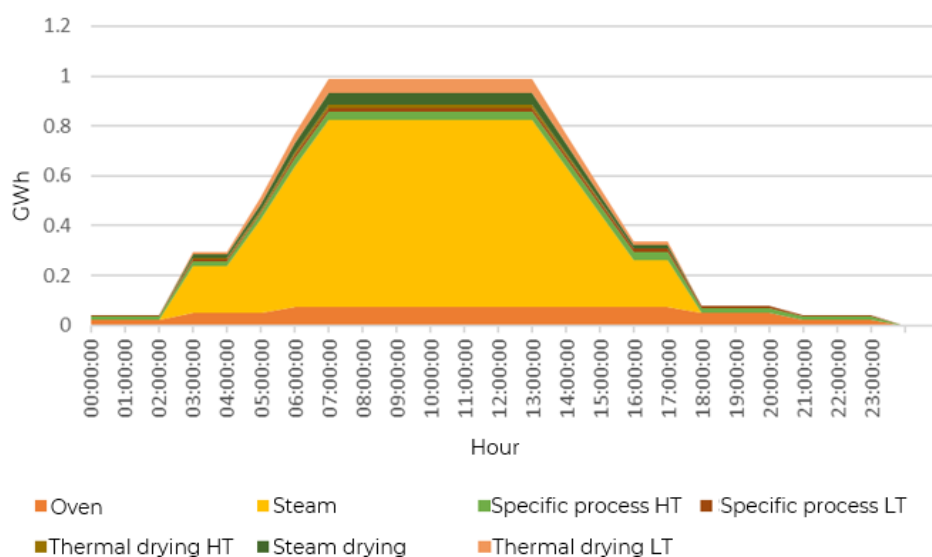
- **Processi a vapore:** Nel 2021, la maggiore domanda di energia del settore alimentare e delle bevande, pari al 71%, è stata determinata da processi a vapore come la pastorizzazione, la sterilizzazione o la distillazione. Il vapore è generato principalmente dalla combustione di gas naturale in caldaie o impianti di cogenerazione. Come mostra la figura, le caldaie hanno fornito il 73% dell'energia, mentre la cogenerazione ha rappresentato il 20%, mentre l'energia rimanente proviene da caldaie a olio combustibile e biomassa.
- **Processi di essiccazione:** I processi di essiccazione rappresentano il 12% del consumo energetico del settore. Questi includono l'essiccazione a vapore, che utilizza temperature fino a 150°C ed è alimentata principalmente da caldaie a gas naturale e impianti di cogenerazione; l'essiccazione termica, che opera a temperature inferiori (sotto gli 80°C) ed è alimentata da caldaie a gas naturale (92%) e olio combustibile; e l'essiccazione a calore diretto, che rappresenta il 10% della domanda totale di energia, alimentata da tecnologie specifiche come sistemi a infrarossi o a microonde; questo sottoprocesso è già completamente elettrificato.
- **Processi al forno:** Anche i processi di cottura rappresentano il 12% della domanda di energia e possono raggiungere temperature fino a 250°C. Mentre questi processi erano storicamente alimentati interamente da tecnologie a base fossile, i forni elettrici sono aumentati costantemente, raggiungendo il 57% dell'offerta energetica nel 2021. La restante energia è fornita da forni a gas naturale (38%), forni a olio combustibile (7%) e tecnologie a microonde (2%).
- **Gli altri processi specifici a calore,** che rappresentano il 5% della domanda di energia, operano a temperature inferiori a 150°C. Questo profilo di domanda energetica segue lo stesso

andamento dei processi di cottura. È alimentato principalmente da apparecchi elettrici, mentre il resto è fornito da gas naturale e una quota minore da olio combustibile.

Nel 2021, l'efficienza complessiva del sistema, comprese le inefficienze tecnologiche e di processo, era del 47%.

La variazione giornaliera della domanda di energia termica dei processi industriali del settore è stata valutata e inclusa nel modello per individuare eventuali picchi e definire la capacità richiesta. La domanda giornaliera aumenta nelle ore centrali della giornata, con un picco tra le 7:00 e le 15:00²⁷ ([Figura 10](#)). Questo profilo è definito come costante durante tutto l'anno.

Figura 9 – Profilo della domanda di calore nel settore alimentare e delle bevande.

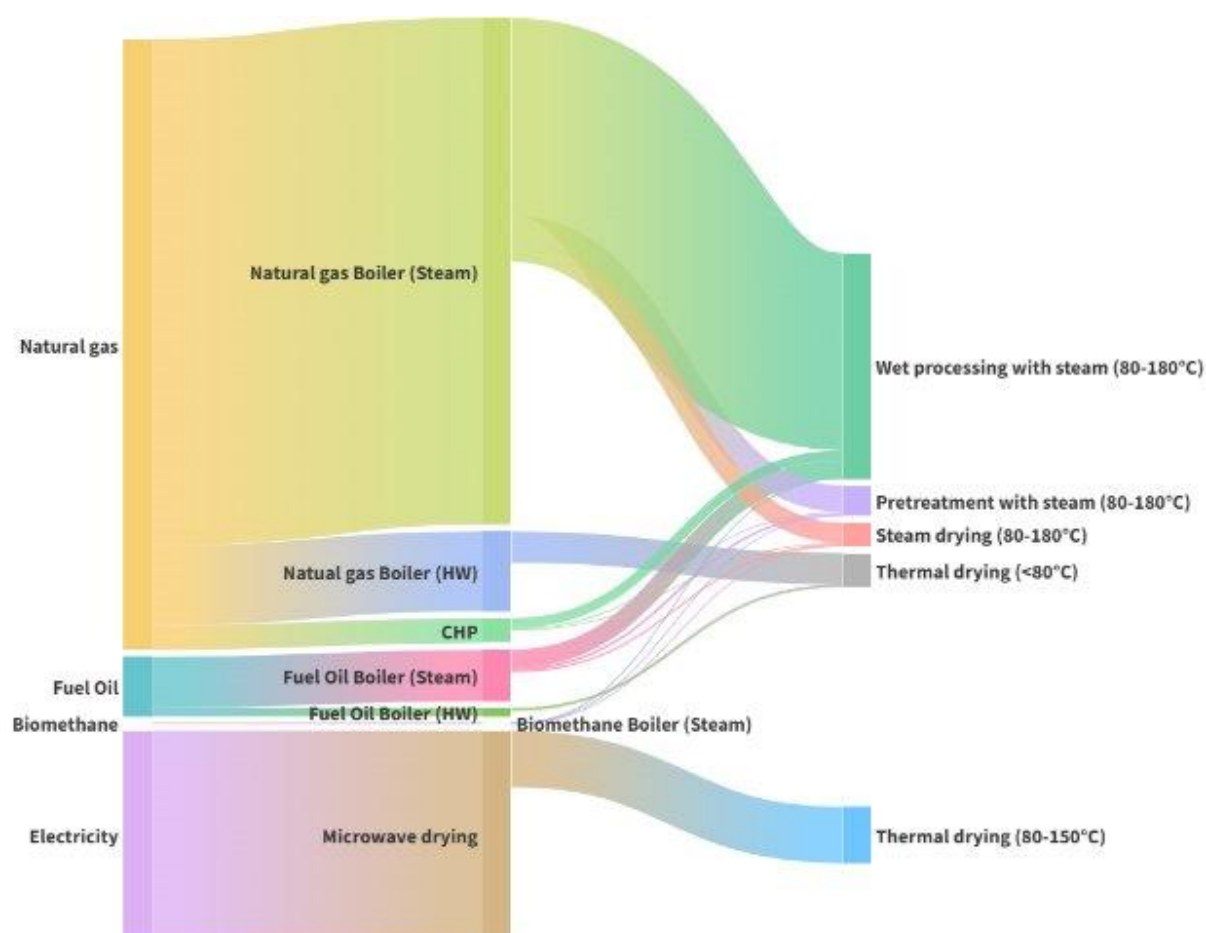


²⁷ I profili di domanda di ciascun processo sono stati definiti sulla base delle variazioni giornaliere analizzate nei casi studio. Poiché l'elettrificazione del raffreddamento degli ambienti è già una soluzione praticabile nell'ambito dell'attuale quadro politico, l'analisi di scenario si è concentrata esclusivamente sul calore dei processi industriali nei settori selezionati.

2.1.2 SETTORE TESSILE

Il consumo finale di energia nel 2021 nel **settore tessile** è stato di 12 TWh²⁸ e ha generato 1,4 milioni di tonnellate di emissioni dirette di CO₂eq. Del consumo totale, la quota del calore di processo è stata del 73% (8,5 TWh). Il 65% del consumo finale di calore di processo era costituito da gas (5,5 TWh), il 28% da elettricità (2,4 TWh) e il 5% da olio combustibile. La [Figura 10](#) mostra il bilancio energetico modellato del settore tessile, calcolato come precedentemente descritto per il settore alimentare.

Figura 10 – Diagramma Sankey dei processi termici tessili 2021, dati elaborati dalla banca dati IDEES del JRC.



La domanda di calore del settore può essere classificata²⁹ in processi a vapore, che rappresentano il 69% della domanda di energia e comprendono i pretrattamenti, processi di tintura e lavaggio a vapore, e l'asciugatura a vapore. La domanda restante è dovuta a processi di asciugatura non a vapore:

- Processi a vapore: I processi a vapore possono raggiungere temperature fino a 180°C, a seconda della pressione necessaria per i processi specifici e per i materiali prodotti; ad esempio, la tintura delle fibre sintetiche può richiedere temperature fino a 130°C, mentre le fibre naturali richiedono 100°C. La domanda di energia nei processi a vapore è soddisfatta principalmente da tecnologie a base fossile, con caldaie a gas naturale che rappresentano l'87% della quota energetica, caldaie a olio combustibile per l'8% e cogenerazione per il 5%.

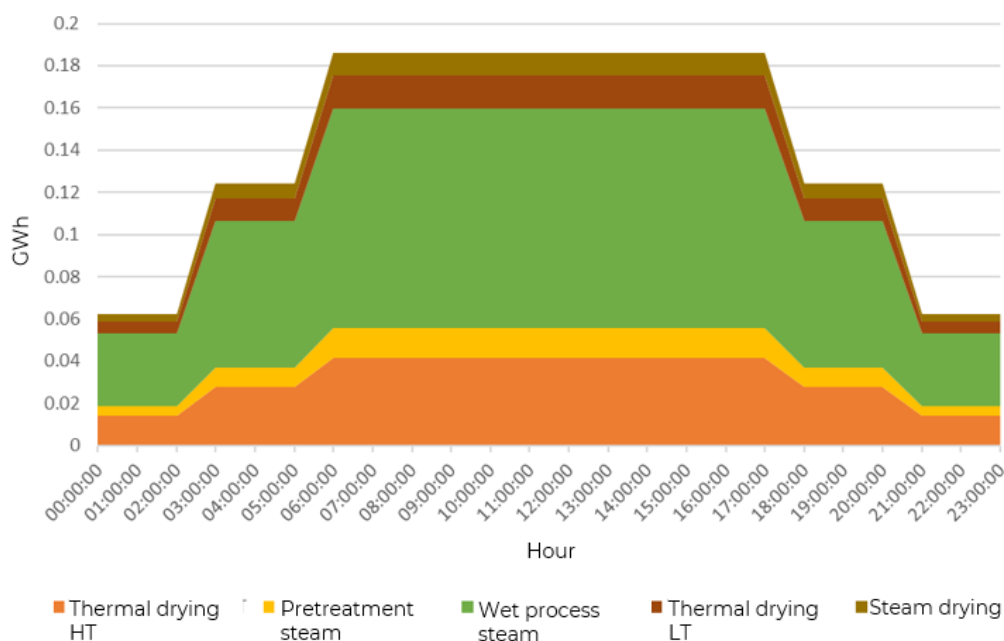
²⁸ Dati aggregati con tessili e cuoio.

²⁹ Elaborazione di ECCO sulla banca dati IDEES del CCR 2024

- Asciugatura termica: L'asciugatura termica, che opera a temperature inferiori a 80°C, si basa principalmente su tecnologie a combustibile fossile. Al contrario, l'asciugatura a calore diretto, che risulta come il maggior contributo alla domanda di energia tra i processi di essiccazione (62%), è ottenuta attraverso sistemi a microonde, rendendo il sottoprocesso completamente elettrificato.

Come nel settore alimentare, si è ipotizzato che tutte le domande termiche dei processi industriali seguano le stesse variazioni giornaliere e operino in modo continuo, con picchi di consumo tra le 6 del mattino e le 6 del pomeriggio ([Figura 11](#)).

Figura 11 – Profilo della domanda di calore nel settore tessile.



2.2 OPZIONI TECNOLOGICHE

I set iniziali di tecnologie nei due settori sono stati ipotizzati sulla base degli scambi con le parti interessate e delle elaborazioni dei database IDEES di JRC e Eurostat. Nel 2021, le tecnologie primarie fornite al modello per soddisfare le richieste sono principalmente caldaie e cogeneratori. Entrambe producono vapore e acqua calda e soddisfano quasi tutte le richieste di processo. Alcune tecnologie elettriche sono già disponibili nel 2021, come i forni elettrici e a microonde e i sistemi a infrarossi, e soddisfano una piccola parte della domanda. La [Tabella 4](#) e la [Tabella 5](#) mostrano l'insieme delle tecnologie incluse nel modello per entrambi i settori, identificando quelle iniziali e le alternative a sostegno dell'elettrificazione disponibili a partire dal 2022.

Tabella 4 – Opzioni tecnologiche nel settore alimentare e delle bevande per processo.

Processo	Intervallo di temperatura (°C) ³⁰	Tecnologie 2021	Alternative elettrificate (disponibili dal 2022)
Processi di cottura	80-250	• Forno a gas naturale • Forno a olio combustibile • Forno a microonde • Forno elettrico	• Forno a microonde • Forno elettrico
Processi specifici a calore	<150	• Caldaia ad acqua calda a gas naturale • Caldaia ad acqua calda a gasolio • Sistema a microonde • Sistema elettrico (sistema a infrarossi)	• Caldaia elettrica • Pompa di calore ad alta temperatura (<150°C) • Pompa di calore a temperatura medio-alta (<80°C) • Sistema a microonde • Sistema elettrico (sistema a infrarossi)
Processi a vapore	80-180- Vapore	• Caldaia a vapore a gas naturale • Caldaia a vapore ad olio combustibile • Caldaia a vapore a biomassa • CHP (cogenerazione)	• Caldaia elettrica • Pompa di calore con sistema booster (dal 2025)
Essiccazione (termica e a vapore)	40-250	• Caldaia ad acqua calda/vapore a gas naturale • Caldaia ad acqua calda/vapore di olio combustibile • Caldaia a vapore a biomassa • CHP (cogenerazione) • Sistema elettrico (sistema a infrarossi) • Sistema a microonde	• Caldaia elettrica • Pompa di calore con sistema booster (dal 2025) • Sistema elettrico (sistema a infrarossi) • Sistema a microonde

Tabella 5 – Opzioni tecnologiche nel settore tessile per processo.

Processo	Intervallo T (°C)	Tecnologie 2021	Alternative elettrificate (disponibili dal 2022)
Pretrattamento con vapore	80-180 vapore	• Caldaia a vapore a gas naturale • Caldaia a vapore ad olio combustibile • CHP (cogenerazione)	• Caldaia elettrica • Pompa di calore con sistema booster
processi tintura e lavaggio con vapore	80-180 vapore	• Caldaia a vapore a gas naturale • Caldaia a vapore ad olio combustibile • CHP (cogenerazione)	• Caldaia elettrica • Pompa di calore con sistema booster (dal 2025)
Asciugatura (termica e a vapore)	60-150	• Caldaia ad acqua calda/vapore a gas naturale • Caldaia ad acqua calda/vapore di olio combustibile • CHP (cogenerazione) • Sistema elettrico (sistema a infrarossi) • Sistema a microonde	• Caldaia elettrica • Pompa di calore con sistema booster (dal 2025) • Sistema elettrico (sistema a infrarossi) • Sistema a microonde • Pompa di calore bassa media. Temp. (<80°C)

³⁰ IRENA (2023) Panorama dell'innovazione per l'elettrificazione intelligente, la decarbonizzazione del settore degli utenti finali con l'energia rinnovabile

Il gruppo di nuove tecnologie per l'elettificazione è modellato a partire dal 2022 e comprende principalmente pompe di calore e caldaie elettriche.

- Le pompe di calore sono caratterizzate da un'elevata efficienza (Coefficient Of Performance, COP), rispetto alle tecnologie di riscaldamento tradizionali. Il loro COP è compreso tra 3 e 4³¹, cioè un'unità di energia elettrica viene convertita in 3 o 4 unità di energia termica. Le caldaie a gas raggiungono, nel migliore dei casi un'efficienza, di 0,95. Nell'analisi di scenario, le caratteristiche di queste pompe di calore giocano un ruolo fondamentale, poiché iniziano a diventare competitive ancora quando il prezzo dell'elettricità è superiore a quello del gas. La maggior parte delle pompe di calore commercializzate raggiunge temperature di circa 80°C. Questi tipi sono disponibili dal 2022 negli scenari. Quelle che raggiungono intervalli di temperatura più elevati ($80^{\circ}\text{C} < T < 150^{\circ}\text{C}$, indicate come "pompa di calore ad alta temperatura") sono vicine all'applicazione di mercato e, per questo motivo, sono disponibili nel modello a partire dal 2026. Viene inoltre modellata un'ulteriore tipologia di pompa di calore, denominata "pompa di calore con sistema booster". È disponibile dal 2025 e produce vapore.
- Le caldaie elettriche possono fornire temperature massime fino a 500°C e possono generare vapore con un'efficienza fino a 0,99. Sono considerate a partire dal 2021 come un'alternativa a bassa efficienza per l'elettificazione.

I parametri techno-economici di tutte le tecnologie, sia quelle iniziali che le alternative elettriche, vengono migliorati fino al 2050 per simulare l'innovazione tecnologica. La tabella seguente illustra le ipotesi utilizzate per definire le tecnologie per il settore alimentare e delle bevande e per il settore tessile. Questi dati sono stati raccolti attraverso un'analisi della letteratura³² e colloqui con i produttori di tecnologie. Tutti gli scenari condividono lo stesso insieme di tecnologie.

³¹ Fraunhofer ISI (2024): Elettificazione diretta del calore di processo industriale. Una valutazione delle tecnologie, potenzialità e prospettive future per l'UE. Studio realizzato per conto di Agora Industry.

³² Agenzia danese per l'energia (2024) Dati tecnologici per il calore di processo industriale

Tabella 6 – Parametri tecno-economici delle opzioni tecnologiche

Tecnologia	Massima. Efficienza raggiunta [%] / [COP]	CAPEX 2021 [€2023/kW]	CAPEX 2050 [€2023/kW]	OPEX (escluso prezzo dell'energia) [2023 €/MWh]	Vita operativa [anni]
Tecnologie a base di olio combustibile					
Caldaia a vapore	97%	63.64	50.1	1.16	25
Caldaia ad acqua calda	95%	50.14	42.2	1.16	25
Forno	70%	383	324	1.16	30
Tecnologie basate sul gas naturale					
Caldaia a vapore	95%	61.7	52.1	1.16	25
Caldaia ad acqua calda	95%	50.1	42.2	1.16	25
Forno	70%	383	324	1.16	30
Impianto di cogenerazione (CHP)	50%	1567	933	10	15
Tecnologie basate sul biometano					
Caldaia a vapore	95%	61.7	52.1	1.16	25
Tecnologie ibride basate sull'elettricità					
Riscaldamento a microonde	90%	833	749	10	30
Riscaldamento elettrico (infrarossi)	96%	572	363	10	30
Forno elettrico	85%	550	350	10	30
Caldaia elettrica - Acqua calda	99%	137	93	0.58	25
Caldaia elettrica a vapore	99%	156.2	96	0.58	25
Pompa di calore (<80°C)	COP 4.5	833	730	0.5	20
Pompa di calore (<150°C)	COP4	1220	1000	0.554	20
Pompa di calore Booster (vapore)	COP2.1	1888	1080	0.579	20

Si ritiene significativo indicare che la **ricomprensione meccanica del vapore (MVR)**³³, è stata inizialmente considerata nel modello delle tecnologie disponibili. L'MVR è un sistema di recupero energetico utilizzato per riciclare il calore di scarto, migliorando così l'efficienza complessiva del sistema di produzione di calore a cui è abbinato. Nei sistemi MVR, il vapore di scarto di un processo viene ricompreso a una pressione più elevata, aumentandone la temperatura. Questo vapore ad alta temperatura può essere reimpresso nel processo di produzione, riducendo la necessità di ulteriori apporti energetici. Questi sistemi funzionano con l'elettricità e possono essere considerati come "booster", in quanto devono essere accoppiati a una fonte di calore, che può essere fornita da caldaie a gas tradizionali o da sistemi elettrificati. L'efficienza dei sistemi MVR è elevata e le temperature erogate di solito non superano i 150°C. Alcune aziende dell'industria alimentare e delle bevande hanno iniziato ad adottare questi sistemi accoppiati a caldaie a gas, soprattutto quando si tratta di processi di concentrazione, tipici del settore alimentare. Tuttavia, questi sistemi non sono stati inclusi negli scenari in quanto generalmente fanno parte di soluzioni specifiche di alcuni processi e non generalizzabili. La loro applicabilità cambia in base alla disponibilità locale di calore di scarto, rendendo il loro tasso di penetrazione a livello settoriale troppo incerto per essere ipotizzato.

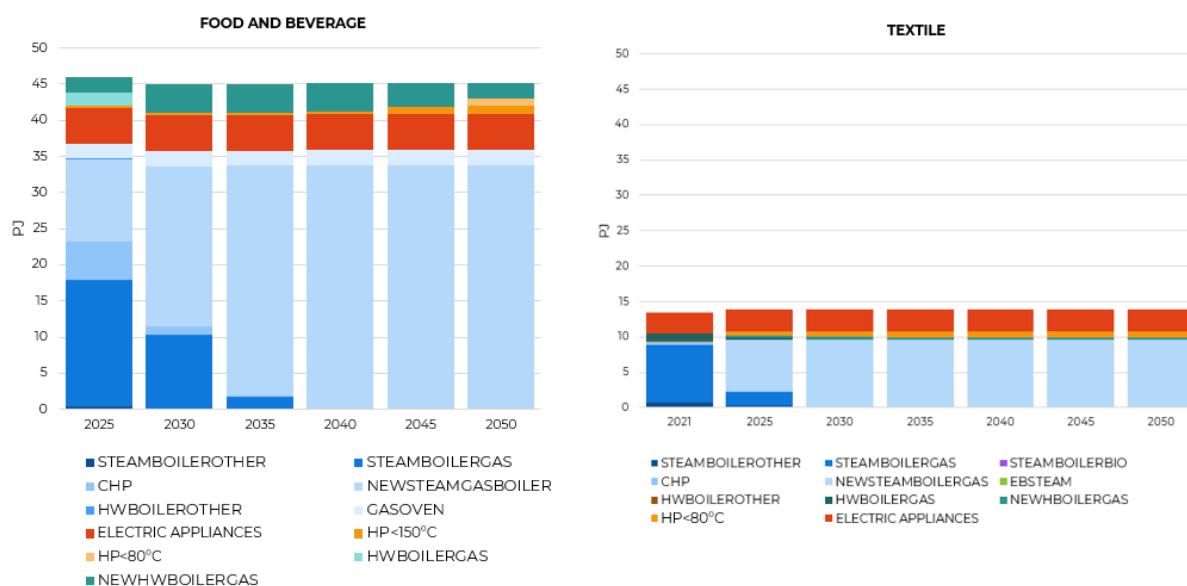
³³ Agenzia danese per l'energia (2024) Dati tecnologici per il calore di processo industriale

2.3 SCENARI

2.3.1 SCENARIO PREZZI STORICI

Lo scenario favorisce l'installazione di sistemi basati sul gas naturale rispetto alle opzioni elettriche (Figura 12). Le caldaie a gas sono la soluzione più efficace dal punto di vista dei costi nei processi a vapore, dato il loro basso prezzo di investimento, e il basso prezzo del gas che non consente l'adozione di soluzioni più efficienti elettriche. Le tecnologie iniziali vengono gradualmente sostituite con tecnologie più efficienti, sempre a base di gas naturale, mentre i sistemi di cogenerazione vengono gradualmente eliminati alla fine del loro ciclo di vita per riflettere la graduale eliminazione dei combustibili fossili nel mercato dell'elettricità. La completa eliminazione delle tecnologie basate ad olio combustibile viene raggiunta entro il 2030³⁴ per il settore alimentare e delle bevande e nel 2025 per il settore tessile. È interessante notare che le pompe di calore guadagnano una quota nei processi con temperature inferiori a 80°C, superando le nuove caldaie a gas ad acqua calda. Ciò è dovuto al loro elevato COP, che bilancia il prezzo sfavorevole dell'elettricità rispetto al gas. Nel settore alimentare e delle bevande, nel 2050 verranno installate anche pompe di calore ad alta temperatura per soddisfare il 30% della domanda specifica di calore a temperature superiori agli 80°C. L'adozione di queste pompe di calore avviene in quest'ultima fase della simulazione a causa dei loro elevati costi iniziali di investimento. Nonostante la tendenza storica all'aumento dell'uso di forni elettrici nel settore alimentare e delle bevande, non si verifica un passaggio significativo a soluzioni completamente elettriche e il rapporto tra forni elettrici e a gas rimane costante.

Figura 12 – Produzione di calore per tecnologia nel settore alimentare e delle bevande e nel settore tessile – scenario prezzi storici

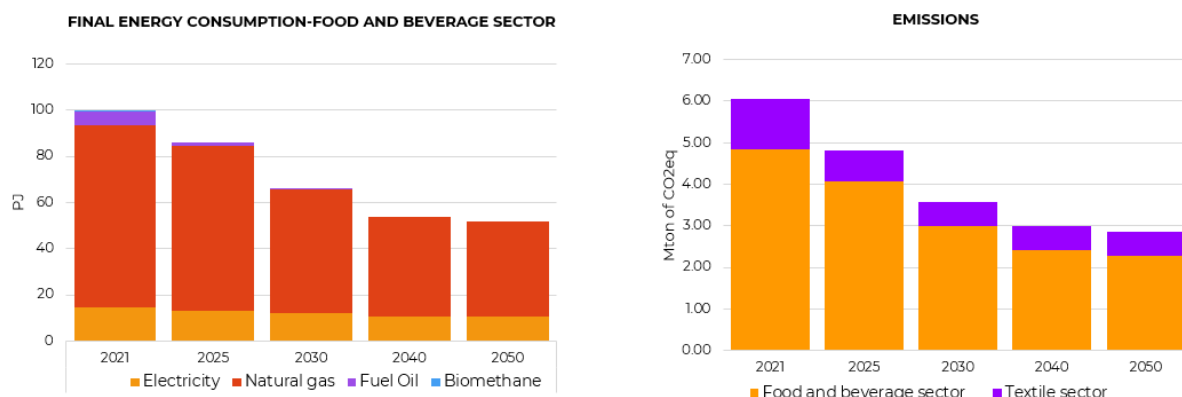


L'adozione di pompe di calore a bassa temperatura aumenta il tasso di elettrificazione dei processi termici del settore. Nei processi alimentari e delle bevande, il tasso di elettrificazione aumenta leggermente dall'11% di 2021 al 15,6% nel 2050. Nei processi tessili, che hanno tasso di elettrificazione iniziale più elevato del 21%, si raggiunge il 28,9%. In questo scenario non si raggiunge la decarbonizzazione dei settori. Tuttavia, dati i guadagni di efficienza nel corso degli anni in tutte le

³⁴ La produzione di energia elettrica da cogenerazione è stata esclusa per ipotesi, poiché non è compatibile con una traiettoria a zero del sistema elettrico.

opzioni tecnologiche, comprese le caldaie a gas, la diminuzione delle emissioni dirette nel 2050 è di circa il 50% in entrambi i settori rispetto al 2021 ([Figura 13](#), destra), raggiungendo meno di 3MtCO₂³⁵. Il ruolo delle tecnologie elettriche in questa riduzione di CO₂ è di 1,7 Mton, mentre il resto è ottenuto grazie all'efficienza delle nuove caldaie a gas, che sostituiranno tutte le caldaie esistenti già nel 2040. Ciò è visibile nel percorso del consumo finale di energia ([Figura 13](#), sinistra), dove il consumo di gas nel 2050 è inferiore di quasi il 50% rispetto al 2021. Il contributo delle pompe di calore ammonta a 0,8 miliardi di Smc risparmiati (30 PJ).

Figura 13 – A sinistra) Consumo finale di energia nel settore alimentare e delle bevande. A destra) Emissioni dirette 2021-2050 nei settori alimentare e delle bevande e tessile - Scenario dei prezzi storici.



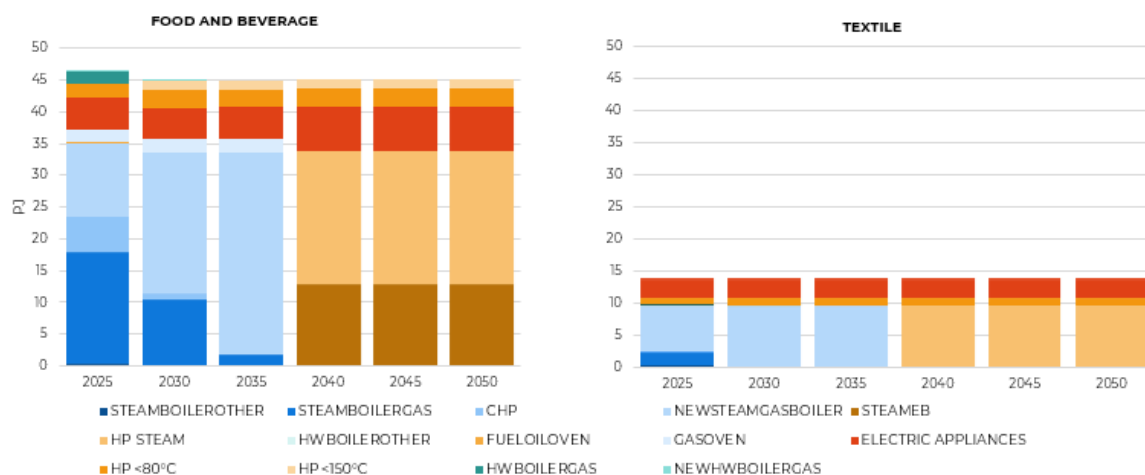
Questa significativa riduzione del gas è dovuta principalmente alla bassa efficienza del sistema nel 2021 (47%): questo valore è inferiore a quello delle caldaie a gas esistenti, ma riflette il consumo effettivo del settore e il mix energetico del database IDEES del JRC.

³⁵ Le emissioni indirette del sistema elettrico sono stimate in diminuzione da 1 Mton CO₂/a nel 2025 a 0 Mton CO₂/a nel 2050, secondo ipotesi basate sul mix energetico al 2050 del NECP italiano.

2.3.2 PREZZO DEL GAS ELEVATO (SCENARIO CENTRALE)

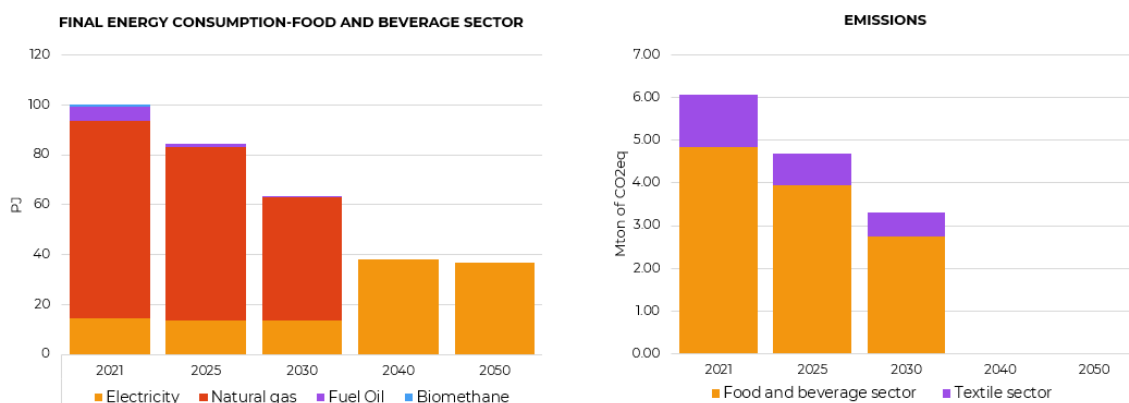
In questo scenario, il prezzo dell'elettricità è impostato per essere inferiore a quello del gas naturale a partire dal 2042. Tuttavia, lo scenario mostra che la piena elettrificazione viene raggiunta entro il 2040. Ciò significa che l'elettrificazione si ottiene quando il rapporto tra l'elettricità e il gas naturale (inclusi i costi dell'ETS) è pari a 1,1.

Figura 14 – Produzione di calore per tecnologia nel settore alimentare e delle bevande e nel settore tessile – High gas price



Nei processi con temperature <80°C, le pompe di calore sostituiscono le caldaie a gas entro il 2025. Per i processi a vapore, dal 2025 al 2035, il modello adotta nuove caldaie a gas a vapore, le quali vengono in seguito sostituite da alternative elettriche. Entro il 2040 i sistemi a pompa di calore con booster soddisfano la domanda totale di vapore nel settore tessile, mentre nel settore alimentare e delle bevande ne coprono la maggior parte, in parallelo con le caldaie elettriche. Queste tecnologie sono ancora utilizzate nel mix tecnologico, nonostante la loro minore efficienza, a causa delle elevate capacità richieste nel settore. Infatti, l'adozione esclusiva di pompe di calore con booster comporterebbe un aumento significativo dei costi di sistema. La [Figura 15](#) mostra il consumo finale di energia e le emissioni dirette di CO₂ in questo scenario. La decarbonizzazione dei due settori viene raggiunta entro il 2040. La riduzione delle emissioni nel 2021-2030 è dovuta alla sostituzione delle caldaie a gas con le nuove caldaie a gas più efficienti, dal 2030 in poi alla piena adozione di tecnologie elettriche.

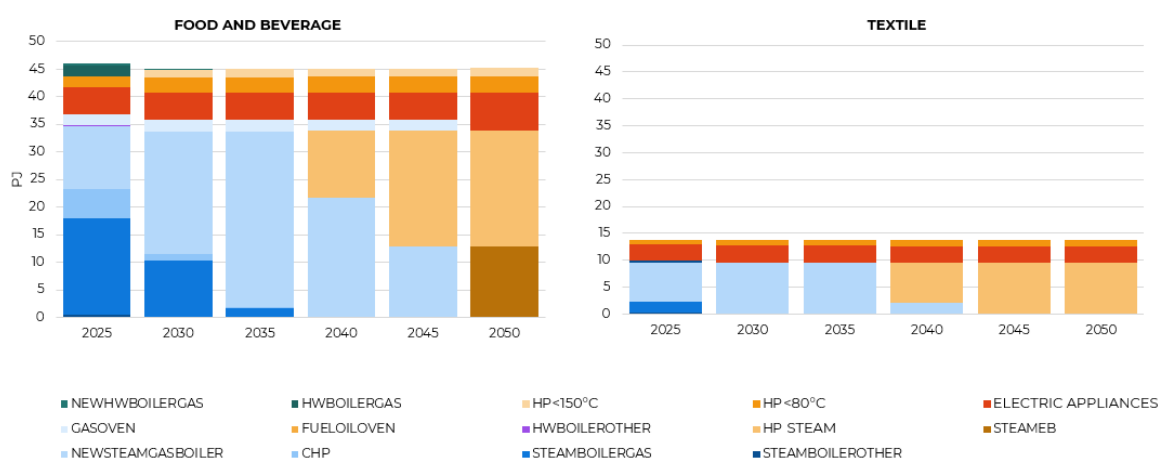
Figura 15 – A sinistra) Consumo finale di energia nel settore alimentare e delle bevande. A destra) Emissioni dirette 2021-2050 nei settori alimentare e delle bevande e tessile - Scenario High gas price



2.3.3 SCENARIO DI BASSO PREZZO DEL GAS

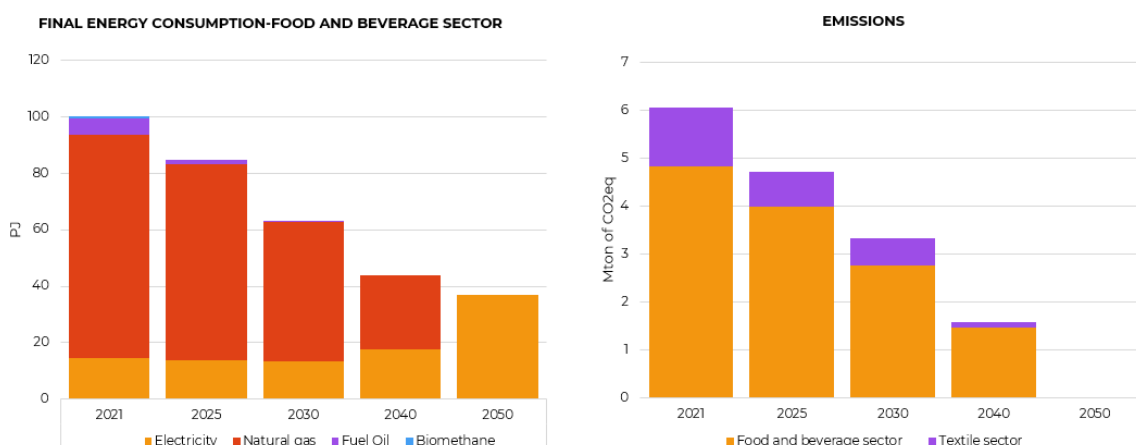
In questo scenario la parità di prezzo tra elettricità e gas viene raggiunta nel 2048 e nel 2044 rispettivamente nei settori alimentare e delle bevande e tessile, a causa del prezzo più basso del gas ipotizzato. Pertanto, la piena elettrificazione è prevista entro il 2050. Le pompe di calore sono ancora identificate come la tecnologia più conveniente nei processi <80°C entro il 2025, come nello scenario precedente, mentre i processi a vapore sono elettrificati solo dopo il 2045. L'elettrificazione completa si raggiunge installando pompe di calore con booster e, nel caso del settore alimentare e delle bevande, anche caldaie elettriche.

Figura 16 – Produzione di calore per tecnologia nel settore alimentare e tessile - Scenario a basso prezzo del gas.



La decarbonizzazione dei due settori viene raggiunta entro il 2050 ([Figura 17](#)).

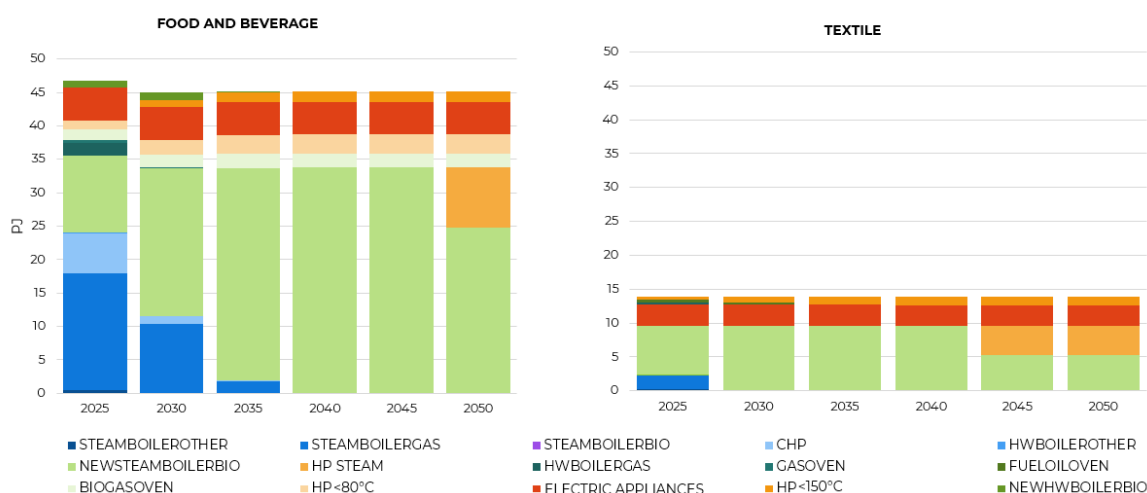
Figura 17 – A sinistra) Consumo finale di energia nel settore alimentare e delle bevande. A destra) Emissioni dirette 2021-2050 nei settori alimentare e delle bevande e tessile - Scenario low gas price.



2.3.4 SCENARIO DEL BIOMETANO

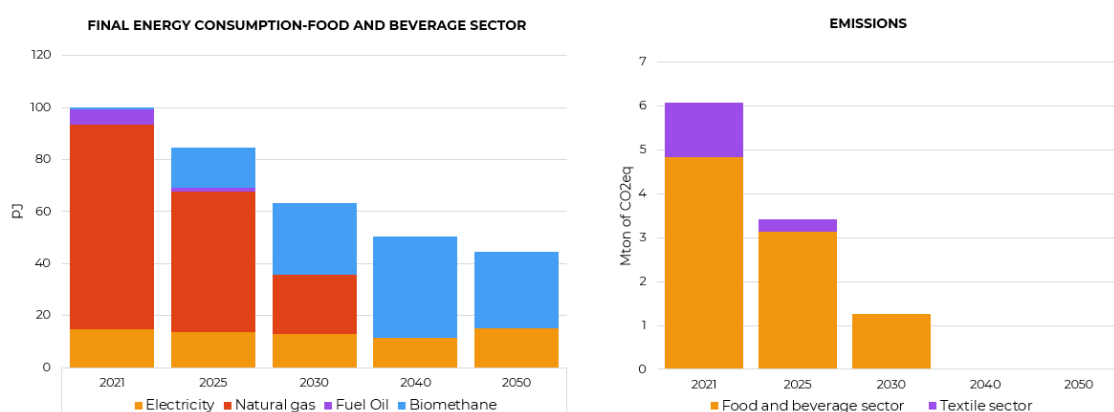
In questo scenario, le caldaie efficienti a biometano superano l'installazione delle caldaie a gas. È interessante notare che anche in questo scenario le pompe di calore sostituiscono le tecnologie esistenti nei processi con temperature inferiori a 80°C ([Figura 18](#)). A causa dell'abbassamento dei prezzi dell'elettricità, anche le pompe di calore con sistemi di booster compaiono nel mix tra il 2045 e il 2050.

Figura 18 – Produzione di calore per tecnologia nel settore alimentare e tessile - Scenario biometano.



La sostituzione del mix tecnologico con tecnologie basate a biometano ed elettricità consente di ridurre le emissioni dirette entro il 2040 ([Figura 19](#)). Il ritmo di sostituzione delle tecnologie esistenti con nuove tecnologie basate sul biometano è più rapido nel settore tessile, consentendo di raggiungere la completa decarbonizzazione delle emissioni dirette entro il 2030.

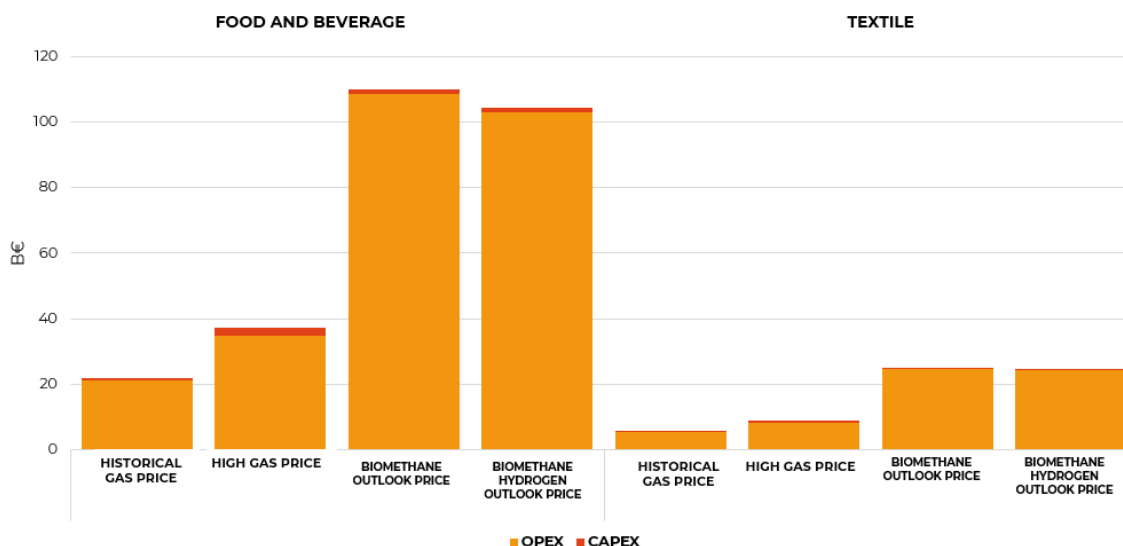
Figura 19 – Sinistra) Consumo finale di energia nel settore alimentare e delle bevande. A destra) Emissioni dirette 2021-2050 nei settori alimentare e delle bevande e tessile - Scenario biometano



Come indicato nel [Capitolo 2](#), questo scenario ha ipotizzato un prezzo del biometano inferiore a quello del gas. Ciò è stato fatto per forzare l'adozione di soluzioni a biometano per decarbonizzare il processo del settore. Tuttavia, le stime dei prezzi riportate in letteratura suggeriscono che il prezzo del biometano sarà più alto. Per questo motivo, un'analisi del costo del sistema basata sui prezzi della letteratura è mostrata in [Figura 20](#). Nell'analisi i costi operativi (opex) e di investimento (capex) sono messi a confronto tra i vari scenari, per lo scenario del biometano sono stati considerati costi di

materia prima sia relativi a prezzi da letteratura (biomethane outlook price), sia ipotizzando un allineamento del costo del biometano a quello dell'idrogeno (biomethane hydrogen outlook price).

Figura 20 – Costi operativi e di capitale cumulativi della simulazione (2021-2050) per il settore alimentare e tessile, considerando le stime dei prezzi del biometano.



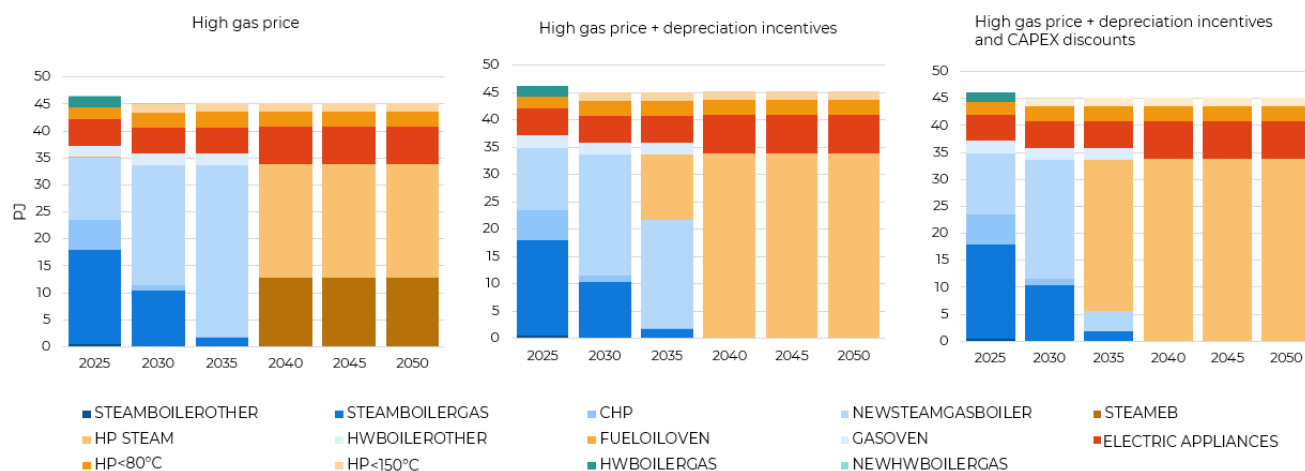
Di conseguenza, i costi dello scenario biometano risultano molto più alti rispetto ad altri scenari, non riuscendo a competere con le soluzioni a gas ed elettriche. Inoltre, altri fattori impediscono al biometano di rappresentare una soluzione per la decarbonizzazione, almeno in questi settori. La disponibilità delle materie prime necessarie per produrre biometano potrebbe non essere sufficiente. Nonostante l'Italia sia uno dei Paesi europei con il potenziale più significativo per la produzione di biometano, con stime nazionali ed europee che prevedono una produzione di 5,8 bcm al 2030 e di 14,5 bcm al 2050³⁶, la produzione potrebbe essere inferiore alla resa stimata. Nel 2023, nonostante gli incentivi nazionali per la produzione di 1 bmc di biometano, è stato prodotto solo il 35% di questo potenziale.

2.3.5 ANALISI DELLE POLITICHE

La [Figura 21](#) illustra i diversi mix tecnologici nello quando considerando politiche di deprezzamento e sussidi per acquisto di tecnologie, assumendo le proiezioni dei prezzi delle materie prime dello scenario High gas price. Si ottengono risultati simili utilizzando le proiezioni dei prezzi delle materie prime dello scenario Low Gas Price. Il primo effetto è il completo spostamento delle caldaie elettriche a favore delle pompe di calore con booster per la produzione di vapore.

³⁶ Associazione europea del biogas, 2024, I biogas verso il 2040 e oltre.

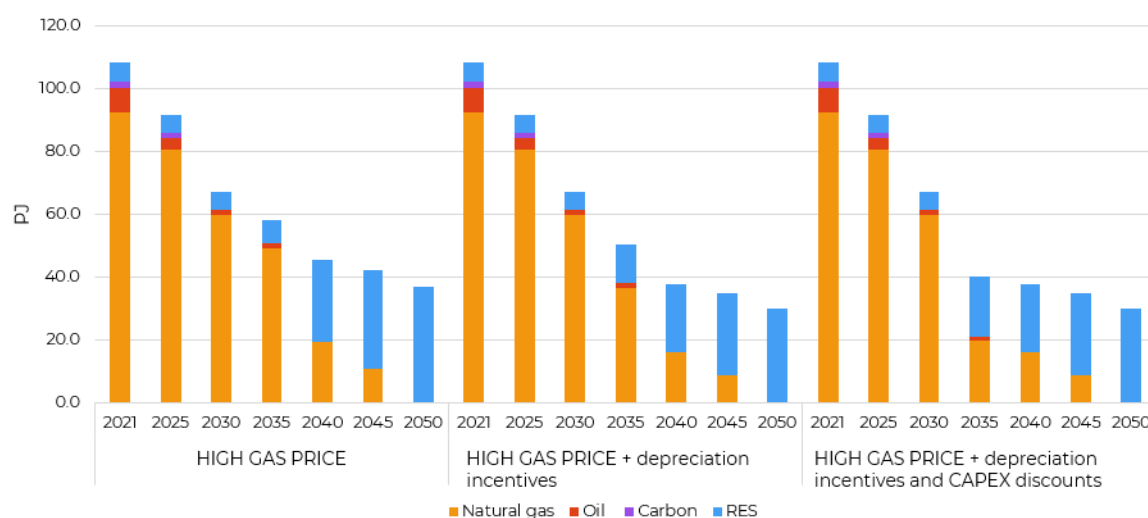
Figura 21 – Produzione di calore per tecnologia nel settore alimentare e delle bevande - scenario High gas price (risultati simili definiti nel settore tessile) Sinistra) risultati dello scenario iniziale, utilizzando il costo medio ponderato del capitale (WACC) al 10%; centro) risultati dello scenario utilizzando il WACC al 4%; destra) risultati dello scenario utilizzando il WACC al 4% e lo sconto sui costi di CapEx delle tecnologie per l'elettificazione ad alta efficienza energetica.



Nonostante la piena elettrificazione venga raggiunta entro il 2040, le politiche consentono di anticipare di cinque anni l'introduzione dell'elettificazione dei processi a vapore, raggiungendo l'86% già nel 2035. Le stesse tendenze si osservano nel settore tessile. Inoltre, i risultati mostrano una priorità delle tecnologie più efficienti, prevalentemente soluzioni basate su pompe di calore, che ora superano le caldaie elettriche, con conseguenti miglioramenti significativi dell'efficienza energetica complessiva di entrambi i settori. Le pompe di calore a bassa temperatura sono ancora l'opzione più conveniente nei processi non a vapore <80%, e la loro adozione è replicata in modo simile agli scenari di mercato.

L'adozione di tecnologie elettriche altamente efficienti è in linea con il **principio "Energy efficiency First"**. Il consumo di energia primaria più elevato si verifica nello scenario High gas price, legato all'utilizzo di tecnologie di caldaie elettriche in assenza di politiche di sostegno. In questo caso, il consumo di energia è superiore del 20% rispetto agli altri due scenari, dove i sistemi a pompa di calore con booster mostrano tassi di penetrazione più elevati. Questa differenza è evidente nel periodo 2035-2050.

Figura 22 – Consumo di energia primaria nel settore alimentare e delle bevande - secondo le tre varianti di scenario simulate



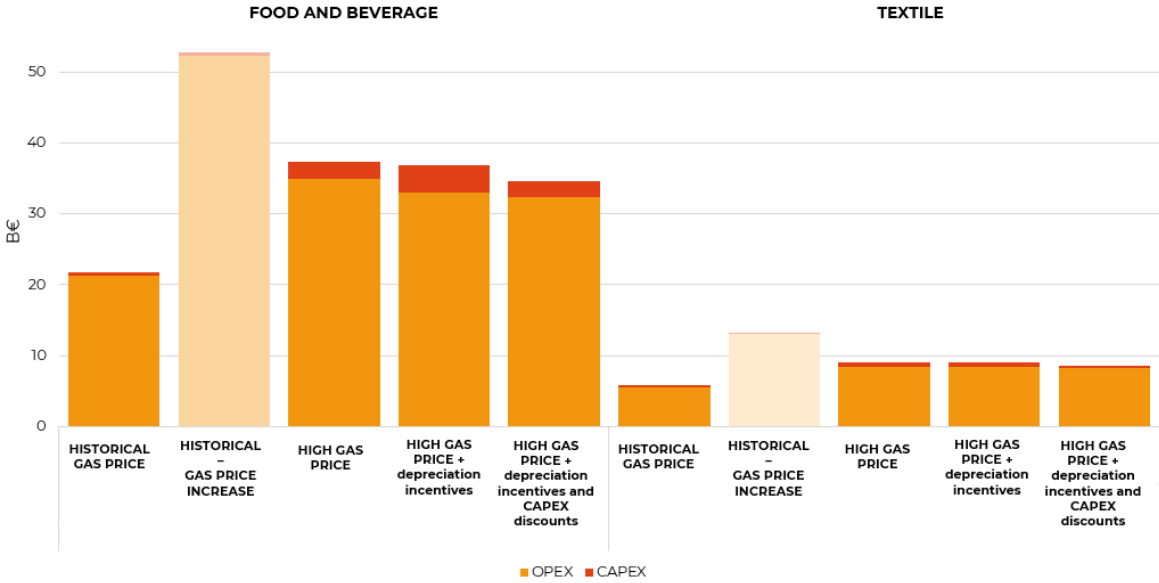
2.3.6 EVIDENZE DELLO STUDIO

I risultati dell'analisi di scenario producono alcune evidenze generali:

1. Considerando i prezzi dell'elettricità e gas all'ingrosso e i costi di trasmissione e distribuzione, l'elettrificazione dei processi al di sotto degli 80°C appare come una soluzione conveniente già entro il 2025, senza la necessità di politiche di sostegno. Tuttavia, questa domanda elettrificabile è limitata a circa il 10% degli usi termici, escluso il riscaldamento degli ambienti. Parallelamente, l'efficienza relativamente elevata delle tecnologie elettriche per i processi oltre gli 80°C non compensa i loro costi di capitale, ostacolandone comunque l'adozione. Pertanto, con gli attuali prezzi dell'elettricità e del gas e senza politiche di sostegno, l'elettrificazione dell'intero settore non viene raggiunta, così come la decarbonizzazione.
2. Tutti i processi sono completamente elettrificati dopo il progressivo disaccoppiamento del prezzo dell'elettricità dal gas verso il costo da produzione da fonti rinnovabili (ad esempio, un impianto fotovoltaico con accumulo). Altri fattori che favoriscono l'elettrificazione sono il contributo ETS2, che incide sul prezzo del gas, e al progressivo abbassamento dei costi di investimento delle tecnologie elettriche. Secondo l'analisi, questa condizione viene raggiunta entro il 2040 nell'High gas price scenario e 2045 nel Low gas price scenario. Tuttavia, il mix tecnologico non è ottimale dal punto di vista dell'efficienza energetica, in quanto la sostituzione delle alternative basate sul gas con quelle elettriche è guidata solo dal rapporto dei prezzi dell'elettricità e del gas, e risulta conveniente quando questo rapporto è a 1,1, secondo le ipotesi del modello.
3. Quando si ha l'inclusione di politiche per l'elettrificazione attraverso meccanismi finanziari e incentivi sui costi di capitale si nota una diffusione anticipata di cinque anni delle pompe di calore efficienti. Tali provvedimenti contribuiscono al raggiungimento di un tasso di elettrificazione dell'86% entro il 2035 nello scenario High gas price per il settore alimentare e tessile. Anche nello scenario Low gas price si ha un'anticipazione dell'adozione delle pompe di calore dove il tasso di elettrificazione raggiunge rispettivamente il 92% e 100% entro il 2040 per i settori alimentare e tessile. Le politiche portano a risparmi sui costi nel lungo periodo, come mostrato nella [Figura 23](#). Secondo l'analisi, il costo di queste politiche ammonta rispettivamente a 2,3 di euro per lo Stato nel 2025-2040 nello scenario High gas price e a 2 miliardi nello scenario Low gas price, considerando complessivamente i settori alimentare e tessile. Le politiche di sostegno sono fondamentali per affrontare l'elevato costo delle tecnologie elettriche e accelerare la loro adozione sul mercato, accelerando la decarbonizzazione del calore a bassa temperatura nell'industria.
4. Non si prevede che il biometano possa competere con l'elettrificazione come soluzione di decarbonizzazione per i settori alimentare e delle bevande e tessile, poiché le stime sul suo prezzo non sono competitive con il gas e l'elettricità. Ulteriori preoccupazioni di riguardano la disponibilità del feedstock necessario a soddisfare la domanda futura di biometano prevista dall'intera industria italiana, includendo anche settori ad alti consumi energetici.

Infine, emerge una considerazione sul blocco tecnologico delle soluzioni basate sul gas e sul suo costo per le industrie. Nel caso in cui il percorso verso l'elettrificazione non venga avviato e il mix tecnologico rimanga principalmente basato sul gas (come nello scenario storico del prezzo del gas), quando il prezzo del gas viene incrementato del contributo ETS2, come ipotizzato nello scenario centrale, i costi operativi sono destinati ad aumentare significativamente e gli scenari di elettrificazione risultano essere comunque i più convenienti, come si evince dalla [Figura 23](#).

Figura 23 – Costi operativi e di capitale cumulativi della simulazione (2021-2050) per il settore alimentare e delle bevande e per quello tessile.



3 CASI STUDIO

Sono stati analizzati sei casi studio per valutare le possibili barriere all'elettrificazione con tecnologie già disponibili sul mercato. I casi sono stati forniti da un partner tecnico ed integrati con informazioni raccolte in occasione di incontri con stakeholders e attraverso questionari inviati alle imprese italiane dei settori selezionati.

In tutti i casi studio sono stati considerati i prezzi delle materie prime del 2023: 0,5€/m³ per il gas naturale, 0,25€/kWh per l'elettricità e 73€/tonnellata di CO₂ per le quote ETS. A differenza dell'analisi di scenario, questi prezzi includono i contributi fiscali e parafiscali, come gli oneri generali di sistema, le accise e l'IVA.

Ogni caso studio è stato costruito seguendo una checklist strutturata per definire il potenziale di elettrificazione (vedi ANNEX I: checklist dei casi studi).

Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.

Per l'**industria alimentare e delle bevande** sono stati condotti quattro diversi casi studio, relativi a tre industrie lattiero-casearie e a un birrificio.

Il primo caseificio produce circa 100.000 forme di Grana Padano DOP all'anno e lavora circa 47,5 milioni di litri di latte. Circa la metà del fabbisogno termico dell'azienda è richiesto nella fase di cottura, che attualmente richiede vapore a bassa pressione a 55°C circa. Il calore rimanente serve per processi meno energivori che richiedono acqua calda a temperature comprese tra 80°C e 85°C. La centrale termica dell'impianto è costituita da due caldaie a vapore con una capacità di 2 MW ciascuna. Lo studio ha ipotizzato di sostituire le attuali caldaie a vapore con due pompe di calore da 200 kW che utilizzano come fonte di calore la condensa dei refrigeratori per fornire calore a 85°C e una caldaia elettrica da 250 kW per generare vapore.

Il secondo caseificio considerato è una piccola-media impresa che produce formaggi DOP lombardi (Taleggio, Quattrolo) e burro e lavora circa 35 milioni di litri di latte all'anno. La principale domanda di calore dello stabilimento è soddisfatta da una caldaia a gas naturale che fornisce circa 4,2 GWh all'anno.

L'uso del vapore in questo caseificio è quasi completamente evitabile e può essere sostituito con acqua alla temperatura di 85°C. L'unico utilizzo attuale non sostituibile è l'iniezione diretta di vapore in polivalente per la produzione del formaggio Quattrolo DOP, che avviene in un numero limitato di giorni alla settimana. Si ipotizza che la domanda di questo specifico processo basato sul vapore sia soddisfatta con una caldaia elettrica a vapore (1 MW). Il restante fabbisogno termico (pari all'80% del fabbisogno annuo) può essere soddisfatto con una pompa di calore da 1 MW.

Il terzo caso è stato quello di **un caseificio industriale**, che produce 50.000 tonnellate di formaggi molli e paste filate all'anno. La domanda di calore dell'industria è attualmente soddisfatta da tre caldaie a gas naturale e da due impianti di cogenerazione (CHP) che forniscono circa 50 GWh di energia termica all'anno. Per l'elettrificazione di questo impianto è stato considerato il seguente mix tecnologico:

- 1 pompa di calore da 550 kW (60°C) alimentata dal recupero di calore dal ritorno dell'acqua refrigerata (8-19°C);
- 1 pompa di calore da 2,5 MW (80-90°C) alimentata dal calore di condensazione dei refrigeratori (disponibile a 30°C);

- 1 pompa di calore da 4 MW (70°C) alimentata con aria esterna;
- 1 caldaia elettrica da 1 MW per gestire la restante domanda di calore ad alta temperatura (acqua surriscaldata o vapore).

In tutti i casi analizzati di **caseifici**, la domanda complessiva di energia è distribuita in modo uniforme durante l'anno, senza significative variazioni stagionali. Allo stesso tempo, su base giornaliera, la maggior parte dei processi ad alta intensità di calore (cottura, pastorizzazione, sterilizzazione) si concentra nelle ore del mattino, con **picchi tra le 6:00 e le 14:00**.

Per quanto riguarda l'industria delle bevande, è stato preso in considerazione il caso di un **birrificio industriale** di medie dimensioni che produce 1.000.000 hl/anno. Durante la produzione sono richiesti apporti di calore a temperature diverse, da basse a medie. I processi più intensivi dal punto di vista termico sono la bollitura del malto, che raggiunge temperature di 108°C, e la pastorizzazione delle bottiglie, che raggiunge i 70°C. Attualmente il calore è fornito da caldaie a gas naturale che generano 20 GWh all'anno.

In questo caso studio, il 50% del fabbisogno di energia termica potrebbe essere soddisfatto con pompe di calore, alimentate dal calore di scarto proveniente dal processo di cottura e dai frigoriferi. Per quanto riguarda la fornitura di vapore, sono state valutate due alternative per la produzione di vapore, una basata su caldaie elettriche e una con caldaie a biometano, poiché l'impianto produce 20 tonnellate di scarti (trebbie) all'anno che potrebbero essere utilizzati per produrre biogas attraverso la digestione anaerobica.

Nel **settore tessile** sono stati valutati due casi studio. Entrambi appartengono a lanifici industriali e producono circa 2.500 tonnellate di tessuto all'anno. In questi casi, l'energia termica è generata con caldaie a gas, che producono vapore a 9 bar e 175°C. La domanda annuale di calore per le industrie è di 11,25 GWh nel primo caso studio e di 19,8 GWh nel secondo. La produzione dell'impianto rimane costante durante l'anno, con fluttuazioni giornaliere. La maggior parte del consumo energetico si verifica tra le 6:00 e le 18:00.

L'impianto del **primo caso studio** esegue solo processi di tintura su tessuti con temperature che variano da 70 a 120°C. Il processo di tintura dei tessuti richiede rampe termiche controllate con precisione, ottenute riscaldando l'acqua con il vapore. L'acqua utilizzata nel processo viene estratta a circa 35-40°C, trattata per filtrare e rimuovere le sostanze chimiche e smaltita.

La soluzione proposta prevede l'installazione di una pompa di calore da 460 kW che ricicla il calore dalle acque reflue del processo di tintura. Il calore generato viene utilizzato per preriscaldare il serbatoio da cui i macchinari di tintura prelevano l'acqua, aumentando la temperatura del serbatoio da 35°C a 50°C, riducendo così il carico termico necessario la produzione di vapore. Una caldaia elettrica è stata prevista per la generazione di vapore.

L'impianto analizzato nel **secondo caso studio** ha un processo produttivo integrato, che comprende processi di lavaggio, asciugatura e finitura. L'intervento proposto prevede l'utilizzo di sistemi per il riscaldamento a infrarossi, che rappresentano l'8% della domanda di calore, pompe di calore per soddisfare le richieste a bassa temperatura (<65°C) che sfruttano i flussi di calore di scarto dei processi di tintura, e caldaie elettriche per produrre vapore. Un'ultima parte della domanda di carico termico (3%), che richiede la presenza di una fiamma libera (bruciapelo) per creare una superficie più liscia e uniforme sul tessuto, non è considerata elettrificabile e non sono state prese in considerazione alternative.

3.1 RISULTATI DEI CASI STUDIO

Le tabelle con i risultati dettagliati di ogni caso studio sono riportate nell'[Allegato II](#) al presente rapporto. L'analisi mostra che l'elettrificazione del calore di processo a media e bassa temperatura è tecnicamente fattibile per quasi tutti i flussi di calore valutati; tuttavia, la barriera del prezzo dell'elettricità ostacola l'adozione di soluzioni elettrificate rispetto a quelle basate sul gas.

In tutti i casi, la piena elettrificazione non è conveniente con gli attuali prezzi del gas naturale e dell'elettricità, come esplicitati al paragrafo precedente, considerando i contributi fiscali e parafiscali. Confrontando i prezzi per kWh, il prezzo dell'elettricità è cinque volte superiore a quello del gas. Ciò significa che per essere conveniente, la soluzione elettrica deve avere un COP uguale o superiore a 4,5 (considerando un'efficienza di 0,9 per i generatori di gas naturale).

I casi studio mostrano che il COP dipende fortemente dalle condizioni di utilizzo delle pompe di calore, dalla temperatura della sorgente fredda e dalla temperatura di mandata del sistema. Tuttavia, per le basse temperature (<80°C), esiste una fascia di prezzo piuttosto ampia in cui l'elettrificazione è conveniente. È quindi possibile individuare il rapporto di prezzo tra elettricità e gas naturale al di sotto del quale l'elettrificazione è conveniente (spark index): per il caso delle basse temperature, l'indice è pari a circa 3,16, quando si considera la sostituzione della caldaia a gas con una pompa di calore³⁷, mentre a temperature più elevate, scende a 1,04, considerando l'utilizzo di un boiler elettrico.

Tecnicamente, è sempre possibile elettrificare la produzione di vapore con caldaie elettriche, ma la loro minore efficienza rispetto alle pompe di calore genera maggiori OpEx rispetto alle soluzioni basate sul gas naturale, dovuti ai prezzi più elevati dell'elettricità. Pertanto, la progettazione di alternative basate sull'elettricità per la produzione di vapore deve massimizzare l'efficienza implementando soluzioni personalizzate di recupero del calore (raffreddamento del siero, recupero dell'aria compressa, utilizzo del calore di condensazione dei refrigeratori) a basse temperature. La presenza di calore di scarto, anche al di sotto dei 50 °C, è un fattore determinante per generare vapore, necessario in 2 dei 4 casi, con pompe di calore: nella produzione di Grana Padano, per il suo utilizzo nei doppi fondi di cottura, e nella produzione della birra, per la cottura del mosto. In entrambi i casi è richiesto vapore a bassissima pressione, compatibile con le pompe di calore per la produzione di acqua surriscaldata e la successiva evaporazione e compressione meccanica del vapore. Nel caso della produzione di Grana Padano, il calore di scarto non è disponibile per generare vapore con pompe di calore standard, se non in modo inefficiente con pompe di calore in serie (doppio salto).

È possibile valutare anche il contributo del prezzo del sistema ETS dell'UE. L'elettrificazione completa che, quindi, consente di scendere sotto le soglie di applicazione della norma elimina questa componente di costo. La convenienza, tuttavia, cambia caso per caso. Un esempio è rappresentato dal caseificio industriale. Trattandosi di un impianto soggetto al sistema ETS, l'alternativa dell'elettrificazione consente di ridurre i costi per l'acquisto delle quote di CO₂. Le emissioni dell'impianto sono state stimate sulla base del fabbisogno di energia termica, considerando un'efficienza media di generazione del calore del 95% e un fattore di emissione del gas naturale di 1,991 kg CO₂/Smc. Ogni anno vengono generate oltre 11 mila tonnellate di CO₂. Il prezzo delle quote di CO₂ è variabile e generalmente in aumento. Le stime per i prossimi quattro anni vedono il prezzo delle quote ETS intorno agli 85 euro/tonnellata di CO₂, per poi aumentare ulteriormente nei quattro

³⁷ Questi valori presuppongono un COP di 3 per la pompa di calore e rendimenti delle caldaie a gas ed elettriche pari a 0,95 e 0,99 rispettivamente.

anni successivi. Pertanto, il risparmio sulle quote è di circa 950.000€ all'anno, rendendo l'opzione elettrica più favorevole, ma non ancora competitiva rispetto alla situazione di riferimento.

Infine, il caso studio relativo al caseificio industriale evidenzia come la presenza di cogeneratori alimentati a gas naturale possa rappresentare un elemento di forte lock in tecnologico. Gli incentivi a sostegno dei cogeneratori ad alta efficienza sono infatti inclusi negli attuali schemi di incentivi nazionali (cfr. [Allegato III](#)).

In conclusione, i casi studio analizzati rivelano che con gli attuali prezzi del gas naturale e dell'elettricità, compresi i contributi fiscali e parafiscali (cioè gli oneri generali di sistema, le accise e l'IVA), le prospettive economiche all'elettrificazione del calore industriale sono negative, in particolare nelle imprese con processi basati sul vapore, nonostante la fattibilità tecnica.

Ciò impedisce di dare una prospettiva concreta all'abbandono del gas naturale nel settore industriale.

4 DISCUSSIONE SUI CO-BENEFICI DELL'ELETTRIFICAZIONE

Sicurezza energetica e competitività industriale

La strategia REPowerEU, avviata in risposta all'invasione russa dell'Ucraina, ha sottolineato l'importanza della sicurezza energetica in Europa. L'elettrificazione industriale può rappresentare un passo importante verso la sicurezza energetica in Paesi come l'Italia che, ancora oggi, dipendono fortemente dalle importazioni di combustibili fossili. Secondo i dati del 2022, solo il 5% del gas naturale consumato in Italia è prodotto a livello nazionale³⁸. L'elettrificazione del settore industriale può contribuire a ridurre questa dipendenza, limitando l'esposizione alle fluttuazioni di prezzo e di volume dovute ai rischi legati all'uso strumentale dell'approvvigionamento energetico in termini di pressioni politiche e geopolitiche.

Dal 2022, l'Italia ha cercato di ridurre la propria vulnerabilità diversificando le forniture di gas e investendo nelle energie rinnovabili. Questa strategia non elimina i rischi di strumentalizzazione dell'approvvigionamento energetico, ma offre alcuni modi per mitigarli. Tuttavia, le tensioni geopolitiche possono ancora influenzare gli investimenti previsti per le nuove infrastrutture del gas. Le nuove forniture dal Nord Africa sono soggette a instabilità politica e fornitori come l'Azerbaijan e il Qatar hanno contratti a lungo termine che sono in conflitto con gli obiettivi di decarbonizzazione dell'UE³⁹. Inoltre, il trasporto di GNL dal Qatar è condizionato da problemi di sicurezza nelle principali rotte marittime e i potenziali aumenti di prezzo delle forniture statunitensi sono incerti. Questi fattori aumentano i rischi relativi alla volatilità dei prezzi delle forniture di gas naturale. L'aggressione russa ha portato a un aumento dei prezzi del gas naturale di sei volte rispetto ai livelli del 2018⁴⁰, causando un consecutivo aumento anche i prezzi dell'elettricità.

L'espansione della produzione di energia rinnovabile, come simulato nei nostri scenari, aiuterà a disaccoppiare i prezzi dell'elettricità da quelli del gas, mitigando i rischi associati alla volatilità dei prezzi e rafforzando la competitività industriale dell'Italia.

Inoltre, il settore delle tecnologie per l'elettrificazione industriale vede l'Europa ancora in una posizione competitiva in termini di produzione e sviluppo tecnologico, come evidenziato nel rapporto Draghi^{41,42}. Se l'industria delle rinnovabili è caratterizzata da una forte dominanza cinese in termini di capacità produttiva, l'industria delle tecnologie abilitanti l'elettrificazione può rappresentare un punto di forza significativo per l'Europa, se vista in termini di posizionamento competitivo anticipato su queste tecnologie.

³⁸ Bilancio di gas naturale, Ministero dell'ambiente e sicurezza energetica

³⁹ Yassir, N. "Come il giro di vite dell'Egitto sulle proteste di Gaza mostra la fragilità del regime di Sisi". Il Nuovo Arabo, 5 dicembre 2023,

⁴⁰ Mercato Elettrico. "Esiti Mercato elettrico". *Mercato Elettrico*. Accesso a dicembre 2024, <https://storico.mercatoelettrico.org/It/Default.aspx>

⁴¹ E3G. [Un piano d'azione per l'elettrificazione per garantire il futuro dell'industria europea](#). E3G, 2024

⁴² Commissione europea. (2024). [Il futuro della competitività europea: Analisi approfondita e raccomandazioni](#). europea

Miglioramento della flessibilità del sistema elettrico e della demand response

L'elettificazione del calore nei processi industriali potrebbe anche apportare benefici al sistema elettrico attraverso lo sviluppo di opzioni di flessibilità, l'integrazione delle energie rinnovabili e il miglioramento della stabilità della rete.

L'adozione di soluzioni di *demand response*, come le batterie o l'accumulo di energia elettrotermica (ETES)⁴³ potrebbe consentire alle industrie di disaccoppiare il loro carico dalla rete, con un duplice beneficio, ossia sostenere il bilanciamento della rete e disaccoppiare i prezzi dell'elettricità dal gas.

Le soluzioni di *demand response* possono supportare le reti nel bilanciare l'intermittenza della produzione di elettricità da fonti rinnovabili, spostando la domanda di carico dell'industria nel corso della giornata o consentendo l'interruzione temporanea della fornitura di elettricità durante i picchi di domanda. Questi interventi possono avvenire senza compromettere la sicurezza energetica dell'industria, anche quando non è possibile spostare il carico a causa della natura specifica dei processi produttivi, che richiedono che i prodotti siano sottoposti a più fasi con durate precise e temperature di riscaldamento definite.

Nei due settori considerati durante in questo lavoro, l'analisi dei carichi ha rivelato che la domanda di energia, in particolare per i processi ad alta intensità di uso di vapore, raggiunge i picchi nelle ore centrali della giornata. Questo potrebbe non essere sempre il caso, a seconda dei modelli di produzione, del fabbisogno energetico in termini di quantità e tempistica, e quindi l'elemento chiave per lo sviluppo delle opzioni di flessibilità è garantire un ampio accesso alla flessibilità volontaria per i partecipanti al mercato.

In questo modo, la rete non dovrebbe più fare affidamento sulla disponibilità di impianti a gas, consentendo ai prezzi dell'elettricità di disaccoppiarsi dal gas e di riflettere la produzione più economica di energia da fonti rinnovabili. Questo disaccoppiamento potrebbe innescare ulteriori sviluppi nel mercato dell'elettricità, ad esempio accelerando l'adozione di nuovi prodotti per contratti di prezzo a lungo termine, come gli accordi di acquisto di energia (PPAs) 24/7⁴⁴.

Inquinamento locale e benefici per la salute

Infine, l'elettificazione del calore di processo potrebbe apportare notevoli benefici alla salute umana, riducendo la produzione di emissioni nocive. Oltre alle emissioni di CO₂, la combustione del gas fossile comporta l'emissione di ossidi di azoto (NOx), monossido di carbonio (CO), protossido di azoto (N₂O), composti organici volatili (VOC) e metano (CH₄).

Oltre agli inquinanti primari, cioè quelli relativi alle emissioni dirette legate alla combustione del gas naturale, è necessario valutare attentamente la generazione dei cosiddetti inquinanti secondari, che comportano le conseguenze più dannose per la salute umana. Nel caso del gas naturale, questi

⁴³ Systemiq, [Opportunità ETES globale](#). Systemiq, 2024

⁴⁴ Task Force Aria Pulita, [24/7 Carbon-Free Energy: come l'Europa può e deve garantire elettricità pulita 24 ore su 24](#). Task Force Aria Pulita,

inquinanti includono il PM2,5 e l'ozono troposferico⁴⁵. Questi inquinanti possono causare problemi respiratori, tra cui asma e malattie polmonari croniche⁴⁶.

L'Italia è sotto procedura di infrazione per la qualità dell'aria e in particolare per il particolato atmosferico (PM10 e inferiori) da diversi anni e la situazione sta peggiorando con un'altra procedura aperta ad aprile 2024 a causa della continua ed impropria applicazione delle direttive esistenti⁴⁷.

L'elettrificazione del calore industriale eliminerebbe le emissioni di inquinanti locali e quindi contribuirebbe attivamente a risolvere il problema degli inquinanti secondari nell'atmosfera.

Va sottolineato che, nonostante sia considerato "neutro" dal punto di vista "climatico", il biometano non può essere considerato tale per quanto riguarda le emissioni di inquinanti locali. La sua composizione chimica è esattamente la stessa del metano di origine fossile e quindi la sua applicazione non contribuirebbe a risolvere il problema dell'inquinamento locale.

Inoltre, le fonti di letteratura evidenziano che le emissioni di metano lungo le filiere del biometano e del biogas potrebbero essere sottostimate⁴⁸, con conseguenti interrogativi in termini di concreto potenziale di decarbonizzazione.

⁴⁵ Agenzia europea dell'ambiente. [Guida 2023: Parte B, Capitoli di orientamento settoriale, 1A: Industrie energetiche](#). EMEP/EEA Agenzia europea dell'ambiente, 2023

⁴⁶ Centri per il controllo e la prevenzione delle malattie. ["ToxFAQ sul cadmio"](#). Dipartimento della Salute e dei Servizi Umani degli Stati Uniti. Accesso nel 2024

⁴⁷ Ministero degli Affari Esteri e della Cooperazione Internazionale. [Stato delle Infrastrutture](#). Ministero degli Affari Esteri italiano, 13 marzo 2024.

⁴⁸ Semra, Bakkaloglu, Jasmin, Cooper, Adam, Hawkes, 2022. One earth, [Volume 5, Numero 6](#), 17 giugno 2022, Pagine 724-736.

5 DISCUSSIONE DELLE BARRIERE ALL'ELETTRIFICAZIONE

Nonostante la maturità tecnica delle soluzioni per l'elettrificazione per il calore di processo a bassa e media temperatura, le analisi di scenario e i casi studio mostrano che le industrie devono ancora affrontare diversi ostacoli per la loro attuazione, da quelli economici a quelli tecnici e organizzativi⁴⁹.

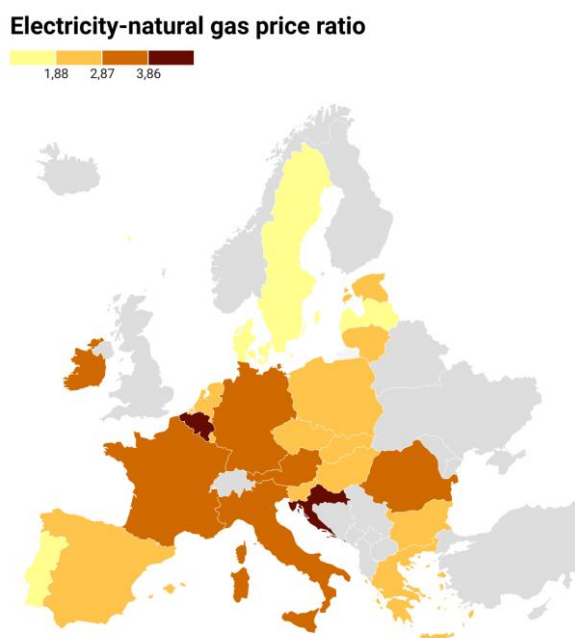
In questo capitolo, le barriere identificate nell'analisi di scenario e nei casi studio sono integrate da considerazioni raccolte attraverso il coinvolgimento attivo di vari stakeholder per mezzo di incontri e interviste realizzate durante lo sviluppo della presente ricerca.

Barriere economiche

Le barriere economiche all'elettrificazione sono legate agli investimenti impliciti, alla loro accessibilità e sostenibilità nel tempo.

OpEx più elevati delle soluzioni elettrificate. Attualmente, il prezzo dell'elettricità risulta più elevato rispetto a quello del gas. Questa differenza è dovuta al collegamento tra i prezzi dei due vettori, al sistema ETS dell'UE che, attualmente, grava sul prezzo elettrico, oltre alle tasse e imposte. La disparità tra i due prezzi rappresenta una delle maggiori barriere all'elettrificazione del calore di processo industriale. Come mostrato nei casi studio, i contributi fiscali e parafiscali nel prezzo dell'elettricità rendono i costi operativi delle alternative elettrificate molto più alti rispetto alla configurazione dei sistemi a gas esistenti⁵⁰. La [Figura 24](#) mostra che l'Italia è tra i Paesi europei in cui il rapporto tra prezzo dell'elettricità e del gas naturale è più alto.

Figura 24 – Rapporto prezzo elettricità-gas naturale per le utenze non residenziali. Elaborazione ECCO su dati JRC Mercato delle pompe di calore - schede paese (2024).



⁴⁹ Le barriere sono strutturate secondo il Fraunhofer ISI (2024): "[Elettrificazione diretta del calore dei processi industriali](#)". Potenzialità e prospettive future per l'UE". Studio realizzato per conto di Agora Industry.

⁵⁰ Prezzi di gas ed elettricità relativi al 2018,

CapEx più elevati delle soluzioni elettrificate per il calore di processo. Oggi, le tecnologie abilitanti per l'elettificazione hanno costi superiori rispetto a quelle basate sui combustibili fossili. Ciò è particolarmente evidente quando si considerano processi a medie e alte temperature (> 80 °C) e processi vapore. Dalla letteratura emerge una previsione di riduzione dei costi di circa il 20% per le pompe di calore industriali nei prossimi due decenni⁵¹.

Accesso ai finanziamenti. La prevalenza di piccole e medie imprese (PMI) nei settori analizzati può rappresentare un potenziale ostacolo all'elettificazione, a causa dell'elevata frammentarietà che questo può comportare, della varietà di strategie commerciali e della barriera strutturale all'accesso al credito per finanziare l'innovazione. Allo stesso tempo, le PMI sono spesso organizzate in cluster e offrono opportunità di risposta rapida alle sfide del mercato, come la decentralizzazione delle soluzioni energetiche, compreso lo sviluppo delle energie rinnovabili per l'autoproduzione di elettricità. Tuttavia, hanno bisogno di un sostegno attivo per superare la frammentazione e l'accesso ai finanziamenti e per affrontare l'approvvigionamento energetico come componente integrante degli obiettivi generali di sostenibilità e competitività.

Barriere tecniche

Le barriere tecniche si riferiscono agli ostacoli e ai vincoli che potrebbero limitare la diffusione di tecnologie per l'elettificazione, dai problemi di connessione, all'aspetto dei prodotti finiti.

Vincoli infrastrutturali. Il passaggio all'elettificazione diretta richiede un'espansione significativa dell'infrastruttura elettrica. Ciò comporta la necessità di adeguare e/o ampliare le infrastrutture esistenti⁵². Inoltre, gli investimenti in elettificazione comportano interazioni con le amministrazioni e le strutture di controllo responsabili delle autorizzazioni, le autorità di regolamentazione, gli operatori di distribuzione e trasmissione della rete, il che può determinare incertezze dei tempi di effettiva attuazione delle soluzioni.

Ristrutturazione dei sistemi di approvvigionamento energetico negli impianti. Generalmente, qualsiasi intervento legato all'elettificazione implica un'analisi complessiva dei flussi di calore di un impianto, poiché le soluzioni elettrificate richiedono lo sfruttamento e il recupero della gran parte dei flussi di calore disponibili. L'implementazione delle tecnologie per l'elettificazione di processi a bassa e media temperatura può richiedere la modifica dei macchinari di processo esistenti e la riprogettazione dei sistemi di alimentazione del vapore o dell'acqua calda. La necessità di una ristrutturazione così profonda dei sistemi di fornitura del calore rappresenta una barriera importante, che rallenta l'adozione delle tecnologie per elettificazione, soprattutto per le PMI. Occorre considerare i costi di investimento, soprattutto quando i margini e la redditività di alcuni sottosettori possono essere bassi (ad esempio il settore tessile). Gli approcci modulari, ovvero l'introduzione graduale delle tecnologie per l'elettificazione nell'impianto, potrebbero aiutare a superare questa barriera, ma rischiano di creare dei lock-in degli investimenti. Ad esempio, i sistemi ibridi che integrano gas naturale ed elettificazione, come i sistemi MVR (ricomprensione meccanica del vapore), offrono convenienza e facilità di installazione, ma rischiano di bloccare ulteriori investimenti per il raggiungimento dell'elettificazione completa.

⁵¹ Catalogo del calore di processo industriale tecnologico, Agenzia danese per l'energia, 2024

⁵² Fraunhofer ISI "[Elettificazione diretta del calore dei processi industriali. Una valutazione delle tecnologie](#)" 2024, studio per conto di Agora Industry.

Disponibilità di flussi di calore da recuperare. I casi studio dimostrano che le industrie analizzate hanno l'opportunità di sfruttare in modo significativo le fonti di calore presenti in impianto e non utilizzate, un'opportunità fondamentale per l'installazione di sistemi basati su pompe di calore. Dove a livello di impianto non fossero disponibili questi flussi, le strategie a livello di distretto o sito industriale potrebbero offrire un'opzione per sfruttare al massimo questo potenziale, introducendo un sistema di gestione energetica comune. In questo modo, più industrie nello stesso cluster/sito industriale potrebbero utilizzare il calore di scarto prodotto in un impianto per alimentare un altro impianto dello stesso sito.

Aspetto e specifiche del prodotto. Alternative tecnologiche come il riscaldamento dielettrico o a resistenza nei settori analizzati potrebbero in alcuni casi alterare le caratteristiche e l'aspetto dei prodotti, potenzialmente riducendone il valore e la domanda. Inoltre, in Italia, alcuni prodotti alimentari e bevande con "origine certificata" devono rispettare specifici disciplinari di produzione. Questi disciplinari salvaguardano i metodi tradizionali e le qualità dei prodotti, disciplinando aspetti come il colore, l'aspetto, i metodi di lavorazione e le temperature. Sebbene siano essenziali per mantenere l'autenticità e la qualità, l'aderire a questi standard può rappresentare un ostacolo all'innovazione dei processi produttivi. Ad esempio, per soddisfare le specifiche di prodotto del pane di Altamura DOP, le linee guida indicano che i forni dovrebbero essere preferibilmente alimentati a legna o a gas naturale. Questi requisiti devono essere presi in considerazione perché comportano modifiche al disciplinare di produzione e conseguenti procedure burocratiche. Nei settori analizzati, la domanda di prodotti è legata al loro aspetto o alla sensazione al tatto (gli esperti del settore definiscono i prodotti come "vivi"). Questi richiedono un alto livello di personalizzazione dei processi produttivi, ad esempio attraverso un controllo molto preciso dell'umidità e della temperatura in alcune fasi del processo, che costituiscono il *know-how* specifico dell'artigianato che caratterizza i due settori analizzati. È quindi necessario un complesso lavoro per sviluppare conoscenze e competenze, a partire da una comprensione approfondita dei processi e dei sottoprocessi e di come integrare il vettore elettrico in modo efficace, garantendo la precisione e il controllo nelle fasi di produzione.

Barriere organizzative e amministrative

Le barriere organizzative si riferiscono alla complessità amministrativa generale legata all'elettrificazione e alla necessità di cambiare l'approccio alla progettazione dei sistemi di approvvigionamento energetico. Si riferiscono anche al divario di conoscenze e alla mancanza di esempi di elettrificazione di processi industriali e della loro applicabilità ed efficacia.

Quadro legislativo frammentato. Il quadro normativo italiano appare frammentato e manca di strategie e obiettivi chiari a medio e lungo termine per guidare efficacemente gli investimenti delle imprese. Il contesto continua a favorire soluzioni basate sui combustibili fossili e, nonostante i vantaggi potenziali in termini di tempi di autorizzazione per le soluzioni elettriche, grazie alla loro neutralità emissiva, la mancanza di incentivi chiari ne ostacola l'adozione. Ad esempio, l'installazione di tecnologie alimentate a gas, come gli impianti di cogenerazione, viene ancora classificata come un miglioramento in termini di efficienza energetica per le industrie e può beneficiare di sussidi ([Allegato III](#)). Questa frammentazione è in parte legata alla mancanza di una visione strategica esplicita a livello europeo in grado di essere riflessa sulle politiche nazionali di elettrificazione del consumo finale di calore.

Barriere di conoscenza. Come evidenziato dai casi studio, l'elettrificazione del calore industriale richiede una valutazione dettagliata dei flussi di calore e una conoscenza approfondita delle

tecnologie per l'elettificazione e del loro funzionamento. Questo implica la necessità di competenze specializzate nella progettazione di tali soluzioni e una forza lavoro qualificata per la loro implementazione pratica, monitoraggio e per gestirne la manutenzione. Inoltre, nonostante la fattibilità commerciale di soluzioni per l'elettificazione, esiste un numero limitato di esempi di applicazioni su larga scala che potrebbero "dimostrare" l'affidabilità di tali soluzioni tecniche, soprattutto negli Stati membri in cui la formazione dei prezzi energetica è stata storicamente favorevole al gas, come l'Italia.

Adeguatezza di sistemi di monitoraggio del consumo energetico per processo. Nonostante le misure di efficienza energetica in atto, il potenziale di recupero del calore di scarto rimane in gran parte non sfruttato dalla maggior parte delle industrie. Come procedura prevista durante l'analisi dei casi studio (cfr. [Allegato I](#)), il partner tecnico ha valutato la disponibilità di calore di scarto nei siti prima della fase di progettazione delle soluzioni di elettificazione. Nella maggior parte dei casi, il calore residuo è risultato disponibile e non sfruttato. In Italia il potenziale di calore residuo, definito come il calore di scarto derivante dai processi industriali e raggruppato in vettori termici è stimato intorno ai 30 TWh/anno, un terzo del quale a temperature inferiori a 200°C⁵³. Questo potenziale rappresenta circa il 10% dell'energia finale totale consumata dall'industria italiana nel 2021.

⁵³ Papapetrou, Michael & Kosmadakis. (2018). [Calore di scarto industriale: Stima della risorsa tecnicamente disponibile nell'UE per settore industriale, livello di temperatura e Paese.](#)

6 VISIONE STRATEGICA PER UN'AZIONE A LIVELLO EUROPEO

Lo studio condotto per il settore alimentare e tessile in Italia dimostra che l'elettrificazione rappresenta l'opzione che può conciliare la decarbonizzazione con una maggiore sicurezza energetica e convenienza, in un'ottica di sistema, per il calore di processo industriale. La convenienza dell'elettrificazione è particolarmente evidente negli intervalli di temperatura in cui le tecnologie abilitanti sono già disponibili, ovvero per il calore di processo a bassa e media temperatura. Questa soluzione permetterebbe di ottenere processi produttivi a zero emissioni per tutti quei settori la cui intensità emissiva dipende esclusivamente dai processi di combustione per la generazione del calore, inizialmente, a temperature basse e medie.

Nonostante ciò, ad oggi non esiste un chiaro *business case* per l'elettrificazione. Le industrie ad alta intensità energetica, di solito, beneficiano di sconti su tasse e imposte per sostenere la loro competitività, mentre non è così per gli utenti non energivori, che spesso sono piccole e medie imprese (PMI).

Mentre le energie rinnovabili e l'efficienza energetica hanno obiettivi specifici delineati nella legislazione, gli obiettivi di elettrificazione necessari per raggiungere gli obiettivi climatici ed energetici dell'UE rimane in gran parte implicita nei quadri nazionali ed europei esistenti. La pubblicazione del **Clean Industrial Deal** e dell'*Affordable energy prices action plan*, così come l'EU Electrification Action Plan previsto per il primo quadrimestre del 2026, offrono un'opportunità strategica per definire un quadro strategico chiaro a favore dell'elettrificazione come il motore della competitività dell'industria europea.

Per consentire l'elettrificazione come soluzione di decarbonizzazione per l'industria è necessario un quadro politico coerente, che integri le strategie europee a quelle nazionali.

Tale quadro dovrebbe prevedere **l'adozione di un obiettivo esplicito di elettrificazione per il calore di processo industriale**, che declini settorialmente l'obiettivo del 32% previsto dal Clean Industrial Deal. Ciò darebbe certezza agli investitori sulla direzione da seguire. La chiara identificazione dell'elettrificazione come soluzione in grado di garantire la decarbonizzazione, la sicurezza energetica e la competitività dell'UE potrebbe sbloccare il potenziale per lo sviluppo delle catene del valore per le tecnologie abilitanti dove l'UE risulta già posizionata. Inoltre, potrebbe indirizzare gli investimenti dal lato dei consumatori energetici, guidati da un quadro normativo coerente. Una strategia Europea per l'elettrificazione del calore dei processi industriali dovrebbe partire da una valutazione complessiva degli strumenti attualmente in vigore a livello europeo e nazionale. Tale valutazione dovrebbe concentrarsi sull'efficacia, sulle sinergie e sulle limitazioni di questi strumenti, tenendo conto del principio di sussidiarietà nella divisione delle responsabilità tra l'UE e gli Stati membri.

Gli Stati membri dovrebbero quindi **essere tenuti a fissare obiettivi nazionali di elettrificazione**, ad esempio attraverso il regolamento sulla governance (*Governance Regulation*), e dovrebbero essere incoraggiati a sviluppare obiettivi di flessibilità delle reti, stoccaggio e di sviluppo della rete, prevedere una tabella di marcia per favorire il disaccoppiamento del prezzo dell'elettricità dal prezzo del gas e misure per allineare la tassazione dell'energia agli obiettivi di neutralità climatica.

Un obiettivo specifico per l'elettificazione del calore di processo industriale e la relativa strategia di abilitazione potrebbero essere considerati anche nell'ambito dell'**Industrial Decarbonization Accelerator Act**, nell'ambito della definizione dei mercati guida.

Sulla base delle analisi illustrate, un obiettivo trasversale per l'elettificazione della generazione del calore entro il 2030 dovrebbe prendere in considerazione le aree in cui le tecnologie per l'elettificazione sono già disponibili e mature.

Si ritiene teoricamente realizzabile l'obiettivo di elettrificare completamente il riscaldamento degli ambienti industriali e di soddisfare almeno il 60% del fabbisogno di calore di processo sotto i 150°C entro il 2035, rispetto alla situazione del 2021. In questo modo, l'obiettivo, espresso come percentuale tra tutti i settori industriali, potrebbe essere raggiunto applicando le politiche mirate ai settori dove l'elettificazione risulta tecnicamente realizzabile.

L'obiettivo di decarbonizzazione dei processi più energivori sarebbe, invece, previsto oltre il 2030 e beneficerebbe sia di ulteriori innovazioni, come delle pompe di calore a media e alta temperatura (>150°C), sia delle economie di scala e dai trasferimenti tecnologici già generati dal raggiungimento dell'obiettivo del 2035.

La definizione di un obiettivo di elettificazione richiederebbe lo sviluppo di una strategia che comprenda 4 elementi principali:

1. **Accelerare la diffusione delle rinnovabili nel settore elettrico a prezzi competitivi.** Questo processo è già avviato sia in Europa e in Italia, ma è necessario un monitoraggio costante e risposte tempestive nel caso in cui emergano colli di bottiglia e vincoli alla consegna di energia rinnovabile. Occorre perseguire meccanismi per incentivare ulteriormente la diffusione delle rinnovabili, in particolare per l'industria, eliminando eventuali rischi sugli investimenti dovuti alle lunghe procedure di autorizzazione. Incentivi simili al meccanismo di "energy release" dovrebbero essere definiti, facendo leva sul ruolo degli operatori industriali e sulla loro maggiore capacità di investimento. Occorre che il meccanismo individui modalità per l'inclusione anche delle imprese non energy-intensive. Occorrerebbe favorire meccanismi aggregativi della domanda e della gestione della produzione rinnovabile, anche mediante partecipazione al capitale.
2. **Consentire ai consumatori di trarre vantaggio dai risparmi sui costi dovuti a una produzione più economica di energia da fonti rinnovabili.** Da un lato, l'azione dovrebbe essere diretta al prezzo all'ingrosso e l'attuazione del **Market Design Regulation** dovrebbe essere perseguita per facilitare il disaccoppiamento dei prezzi dell'elettricità e del gas e migliorare l'accessibilità ai contratti a lungo termine, come gli accordi di acquisto di energia (PPA) o altre forme di contratti per garantire la stabilità dei prezzi. Questi meccanismi dovrebbero affrontare le barriere economiche e finanziarie esistenti e ampliare l'accesso ai contratti per l'energia pulita alle PMI, anche attraverso un ruolo attivo della Banca Europea degli Investimenti (BEI). Dall'altro lato, è necessario affrontare lo squilibrio dei prezzi al dettaglio. La revisione della **Energy Taxation Directive** dovrebbe essere perseguita il più possibile, **riequilibrando la tassazione e le tariffe** con le esternalità ambientali e di sicurezza dei diversi sistemi di approvvigionamento energetico. In ogni caso, dovrebbero essere pubblicate linee guida per gli Stati membri per riequilibrare il segnale di prezzo dei prodotti energetici in linea con gli obiettivi di neutralità carbonica e il rispettivo contributo in termini di sicurezza energetica, tenendo in considerazione l'**effetto differenziato di ETS1 e ETS2 sui settori**.
3. **Espandere e modernizzare le reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica in modo che siano in grado di gestire l'aumento della domanda e di soddisfare le richieste di**

connessione in modo tempestivo. A ciò si aggiunge la complessa questione del bilanciamento di un sistema ad alta penetrazione di generazione energetica intermittente, che richiederà la creazione di sistemi di stoccaggio a breve e lungo termine e lo sviluppo di meccanismi di *demand response*. Entrambi sono fondamentali per garantire che l'industria possa beneficiare di una fornitura affidabile di elettricità senza timore di disconnessioni. Il processo in corso per lo sviluppo del **Piano decennale di sviluppo della rete (TYNDP)** dovrebbe essere monitorato con attenzione, per garantire la coerenza con la pianificazione a lungo termine a livello nazionale, incluse la valutazione delle esigenze di flessibilità e gli scenari di domanda e offerta forniti dalla Commissione. Questa revisione dovrebbe anche mirare a migliorare il **coordinamento tra i TSO e i DSO dell'elettricità** e includere una valutazione del potenziale per lo sviluppo di meccanismi di *demand response* e di utilizzo flessibile delle risorse energetiche distribuite, per consentire un funzionamento intelligente delle reti e per migliorare la cooperazione tra i TSO e i DSO del gas e dell'elettricità, in vista dei piani di disattivazione delle infrastrutture del gas. Sarebbero inoltre necessari ulteriori sforzi sul piano **Grid Action Plan**, al fine di accelerare lo sviluppo e la modernizzazione delle reti, e per lo sviluppo di interconnettori attraverso i progetti di interesse comune (PCI), al fine di ridurre i prezzi e aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento.

4. **Facilitare la creazione di mercati guida per i prodotti a zero emissioni di CO₂** attraverso una serie di politiche che favoriscano la creazione di una domanda sia per le tecnologie abilitanti dell'elettrificazione sia per i prodotti derivanti dalla produzione a zero emissioni, comprese le agevolazioni fiscali e gli appalti pubblici verdi (*Green Public Procurement*, GPP). In questo modo si incentiverebbe l'elettrificazione e si creerebbe un mercato per le tecnologie che la consegnano, che a sua volta contribuirebbe a creare le economie di scala necessarie per ridurre i costi e migliorare la competitività internazionale.

Lo studio rivela l'importanza del ruolo della **formazione, dell'aggiornamento e della riqualificazione della forza lavoro**. La piena diffusione delle soluzioni di elettrificazione può avvenire solo con una **forza lavoro qualificata**, in grado di sviluppare le nuove tecnologie, di progettare l'impiego all'interno dei siti industriali, con tutte le complessità che ciò comporta in termini di valutazione del profilo energetico dei processi, di installazione, funzionamento e manutenzione di tali soluzioni di elettrificazione dei processi. Pertanto, nonostante siano mature, tali soluzioni necessitano di un supporto per quanto riguarda la formazione della forza lavoro.

Il pacchetto di misure presentato dalla Commissione deve anche stabilire le priorità strategiche relative a una **strategia finanziaria** da perseguire per facilitare gli investimenti per l'elettrificazione relativi alle priorità di cui sopra, come, in parte, già fatto mediante il Clean Industrial Deal e dovrebbe implicare:

- Stanziamento di fondi dedicati all'elettrificazione industriale nell'ambito del prossimo **Fondo europeo per la competitività** e/o attraverso altri fondi dedicati, come parte di una più ampia integrazione dell'elettrificazione come soluzione di decarbonizzazione.
- Applicazione più rigorosa della normativa che regola le spese per le entrate **di ETS1 e ETS2**.
- Condizionalità chiare per gli **aiuti di Stato** che si concentrano chiaramente sull'elettrificazione.
- Garantire che vengano stanziati risorse adeguate dall'**Innovation Fund** per supportare la dimostrazione di soluzioni innovative di elettrificazione diretta e lo sviluppo di smart grid, con particolare attenzione ai progetti di piccola scala e a quelli che coinvolgono le PMI.

Per molti Paesi europei e certamente per l'Italia, il limitato spazio fiscale dovuto agli elevati livelli di debito nazionale limita il margine di manovra nel reperire i finanziamenti necessari per la transizione. Ciò influisce anche sulla spesa per sbloccare il potenziale dell'elettrificazione diretta del calore

industriale, in quanto richiede finanziamenti pubblici per accelerare gli investimenti privati in modo da raggiungere la piena diffusione delle tecnologie a un ritmo compatibile al raggiungimento del net zero entro il 2050.

Gli attuali schemi di finanziamento per la trasformazione industriale in Italia sono principalmente legati a REPowerEU, come indicato nell'[Allegato III](#).

Gli incentivi contribuiscono ad aumentare la domanda di nuove tecnologie, rendendole accessibili ai prezzi di mercato.

Questi incentivi dovrebbero essere gradualmente eliminati, ma la durata dei finanziamenti del Piano nazionale di ripresa e resilienza, che termina già nel 2026, potrebbe essere troppo breve per raggiungere questo obiettivo, risultando in una limitata efficacia nello stimolare gli investimenti privati.

Pertanto, è urgente adottare misure strutturali per affrontare la limitata capacità finanziaria degli Stati membri più indebitati⁵⁴.

⁵⁴ <https://eccoclimate.org/a-european-sovereign-fund-for-the-climate-transition/>

7 RACCOMANDAZIONI POLITICHE PER L'ELETTRIFICAZIONE IN ITALIA

Questo lavoro mostra la necessità di una strategia chiara per affrontare l'elettrificazione dell'industria italiana. La strategia dovrebbe combinare azioni per consentire l'elettrificazione a livello nazionale in tutti gli usi finali, riequilibrare il prezzo delle materie prime energetiche in linea con gli obiettivi del clima e della sicurezza energetica degli approvvigionamenti.

Una strategia di elettrificazione per l'industria italiana dovrebbe mettere in atto azioni per affrontare le barriere identificate nel [Capitolo 5](#) (barriere economiche, tecniche e di conoscenza) che le aziende, e in particolare le piccole e medie imprese (PMI), devono affrontare quando decidono di elettrificare i propri consumi.

Le azioni che promuovono l'elettrificazione dell'industria si applicano a tutti i settori; pertanto, i dati forniti sui settori alimentare e delle bevande e tessile possono aiutare a trarre conclusioni che potrebbero essere applicate efficacemente a tutte le industrie o ai processi che utilizzano calore a basse e medie temperature.

Un obiettivo nazionale di elettrificazione del calore di processo industriale potrebbe identificare chiaramente l'elettrificazione come opzione privilegiata per il calore di processo industriale, specialmente per quanto riguarda gli intervalli di temperatura del calore per i quali esistono già tecnologie disponibili sul mercato. **La strategia industriale italiana, attualmente in fase di sviluppo, dovrebbe quindi contenere un obiettivo di elettrificazione per il calore di processo industriale a livello nazionale.**

Osservando i dati, tale obiettivo trasversale dovrebbe tenere conto dei diversi punti di partenza e della disponibilità tecnologica dei diversi intervalli di temperatura e dei processi dei settori manifatturieri, in quanto alcuni processi sono immediatamente elettrificabili, mentre quelli a temperature più elevate (ad esempio > 500°C) potrebbero non essere elettrificati affatto. Nel 2021, il tasso di elettrificazione dell'industria in Italia si attestava intorno al 40%, e secondo le stime effettuate un obiettivo di un ulteriore 30%, fino a raggiungere il **70% entro il 2035** rispetto al 2021, potrebbe essere considerato fattibile, posto che le condizioni abilitanti, ovvero primariamente, lo sviluppo delle rinnovabili e delle reti lo consentano. Questo si basa, in linea con le nostre raccomandazioni per un obiettivo a livello europeo, sull'elettrificazione delle aree in cui le soluzioni sono già mature e disponibili, ovvero il **100% del riscaldamento degli ambienti** e il **60% del calore di processo sotto i 150° non ancora elettrificato**.

1. Azioni trasversali che consentono l'elettrificazione come soluzione per la competitività

1.1 Disaccoppiamento dei prezzi dell'elettricità e del gas - Consentire la penetrazione delle rinnovabili nel sistema energetico aumenta la stabilità dei prezzi dell'approvvigionamento energetico industriale e ne riduce la volatilità. Ciò richiede un disegno di mercato in grado di trasferire i vantaggi di prezzo delle fonti rinnovabili ai consumatori finali, accompagnato da un completo sviluppo delle reti, con un aumento della capacità e della resilienza, nonché una migliore integrazione e pianificazione tra DSO e TSO⁵⁵. Questo disaccoppiamento potrebbe

⁵⁵Terna, "[Progetto Pilota per il Coordinamento TSO-DSO](#)". Terna, dicembre 2023

essere accelerato dall'adozione di nuovi prodotti per contratti di prezzo a lungo termine, come i contratti di acquisto di energia elettrica (PPA) 24/7⁵⁶ o i contratti per differenza. Meccanismi di aggregazione della domanda mediante partecipazione al capitale potrebbero consentire anche ai clienti più piccoli di agire come controparte di un contratto di acquisto.

1.2 Riforma delle tariffe energetiche - La competitività industriale, oggi, si basa sulla maggiore convenienza del vettore gas rispetto all'elettrico. Tuttavia, considerando le proiezioni dei prezzi previsti del gas e della CO₂, si stima che i costi per le aziende per l'approvvigionamento energetico cresceranno in modo sensibile, anche in termini di volatilità. In questo quadro, considerando il progressivo disaccoppiamento verso il costo reale della produzione rinnovabile, l'elettrificazione si presenta come la soluzione che offre il minor incremento cumulativo dei costi nel 2025-2050, come mostrato nella [Figura 23](#). Le proiezioni dei prezzi del gas dell'analisi di scenario, sebbene basate su ipotesi consolidate, soffrono di una grande incertezza, soprattutto nel lungo periodo. Le politiche di salvaguardia dovrebbero, quindi, riflettere nei prezzi il rispettivo contributo in termini di decarbonizzazione e sicurezza energetica dei due vettori energetici per ristabilire le basi della competitività dell'industria. **È necessaria una strategia per ridistribuire le componenti fiscali e parafiscali (cioè ETS, oneri generali di sistema e componenti aggiuntive) e riequilibrare il rapporto tra i livelli dei prezzi dell'elettricità e del gas.** Ciò garantirebbe la certezza del ritorno sugli investimenti per l'elettrificazione e renderebbe l'elettricità il bene energetico più sicuro, sia per ragioni climatiche che di sicurezza energetica.

2. Azioni mirate per l'elettrificazione industriale

2.1 Affrontare le barriere economiche

2.1.1 Schemi di finanziamento pienamente allineati con la prospettiva del Net Zero - Esistono soluzioni elettriche (ad es. pompe di calore) in grado di coprire intervalli di temperatura più elevati rispetto a quelli valutati nello studio. Tuttavia, l'applicazione di queste tecnologie è attualmente piuttosto limitata e sito-specifica. L'analisi di scenario mostra che il sostegno all'installazione di queste tecnologie, la promozione dell'efficienza energetica e gli incentivi CapEx sono fondamentali per lo sviluppo e l'adozione anticipata delle soluzioni di elettrificazione più efficienti, riducendo i costi di investimento complessivi. Lo scenario con i costi più bassi è infatti quello in cui sono previsti incentivi per ridurre gli investimenti di capitale delle tecnologie elettriche efficienti per la produzione di vapore. Per facilitare l'adozione delle tecnologie per l'elettrificazione, è necessario fornire un sostegno finanziario iniziale per favorire le prime fasi di diffusione nei settori interessati e scalare la produzione. Gli strumenti politici dovrebbero sostenere gli investimenti di capitale necessari per le tecnologie per l'elettrificazione. Gli schemi di finanziamento nuovi o rinnovati, come il prossimo **Conto Termico 3.0** (cfr. [Allegato III](#)) e lo schema rivisto dei certificati bianchi, dovrebbero avere una prospettiva di medio termine ed escludere chiaramente le soluzioni basate sul gas fossile non allineate al principio Do Not Significant Harm (DNSH). Per massimizzare l'impatto, tali schemi dovrebbero sempre essere accompagnati da requisiti di efficienza energetica.

2.1.2 La creazione di mercati guida per i prodotti a zero emissioni - Un'attenta valutazione di eventuali requisiti sulle emissioni incorporate per i criteri degli appalti pubblici verdi nazionali

⁵⁶ Task Force Aria Pulita. [24/7 Carbon-Free Energy: come l'Europa può e deve garantire elettricità pulita 24 ore su 24](#). Task Force Aria Pulita, 2024

potrebbe rappresentare un modo per stimolare la domanda verso prodotti "verdi" e sostenere indirettamente gli investimenti nell'elettrificazione. Ciò è particolarmente importante in vista dell'imminente revisione della direttiva sugli appalti pubblici a livello europeo. Le politiche della domanda dovrebbero essere accompagnate da un'attenta valutazione del mercato di riferimento per i prodotti finali, per potersi concentrare solo su incentivi mirati.

2.2 Affrontare le barriere tecniche

2.2.1 Affrontare i vincoli infrastrutturali - Accelerare e snellire le procedure di autorizzazione e l'uso delle capacità esistenti. Fornire una migliore visibilità e coordinamento tra tutti gli attori coinvolti nello sviluppo della rete, tra cui i TSO, i DSO e gli operatori industriali all'interno dei piani di sviluppo nazionali. Si ritiene importante, inoltre, di avviare un processo per la costruzione di connessioni alla rete che rifletta meglio gli sviluppi in termini di efficienza anche economica nel garantire la decarbonizzazione.

2.2.2 Migliorare la cooperazione a livello di cluster o siti industriali - Come si è visto nei casi studio, la disponibilità di calore di scarto facilita l'adozione di soluzioni elettriche efficienti per temperature di calore superiori a 80°C. L'integrazione di reti di calore nei cluster o nei siti industriali potrebbe portare al superamento di alcune barriere tecniche, come la mancanza di calore di scarto in alcune industrie, per massimizzare l'efficienza della generazione di calore e promuovere l'ottimizzazione del consumo energetico su scala più ampia. Ad esempio, l'Italia è caratterizzata da molti "distretti" specializzati che potrebbero decidere di condividere le risorse per i meccanismi di approvvigionamento energetico, favorendo la cooperazione nei cluster industriali ed estendendo il concetto di comunità energetiche anche al calore. Tali iniziative potrebbero favorire l'elettrificazione diretta dei distretti industriali, considerando l'intero ecosistema produttivo e le diverse imprese coinvolte, portando a soluzioni altamente efficienti e permettendo una condivisione dell'investimento iniziale richiesto.

2.3 Affrontare le barriere di conoscenza

2.3.1 Integrare la formazione, l'aggiornamento e la riqualificazione all'interno dei programmi di finanziamento - I programmi di finanziamento dovrebbero dedicare parte delle risorse alla formazione. Un'ampia gamma di professionisti, dagli ingegneri agli installatori, fino alle istituzioni finanziarie e alle banche, deve essere pienamente consapevole delle più ampie possibilità tecniche, normative e finanziarie dell'elettrificazione per sbloccare il pieno potenziale. Questo obiettivo potrebbe essere raggiunto mediante collaborazioni con le parti interessate, da coinvolgere attivamente nella progettazione delle politiche attraverso un processo di partecipazione efficiente e strutturato a più livelli.

2.3.2 Creazione di "Catalizzatori" della conoscenza - L'elettrificazione del calore dei processi industriali richiede una profonda conoscenza delle soluzioni di elettrificazione e del modo in cui possono essere attuate in modo sicuro, efficiente ed efficace. Le politiche dovrebbero prevedere programmi di formazione e istruzione, nonché la presentazione di casi di successo per stimolare la replicabilità e accrescere la fiducia nell'elettrificazione come soluzione sicura per l'approvvigionamento energetico dell'industria. Le associazioni settoriali e le società di servizi energetici (ESCO) possono svolgere un ruolo significativo nella diffusione dell'elettrificazione come soluzione per la decarbonizzazione; pertanto, è necessario fornire loro un sostegno specifico per offrire possibilità di finanziamento più chiare e aggiornate,

nonché le soluzioni tecniche più avanzate. Le alleanze e le associazioni industriali sono essenziali per diffondere e replicare le conoscenze, soprattutto per le PMI.

2.3.3 Schemi di finanziamento della R&S - Si dovrebbero perseguire schemi di sostegno dei progetti di R&S nell'area delle tecnologie abilitanti per l'elettrificazione. Tali tecnologie comprenderebbero la diffusione su larga scala di pompe di calore oltre i 200°C, nonché altre soluzioni abilitanti come l'elettrificazione tramite sistemi di accumulo elettrotermico. A livello europeo, una parte dei fondi stanziati attraverso l'Innovation Fund **dovrebbe essere destinata alle tecnologie abilitanti l'elettrificazione**, prevedendo l'accesso ai fondi sia per le grandi aziende che per le PMI.

ALLEGATO I: CASI STUDIO CHECKLIST DI CONTROLLO

1. Identificare i requisiti di temperatura

- Controllare il metodo di consegna del calore
 - Acqua calda, acqua surriscaldata, vapore?
- Valutare le esigenze di temperatura
 - Esistono utilizzi con temperature significativamente più basse rispetto alla temperatura in cui viene fornito il calore
 - Se sì: scollegare dalla distribuzione principale e collegare un generatore a temperatura inferiore.
- Usi a bassa temperatura (<55°C)?
 - Se sì: Adatto per pompe di calore a basse temperature (<55°C)

2. Controllare i flussi di calore di scarto

- Ci sono flussi di calore residuo inutilizzati >20°C?
 - Se sì: utilizzare come fonte per la pompa di calore.
- Valutare il tipo di flussi di calore di scarto
 - Flussi di scarto liquidi preferiti per scambiatori di calore più piccoli e più efficienti.
 - Garantire la coerenza dei flussi nel tempo.

3. Dimensionamento delle pompe di calore

- Se carichi a bassa temperatura (<55°C) o significative fonti di calore residuo a media temperatura.
 - Dimensionamento della pompa di calore:
 - Se fonte primaria di calore: 1,5/2 volte il carico di picco.
 - Se fonte di backup: Dimensioni per il carico di picco.
 - Valutare l'efficienza utilizzando la scheda tecnica dei fornitori di pompe di calore: l'efficienza dipende dalla differenza di temperatura (sollevamento massimo di 90°C).
 - COP > 3,5/4 per la competitività con il gas naturale.
 - Valutare la variazione dei costi
 - La temperatura di alimentazione influisce sul costo.
 - Se si utilizza un evaporatore ad aria esterna: Costo maggiore (+10%) e COP variabile.

4. Profilo di temperatura

- Valutare il potenziale di generazione di calore da parte delle pompe di calore e le fluttuazioni giornaliere della domanda di calore.
 - Se non è simultaneo: Implementare un sistema di accumulo (attraverso un serbatoio di acqua calda).

5. Generazione di vapore

- Valutare le opzioni di elettrificazione.
 - IF fonti di calore a >40/50°C
 - Possibilità di utilizzare pompe di calore con booster per vapore a 110°C.
 - altrimenti: Caldaia elettrica per la generazione di vapore
- Selezionare l'opzione più efficiente in termini di costi

6. Tecnologie specifiche per i processi

- Sono disponibili rifiuti in loco per la produzione di biogas?
- Esistono tecnologie specifiche per determinati processi che potrebbero essere sostituite da alternative elettriche?
- Selezionare l'opzione più efficiente in termini di costi

Altre ipotesi

Calore specifico dell'acqua = $4,18 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$

Potere calorifico inferiore del gas naturale = $9,59 \text{ kWh}/\text{Sm}^3$

Costo del gas naturale (media nel 2023 per le entità industriali) = $0,5 \text{ €/Sm}^3$

Costo dell'elettricità (media nel 2023 per le entità industriali) = $0,2 \text{ €/kWh}$

Emissioni specifiche di gas naturale = $1,991 \text{ kgCO}_2/\text{Sm}^3$

Prezzo della quota ETS (Emissions Trading System) 2024 = 73 €/tonnellata

Fattore di conversione dell'elettricità in TEP (tonnellata equivalente di petrolio) = $0,000187$

Fattore di conversione da gas naturale a TEP = $0,00082 \text{ TEP}/\text{Sm}^3$

ALLEGATO II: PRINCIPALI RISULTATI DEGLI STUDI DI CASO

Tabella – Principali risultati degli studi di caso sulle industrie lattiero-casearie.

	Caso 1: PMI produttrice di formaggio	Caso 2: PMI produttrice di formaggio e burro	Caso 3: Grande azienda lattiero-casearia
Quantità approssimativa di latte lavorato all'anno [litri/anno].	46 100 500	35 500 885	600 000 000
Domanda totale di calore di processo [MWh/a]	2 370	1 202.8	40 000
Domanda di vapore [MWh/a]	1090	240.6	2680
Consumo finale			
Gas - corrente [MWh]	2 720	4 924	51 600
Elettricità- elettrificazione [MWh]	1 539	2 039	14 745
Spese generali			
Elettrificazione [€]	750 000	1 500 000	8 000 000
OpEx			
OpEx - corrente [€/a]	137	250	2 813 642
OpEx - elettrificazione [€/a]	384 737	509 585	3 693 642
Consumo di energia primaria			
Corrente [GJ]	8653	15 758	162
Elettrificazione [GJ]	12 038	15 925	115 493
Attuale [tonCO2/a]	547	999	11 903
Elettrificazione [tonCO2/a]	0	0	0
ETS1 si applica [S/N]	N	N	Y

Tabella – Principali risultati dello studio di caso del birrificio.

Fabbisogno totale di calore di processo [MWh]	20 000
Domanda di vapore [MWh]	3400
Consumo finale [MWh/a]	
Gas - corrente [MWh/a]	22 913
Elettricità - elettrificazione [MWh/a]	10 800
Biometano - biometano [MWh/a]	11 491
Elettricità - biometano [MWh/a]	3500
Spese generali	
Elettrificazione [€]	4 000 000
Biometano [€]	5 000 000
OpEx	
Corrente [€/a]	1 050 000
Elettrificazione [€/anno]	3 500 000
Biometano [€/anno]	875 000
Consumo di energia primaria	
Corrente [GJ]	71 979
Elettrificazione [GJ]	84 436
Biometano [GJ]	51 498
Attuale [tonCO2/a]	4181
Elettrificazione [tonCO2/a]	0
Biometano [tonCO2/a]	1045
ETS1 si applica [S/N]	N

Tabella – Principali risultati degli studi di caso sulle industrie tessili.

	Caso 1: Impresa di tintura della lana	Caso 2: Impresa di produzione di lana
Fabbisogno totale di calore di processo [MWh]	11 250	19 842
Consumo finale [MWh/a]		
Gas - corrente [MWh/a]	12270	21378
Gas - elettrificazione [MWh/a]	0	608
Elettricità - elettrificazione [MWh/a]	10 050	17 120
Spese generali		
Corrente [€]	595 000	565 000
Elettrificazione [€]	675 000	905 000
OpEx		
Corrente [€/a]	805 000	1 405 000
Elettrificazione [€/anno]	1 985 000	3 420 000
Consumo di energia primaria		
Corrente [GJ]	42	74
Elettrificazione [GJ]	78	134 178
Emissioni		
Attuale [tonCO ₂ /y]	2486	4337
Elettrificazione [tonCO ₂ /a]	0	124
ETS1 si applica [S/N]	Y	Y

ALLEGATO III: PANORAMICA DELL'ATTUALE QUADRO DELLE POLITICHE PER L'ITALIA

Secondo l'ultimo [Piano Nazionale per l'Energia e il Clima](#), il contributo complessivo delle pompe di calore per il raggiungimento dell'obiettivo delle rinnovabili per l'energia termica rappresenta il 30% del consumo totale di energia per il riscaldamento nel 2030. Tale contributo delle pompe di calore prevede un aumento di oltre il 70% rispetto al 2022⁵⁷. Non viene presentata alcuna cifra specifica per l'elettrificazione del calore dei processi industriali, né una strategia complessiva che identifichi l'elettrificazione come una possibile strategia di decarbonizzazione per l'industria.

Tuttavia, il quadro politico nazionale complessivo attualmente in vigore in Italia potrebbe favorire la diffusione di soluzioni elettrificate, attraverso politiche e schemi di promozione dell'efficienza energetica, ma appare frammentato, complesso e in parte contraddittorio.

Poiché gli schemi nazionali non sono soggetti a chiare condizionalità, come il principio do not significant harm (DNSH), alcune misure sostengono ancora la diffusione di tecnologie basate sui combustibili fossili (ad esempio, lo schema dei certificati bianchi, il Conto Termico).

Le misure nell'ambito di REPowerEU⁵⁸, come Transition 5.0, aderiscono invece al principio DNSH e quindi escludono le tecnologie a base fossile. Tuttavia, questi fondi scadranno nel 2026 e alcune iniziative non sono ancora operative, il che ne limita l'impatto.

Infine, il recepimento nazionale dell'ultima revisione della direttiva ETS dell'UE prevede indirettamente un sistema di incentivi per l'elettrificazione dei sistemi di approvvigionamento energetico. Inoltre, anche gli impianti che normalmente non rientrano nel campo di applicazione della direttiva per le loro dimensioni (cioè al di sotto dei 20MWt di capacità termica installata) possono richiedere di aderire temporaneamente al sistema e utilizzare le quote gratuite per ripagare in parte i loro investimenti, in seguito a ristrutturazioni e all'elettrificazione del sistema di approvvigionamento energetico.

Nella tabella seguente è riportata una sintesi delle misure che sostengono direttamente o indirettamente l'elettrificazione del calore di processo industriale in Italia.

⁵⁷ Tabella 13 sul [NECP2024](#) aggiornato

⁵⁸ Repower EU e revisione del PNRR MIMIT - La Commissione UE approva le nuove misure [Repower EU e revisione del PNRR MIMIT - La Commissione UE approva le nuove misure](#)

Tabella – Politiche e misure esistenti a sostegno diretto e indiretto dell'elettrificazione nelle industrie italiane. Si considera anche il recepimento delle politiche comunitarie con effetto immediato sul contesto nazionale.

Misura	Descrizione	Tipo di supporto	Durata
Recepimento nazionale del sistema ETS dell'UE ⁵⁹	Oltre 1.200 impianti in Italia rientrano nel campo di applicazione del sistema ETS. Il recepimento nazionale riflette l'ultima versione della direttiva che consente agli operatori di mantenere l'assegnazione gratuita nel caso in cui la capacità termica installata scenda al di sotto dei 20MW, contribuendo così a finanziare gli investimenti nell'elettrificazione.	Diretto Economico	A partire dal 2026
Conto Termico ⁶⁰	Schema nazionale di incentivi diretti per l'installazione di energia termica su piccola scala da fonti rinnovabili. Lo schema è in fase di revisione e dovrebbe includere anche il settore industriale.	Diretto Economico	In fase di revisione
Schema dei certificati bianchi ⁶¹	Schema nazionale per incentivare l'efficienza energetica attraverso il rimborso basato sul monitoraggio dei risparmi energetici. Lo schema è in fase di revisione.	Diretto Economico	In fase di revisione
Transizione 5.0 ⁶²	Credito d'imposta italiano per sostenere l'acquisto di nuove tecnologie a supporto delle strategie di decarbonizzazione. 6,3 miliardi di euro, finanziati tramite REPowerEU.	Diretto Economico	2026
Supporto alle tecnologie Net Zero ⁶³	Sovvenzioni, prestiti e sconti per 2 milioni di euro per incentivare gli investimenti privati nell'efficienza energetica e nella produzione sostenibile. Finanziato da REPowerEU	Diretto Economico	2026
Sostegno alla competitività e alla resilienza delle catene di approvvigionamento strategiche ⁶⁴	Sovvenzioni e prestiti per 0,5 milioni di euro per rafforzare le filiere industriali strategiche. Finanziato tramite REPowerEU. Questa misura favorisce indirettamente l'elettrificazione sostenendo la filiera delle tecnologie pulite.	Indiretto Economico	2026

Gli schemi di incentivazione per l'autoproduzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono attualmente in vigore in Italia e sono elencati nella tabella seguente.

⁵⁹ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2024/10/14/24G00163/sq>

⁶⁰ <https://www.consultazione.gov.it/it/le-consultazioni/le-consultazioni-delle-amministrazioni-centrali/decreto-conto-termico/>

⁶¹ <https://www.mase.gov.it/energia/certificati-bianchi>

⁶² <https://www.mimit.gov.it/it/notizie-stampa/mimit-al-via-il-piano-transizione-5-0-apre-oggi-alle-12-la-piattaforma-per-prenotare-gli-incentivi>

⁶³ <https://www.italiadomani.gov.it/content/sogei-ng/it/en/Interventi/investimenti/supporto-alla-transizione-ecologica-del-sistema-produttivo-e-all.html>

⁶⁴ <https://www.italiadomani.gov.it/content/sogei-ng/it/en/Interventi/investimenti/supporto-alla-transizione-ecologica-del-sistema-produttivo-e-all.html>

Tabella – Panoramica delle politiche esistenti che favoriscono l'autoproduzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Misura	Descrizione	Durata
Autoproduzione di FER per le PMI⁶⁵	Sovvenzioni non rimborsabili alle PMI per l'installazione di sistemi di autoproduzione di energia rinnovabile. 320 milioni di euro. Finanziato tramite REPowerEU.	2026
Meccanismo di rilascio dell'energia⁶⁶	Riconoscimento anticipato di tariffe agevolate per l'implementazione di sistemi di autoproduzione di energia da fonti rinnovabili.	In corso

⁶⁵ Italia Domani. [Sostegno per l'Autoproduzione di Energia da Fonti Rinnovabili](#). Governo italiano

⁶⁶ Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. *Rilascio di energia: Il MASE approva le Regole Operative GSE*. Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, 2024



THE ITALIAN CLIMATE CHANGE THINK TANK

Questo rapporto è stato curato da:

Carolina Bedocchi, Ricercatrice Transizione Industriale, ECCO

carolina.bedocchi@eccoclimate.org

Gabriele Cassetti, Ricercatore Senior Sistemi Energetici, ECCO

gabriele.cassetti@eccoclimate.org

Le opinioni riportate nel presente rapporto sono riferibili esclusivamente ad ECCO – Il think tank italiano per il clima, autore della ricerca.

Per interviste o maggiori informazioni sull'utilizzo e sulla diffusione dei contenuti presenti in questo report, si prega di contattare:

Andrea Ghianda, Responsabile Comunicazione, ECCO

andrea.ghianda@eccoclimate.org

+39 3396466985

www.eccoclimate.org

Data di pubblicazione:

5 marzo 2025