



UNIVERSITÀ POLITECNICA DELLE MARCHE
FACOLTÀ DI INGEGNERIA

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Meccanica

**Strategia per la decarbonizzazione degli
stabilimenti produttivi del gruppo Angelini
Pharma**

Decarbonization strategy for the production plants
of Angelini Pharma group

Relatore:

Prof. Ing. Gabriele Comodi

Laureando:

Simone Silvestri

Correlatore:

Ing. Alessandro Sessa

A.A. 2023/2024

INDICE DEI CONTENUTI

Introduzione.....	VI
1 Situazione attuale e obiettivi	1
1.1 Angelini Pharma e sostenibilità	1
1.2 Riduzione emissioni CO ₂	3
1.3 Normative attuali sulla riduzione della CO ₂	5
1.4 I criteri ESG per la sostenibilità aziendale	6
2 Panoramica impianti e consumi attuali	11
2.1 Descrizione impianti.....	11
2.1.1 Ancona.....	14
2.1.2 Aprilia	19
2.1.3 Casella	22
2.2 Fabbisogni di energia elettrica, riscaldamento e raffreddamento per ogni sito.....	24
2.3 Confronto cogenerazione e produzione separata	33
3 Analisi delle possibili tecnologie da adottare	38
3.1 Descrizione tecnologie sostenibili per la riduzione delle emissioni.....	39
3.1.1 Panoramica tecnologie	39
3.1.2 Fattori di conversione utilizzati	48
3.2 Valutazione costi e benefici e impatto sulla riduzione dei consumi ...	49
3.3 Implementazione idrogeno	51

3.3.1	Panoramica idrogeno	52
3.3.2	Caso studio integrazione H ₂	55
4	Scenari di sostenibilità per i tre siti	68
4.1	Ipotesi scenari sostenibili	68
4.2	Elenco scenari	69
4.2.1	Ancona	69
4.2.2	Aprilia	77
4.2.3	Casella	88
4.3	Possibile implementazione degli interventi	91
5	Analisi economica	93
5.1	Analisi costi e benefici	93
5.2	Descrizione CAPEX, OPEX e PBP	96
5.2.1	Ancona	97
5.2.2	Aprilia	98
5.2.3	Casella	99
6	Conclusioni e sviluppi futuri	100
7	Bibliografia	105

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 Logo Angelini Pharma S.p.A.....	1
Figura 2 Comportamento dei gas a effetto serra nell'atmosfera	3
Figura 3 Emissioni globali di CO ₂ derivanti dalla combustione e dai processi industriali in GtCO ₂ [2].....	4
Figura 4 Scope 1,2,3 Science Based Target [7]	9
Figura 5 Tipologia di emissioni Angelini Pharma nel 2022	10
Figura 6 Layout generale stabilimento Ancona	15
Figura 7 Blocco frigo palazzina uffici/mensa	16
Figura 8 Cogeneratore a servizio del plant di Ancona	17
Figura 9 Torri evaporative Baltimore	18
Figura 10 Fotovoltaico tetto palazzina uffici/mensa plant Ancona	19
Figura 11 Veduta aerea sito Aprilia	20
Figura 12 Edifici stabilimento Aprilia	21
Figura 13 Stabilimento Angelini Pharma Casella	22
Figura 14 Vista aerea del plant di Casella.....	23
Figura 15 Fabbisogno elettrico e di gas naturale per il plant di Ancona nel 2022	25
Figura 16 Usi finali.....	27
Figura 17 Fabbisogno elettrico e di gas naturale per il plant di Aprilia nel 2022	28

Figura 18 Andamento consumo gas naturale per il plant di Aprilia	29
Figura 19 Fabbisogno elettrico e di gas naturale per il plant di Casella nel 2022	31
Figura 20 Indice di risparmio energetico	34
Figura 21 Consumi Ancona con cogeneratore e produzione separata	35
Figura 22 Consumi Aprilia con cogeneratore e produzione separata	36
Figura 23 Curva di potenza per una pompa di calore	43
Figura 24 Schema di funzionamento per una cella a combustibile	45
Figura 25 Poteri calorifici dei combustibili	53
Figura 26 Reazione utilizzata nell'elettrolisi	54
Figura 27 Schema semplificato di un elettrolizzatore	54
Figura 28 Generazione di idrogeno verde	56
Figura 29 Scenario idrogeno plant Ancona	57
Figura 30 Produzione idrogeno plant Ancona	58
Figura 31 Efficienza elettrolizzatore [18]	58
Figura 32 Autoproduzione di energia green richiesta per il plant di Ancona ..	59
Figura 33 Scenario idrogeno plant Aprilia	61
Figura 34 Produzione idrogeno plant Aprilia	61
Figura 35 Autoproduzione di energia green richiesta per il plant di Aprilia	62
Figura 37 Scenario idrogeno plant Casella	64

Figura 38 Produzione idrogeno plant Casella	64
Figura 39 Autoproduzione di energia green richiesta per il plant di Casella....	64
Figura 40 Valutazione economica scenari idrogeno per il plant di Ancona ...	65
Figura 41 Tipologie di interventi attuabili	72
Figura 42 Interventi scenario 1 Ancona	72
Figura 43 Scenario 1 Ancona.....	73
Figura 44 Interventi scenario 2 Ancona	74
Figura 45 Scenario 2 Ancona.....	75
Figura 46 Interventi Scenario 3 Ancona.....	76
Figura 47 Scenario 3 Ancona.....	77
Figura 48 Interventi scenario 1 Aprilia	80
Figura 49 Scenario 1 Aprilia	81
Figura 50 Interventi scenario 2 Aprilia	82
Figura 51 Scenario 2 Aprilia	83
Figura 52 Interventi scenario 3 Aprilia	84
Figura 53 Scenario 3 Aprilia	85
Figura 54 Interventi scenario 4 Aprilia	86
Figura 55 Scenario 4 Aprilia	87
Figura 56 Interventi scenario 1 Casella	88
Figura 57 Scenario 1 Casella	89

Figura 58 Interventi scenario 2 Casella	90
Figura 59 Scenario 2 Casella	90
Figura 60 Prezzo stimato energia	94
Figura 61 Andamento prezzo gas naturale 2021-2024 [21]	94
Figura 62 Andamento Prezzo Unico Nazionale elettricità [22]	95
Figura 63 Scenario economico per lo stabilimento di Ancona	97
Figura 64 Scenario economico per lo stabilimento di Aprilia	98
Figura 65 Scenario economico per lo stabilimento di Casella.....	99

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 Emissioni delle varie fonti fossili [8]	13
Tabella 2 Consumi 2022 plant Ancona	26
Tabella 3 Consumi anno 2022 plant Aprilia (cogeneratore ON)	30
Tabella 4 Consumi anno 2022 plant Casella	32
Tabella 5 Fattori di conversione	48
Tabella 6 Riduzione emissioni -42%	50
Tabella 7 Valutazione economica scenari idrogeno per il plant di Ancona ...	60
Tabella 8 Valutazione economica scenari idrogeno per il plant di Ancona ...	63

INTRODUZIONE

La decarbonizzazione e la riduzione delle emissioni costituiscono oggi una sfida globale di massima urgenza e importanza, particolarmente nel settore industriale, che incide in modo significativo sul totale delle emissioni.

La principale causa del riscaldamento globale è costituita dalle emissioni antropiche di gas a effetto serra nell'atmosfera, di cui l'anidride carbonica (CO₂) è il principale responsabile.

Per ridurre queste emissioni bisogna favorire la transizione energetica, quindi il passaggio dai combustibili fossili alle fonti rinnovabili, a emissioni pressoché nulle di carbonio promuovendo al tempo stesso l'efficienza energetica.

Questo processo per portare a termine la decarbonizzazione, però, non è immediato e richiede molto tempo per essere attuato.

In questo contesto, Angelini Pharma, azienda farmaceutica italiana di rilievo internazionale, sta investendo un impegno crescente nel tema sostenibilità e nella riduzione delle emissioni di gas serra.

La tesi si concentra su questo tema, ovvero sulla volontà da parte di Angelini Pharma di ridurre le emissioni di CO₂ e promuovere l'efficientamento energetico nei vari stabilimenti adottando dove possibile soluzioni energetiche sostenibili e proponendo diversi scenari di interventi possibili ognuno con i suoi pro e contro.

Nello studio, verranno esaminati differenti approcci basati su svariate fonti energetiche, come l'utilizzo del fotovoltaico e impianti di cogenerazione per

ridurre quanto più possibile l'utilizzo di energia primaria, nonché soluzioni più innovative, come l'utilizzo di celle a combustibile, biometano o impianti ad assorbimento.

Inizialmente verrà illustrata la situazione odierna per avere una visione dettagliata dei vari stabilimenti e comprendere in cosa essi si differenziano, a livello di attività svolte e impianti installati.

Verrà effettuata una descrizione delle possibili tecnologie per soddisfare le richieste presenti in una grande industria come energia elettrica, termica e frigorifera.

Successivamente verranno descritti dettagliatamente degli scenari per ogni sito preso in esame, questi sono una combinazione di possibili interventi di differente natura come l'utilizzo di differenti tecnologie per l'autoproduzione, l'efficientamento degli impianti e l'implementazione di sistemi per la produzione di energia rinnovabile valutando aspetti come quelli ambientali ed economici, il tema della business continuity e quota di energia da destinare al processo.

Tutti questi scenari hanno come obiettivo quello di ridurre le emissioni e l'impatto ambientale, valutate in base alle tonnellate emesse di CO₂ in ogni anno. Sarà valutato l'aspetto economico per comprendere al meglio la fattibilità di determinati interventi e con quali di essi si ottiene il maggiore risparmio in termini di costi operativi.

Nella parte finale dell'elaborato sono analizzati e discussi i risultati ottenuti, quali soluzioni sono le migliori in base allo scenario e allo stabilimento esaminato ed eventuali prospettive future.

1 SITUAZIONE ATTUALE E OBIETTIVI

1.1 ANGELINI PHARMA E SOSTENIBILITÀ

Angelini Pharma è un'azienda farmaceutica parte di Angelini Industries, gruppo industriale multi-business che opera nei settori Salute, Tecnologia Industriale e Largo Consumo. Il settore Angelini Pharma ricerca sviluppa e commercializza soluzioni di salute, con farmaci da banco di grande successo in tutto il mondo.

Angelini Pharma opera in 20 Paesi, contando su una forza lavoro composta da oltre 3000 persone, generando un fatturato di oltre 1 miliardo di euro. I suoi prodotti sono commercializzati in oltre 70 Paesi anche attraverso alleanze strategiche con alcuni tra i più importanti Gruppi farmaceutici internazionali.



FIGURA 1 LOGO ANGELINI PHARMA S.P.A.

La storia di Angelini ha inizio nel 1919 ad Ancona, dove Francesco Angelini apre un piccolo laboratorio farmaceutico.

Nel 1958 Angelini Pharma lancia sul mercato la Tachipirina®, farmaco antinfluenzale a base di paracetamolo, ad oggi tra i tre farmaci più venduti in

Italia. Alla fine degli anni 80 lancia sul mercato Moment®[®], farmaco a base di ibuprofene contro il mal di testa.

Qualche decennio dopo, nel 2000, Angelini Pharma acquisisce Amuchina®[®], azienda genovese produttrice di disinfettanti e igienizzanti e qualche anno dopo acquisisce da P&G il marchio Infasil®[®]. [1]

Degli stabilimenti con determinate dimensioni e attività richiedono un flusso continuo di energia per garantire la corretta esecuzione di tutti i processi produttivi e al contempo il benessere degli occupanti. Una panoramica dettagliata sarà presentata nei prossimi capitoli.

L'impegno sulla sostenibilità e uno sviluppo sostenibile da parte di Angelini Pharma sono sempre più forti e varie iniziative sono in atto per migliorare la situazione odierna e ridurre le emissioni.

In questi anni Angelini Pharma sta implementando un piano di sostenibilità pluriennale con previste azioni sul breve, medio e lungo termine basate su un approccio sistemico ai temi ESG (Environmental, Social, Governance).

Di nostro interesse tra queste attività risulta il calcolo delle emissioni di gas a effetto serra dirette, indirette e lungo l'intera catena di fornitura (es. trasporto del prodotto finito), con l'obiettivo di ridurre l'impatto dell'Azienda e favorire comportamenti virtuosi, in coerenza con gli standard più rilevanti e riconosciuti a livello internazionale.

Questo impegno riflette la visione di Angelini Pharma di contribuire attivamente alla lotta contro il cambiamento climatico, riducendo la propria impronta di carbonio e promuovendo la sostenibilità lungo tutta la catena produttiva e distributiva.

1.2 RIDUZIONE EMISSIONI CO₂

Le attività umane sono la principale causa dell'aumento delle emissioni di CO₂ nell'atmosfera.

Oltre alle fonti di energia fossile, attività umane come l'agricoltura, la deforestazione e l'industria contribuiscono alle emissioni di gas serra.

La CO₂ e altri gas serra come il metano, l'ossido di azoto e il vapore acqueo intrappolano il calore contenuto nell'atmosfera terrestre. Questi gas agiscono come uno strato di isolante intorno al pianeta che trattiene in parte il calore proveniente dal sole e quello riemesso dal suolo terrestre impedendo che si disperda al di fuori dell'atmosfera.

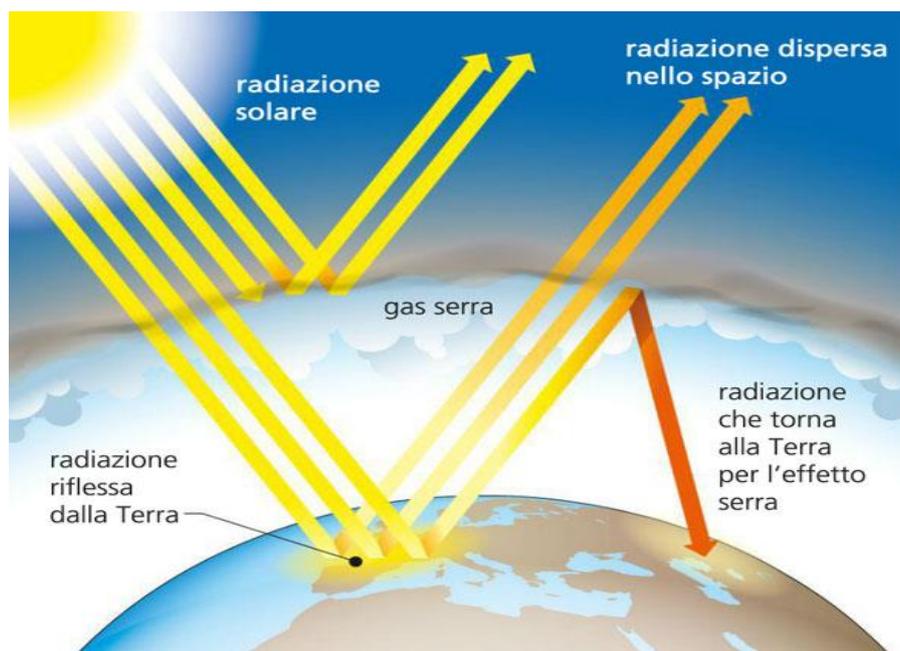


FIGURA 2 COMPORTAMENTO DEI GAS A EFFETTO SERRA NELL'ATMOSFERA

Di conseguenza, quando la concentrazione di gas serra nell'atmosfera aumenta, cresce anche la quantità di calore intrappolato. Questo fenomeno è noto come effetto serra.

L'aumento delle emissioni di CO₂ porta quindi a un incremento della temperatura globale e favorisce il cambiamento climatico, manifestandosi con una maggiore frequenza e intensità di eventi meteorologici estremi.

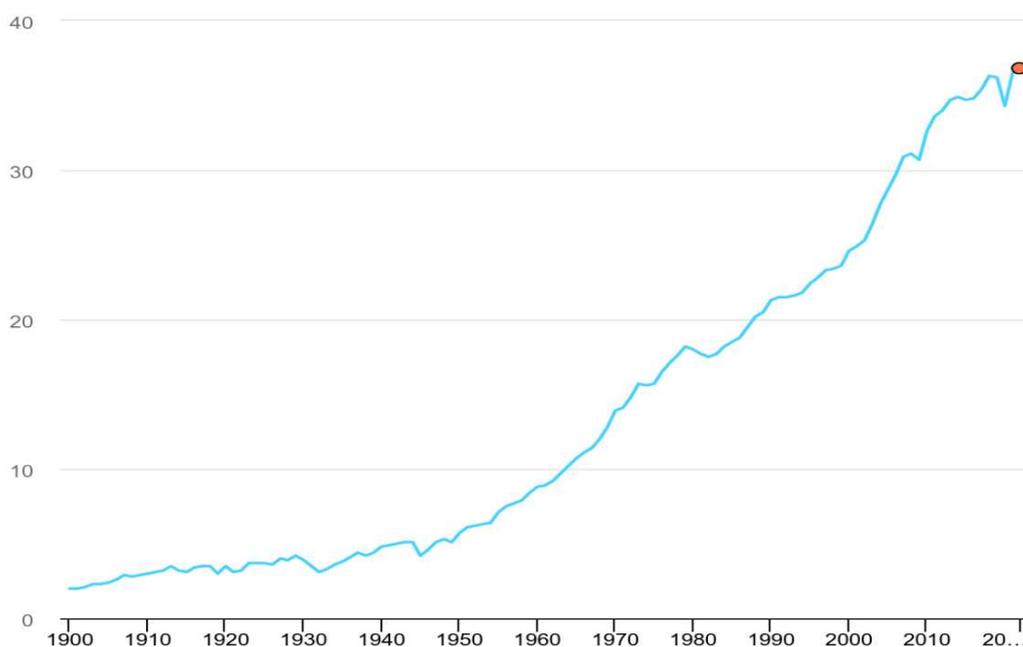


FIGURA 3 EMISSIONI GLOBALI DI CO₂ DERIVANTI DALLA COMBUSTIONE E DAI PROCESSI INDUSTRIALI IN GtCO₂ [2]

Ciò porta ad effetti negativi sull'ambiente, sulla salute umana e sull'economia, degli eventi rappresentativi sono l'aumento del livello del mare, la desertificazione, la riduzione della disponibilità di acqua dolce e l'aumento della frequenza e dell'intensità di eventi climatici estremi come uragani, inondazioni e siccità prolungata.

La riduzione delle emissioni di CO₂ può essere attuata in diversi modi.

Ad esempio, una realtà come quella di Angelini Pharma potrebbe agire sull'efficientamento dei propri processi produttivi e ridurre l'uso di energia fossile, a livello di post-produzione potrebbe investire in veicoli a basso impatto ambientale ottimizzando i trasporti e limitando quelli su gomma e aereo o promuovere il carpooling e la diffusione di veicoli elettrici tra i dipendenti.

In ogni caso, l'obiettivo finale è quello di ridurre l'impatto ambientale dell'azienda e contribuire a preservare il nostro delicato pianeta per le generazioni future.

Questo tema rappresenta una sfida importante per molti settori, ma anche un'opportunità per le aziende di distinguersi sul mercato e dimostrare il loro impegno per la sostenibilità.

1.3 NORMATIVE ATTUALI SULLA RIDUZIONE DELLA CO₂

Il primo trattato sulla riduzione delle emissioni di gas serra è stato il Protocollo di Kyoto, un accordo internazionale sul cambiamento climatico, adottato nel 1997 durante una conferenza delle Nazioni Unite a Kyoto, in Giappone. L'obiettivo principale di questo incontro fu quello di ridurre le emissioni di gas serra nell'atmosfera per mitigare gli effetti del cambiamento climatico. [3]

Il Protocollo di Kyoto prevedeva che i paesi industrializzati riducano le proprie emissioni di gas serra, nel 2015 fu sostituito dall'Accordo di Parigi, il quale prevede obiettivi ancora più ambiziosi.

L'Accordo di Parigi, firmato da 194 paesi e dall'UE, mira a limitare il riscaldamento globale al di sotto di 2°C e a proseguire gli sforzi per circoscriverlo a 1,5°C. Viene previsto anche un meccanismo di supporto

finanziario e tecnologico per i Paesi in via di sviluppo, al fine di aiutarli a mitigare e adattarsi agli effetti dei cambiamenti climatici.

Nel 2019 l'UE ha presentato la sua strategia a lungo termine chiamata Green Deal Europeo per la riduzione delle emissioni e i suoi piani aggiornati rispetto agli Accordi di Parigi in materia di clima nell'intento di raggiungere il conseguimento della neutralità climatica entro il 2050 per i Paesi europei ovvero rendere l'UE il primo continente climaticamente neutrale entro il 2050, riducendo le emissioni di gas serra al minimo e compensando quelle residue con misure di assorbimento. [4]

Il Green Deal Europeo rappresenta il modo in cui l'UE intende contribuire agli obiettivi globali fissati dagli Accordi di Parigi, stabilendo standard, obiettivi e strumenti specifici per il contesto presente nel vecchio continente.

1.4 I CRITERI ESG PER LA SOSTENIBILITÀ AZIENDALE

Negli ultimi anni, la crescente consapevolezza del cambiamento climatico, delle disuguaglianze sociali e delle problematiche etiche ha portato le imprese a ridefinire il proprio ruolo e il proprio impatto all'interno della società.

In questo contesto, i criteri ESG (Environmental, Social and Governance) sono emersi come un quadro di riferimento essenziale per valutare la sostenibilità aziendale. Essi permettono di misurare e migliorare l'impatto ambientale, sociale e di governance delle organizzazioni, promuovendo pratiche aziendali responsabili e trasparenti.

Un altro tema fondamentale nell'ambito ESG è la direttiva 2022/2464/UE (c.d. *Corporate Sustainability Reporting Directive*, abbreviato CSRD), essa è

una normativa europea nell'ambito del Green Deal Europeo e ha lo scopo di promuovere la trasparenza e la divulgazione di informazioni da parte delle imprese riguardo agli impatti ambientali, sociali e legati alla governance (ESG) delle loro attività, attraverso un rafforzamento degli obblighi di rendicontazione da parte delle imprese. [5]

L'obiettivo è quello di consentire l'accesso da parte di investitori e stakeholders ad un'informativa sulla sostenibilità, per singola impresa o gruppo, maggiormente dettagliata, chiara e quanto più possibile standardizzata ed esaustiva.

L'introduzione della CSRD impone alle aziende un cambiamento sostanziale nell'approccio alla sostenibilità. Esse dovranno implementare sistemi di raccolta dati e processi di verifica che garantiscano trasparenza e allineamento con gli standard di sostenibilità europei, trasformando la sostenibilità da tema secondario a pilastro fondamentale della gestione e della rendicontazione aziendale.

Gli Science Based Targets (SBT) rappresentano un utile strumento per valutare e raggiungere gli obiettivi climatici all'interno della dimensione ambientale degli ESG.

Gli SBT sono obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra sviluppati dalla collaborazione tra il World Resources Institute (WRI) e il World Business Council for Sustainable Development (WBCSD). [6]

Questi target forniscono un percorso per le aziende aiutandole ad ostacolare i cambiamenti climatici e al contempo garantire la crescita aziendale.

La transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio è fondamentale per mitigare gli effetti del cambiamento climatico.

La strategia di riduzione delle emissioni per gli stabilimenti italiani di Angelini Pharma nei prossimi anni è in fase di studio e ha come obiettivo futuro il raggiungimento della carbon neutrality, ovvero il raggiungimento di un equilibrio tra le emissioni e l'assorbimento di carbonio entro il 2050, in linea con quanto ipotizzato dagli accordi di Parigi e dal Green Deal europeo.

Come step intermedio si potrebbe ipotizzare una riduzione nel prossimo decennio del 42% delle emissioni rispetto ai livelli del 2022.

In questo ipotetico piano di riduzione verranno analizzate esclusivamente le emissioni dirette, prodotte direttamente dall'azienda tramite l'uso di combustibili fossili per il riscaldamento, per il processo e per la produzione in loco di elettricità, e le indirette derivanti dall'acquisto di energia.

Questi contributi saranno identificati basandoci sugli SBT con il nome di Scope 1 per le dirette e Scope 2 per le indirette consistenti nelle emissioni generate per produrre l'energia elettrica acquistata dalla rete dall'azienda tralasciando le altre emissioni indirette dovute alla vendita dei prodotti (trasporto, smaltimento, viaggi aziendali, ecc..) e non effettuate fisicamente in azienda, rientranti nella categoria Scope 3.

DECARBONIZATION STRATEGY FOR THE PRODUCTION PLANTS OF ANGELINI PHARMA GROUP

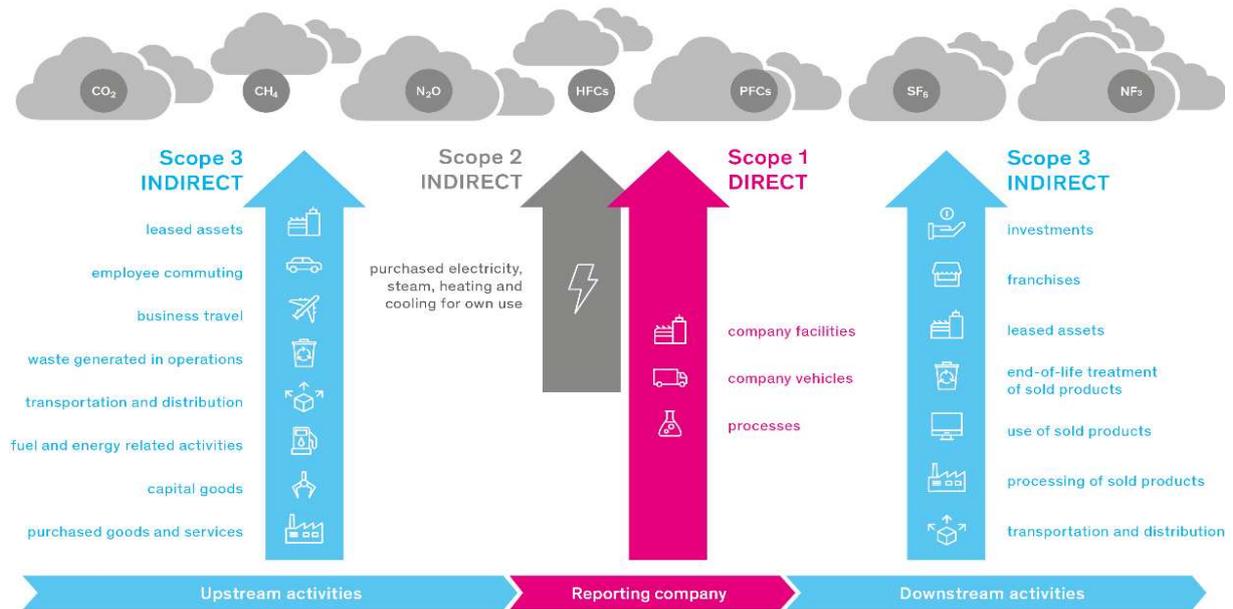


FIGURA 4 SCOPE 1,2,3 SCIENCE BASED TARGET [7]

Le emissioni negli stabilimenti sono causate principalmente dalla combustione del gas naturale usato in larga parte nei plant di Ancona ed Aprilia per riscaldamento, processo e cogenerazione (autoproduzione di energia elettrica e termica a partire dalla stessa fonte di energia primaria in questo caso gas naturale).

L'altro contributo è fornito dalle emissioni proprie dell'energia elettrica acquistata dalla rete e tramite il mix energetico nazionale si può risalire a dei coefficienti per definire la quantità di CO₂ emessa in media per produrre 1 kWh di energia elettrica.

Queste emissioni appartenenti allo Scope 2 possono essere azzerate acquistando energia a zero emissioni mediante certificati d'origine, i quali attestano che l'energia elettrica è prodotta interamente da fonti rinnovabili.

Nel 2022 le emissioni del gruppo Angelini Pharma sono ammontate a circa 250 ktCO₂eq.

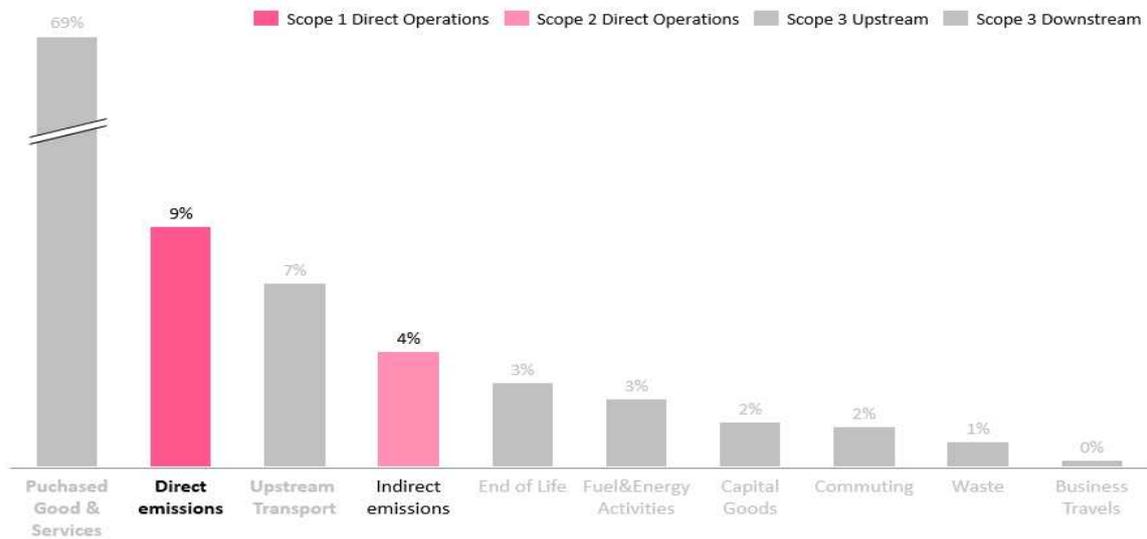


FIGURA 5 TIPOLOGIA DI EMISSIONI ANGELINI PHARMA NEL 2022

2 PANORAMICA IMPIANTI E CONSUMI ATTUALI

La gestione degli impianti in uno stabilimento chimico-farmaceutico è fondamentale per garantire un funzionamento efficiente, sicuro e sostenibile. Ogni impianto ha un ruolo specifico e contribuisce in modo critico alla produzione, alla gestione delle risorse energetiche, al controllo climatico (molto accurato nelle zone di produzione e magazzini) e alla sicurezza dell'ambiente di lavoro.

2.1 DESCRIZIONE IMPIANTI

Come viene prodotta o importata l'energia richiesta?

- Cogenerazione: questo processo permette di produrre contemporaneamente energia elettrica e termica, migliorando l'efficienza energetica dell'impianto
- Autoproduzione elettrica: produzione autonoma di energia elettrica, riducendo la dipendenza da fonti esterne
- Energia termica: la produzione di calore è essenziale per molteplici processi industriali e per il condizionamento degli ambienti
- Energia frigorifera: si utilizzano chiller e macchine ad assorbimento per il condizionamento estivo, determinati processi e la conservazione dei prodotti

Sono presenti impianti per la produzione di energia elettrica (cogeneratore e impianti fotovoltaici), impianti per la produzione di energia termica (caldaie e impianti di cogenerazione), impianti destinati alla climatizzazione degli ambienti (centrali frigo, UTA e serbatoi inerziali), impianti per la produzione di acqua calda e impianti per la produzione di vapore (centrale termica e cogeneratore).

I consumi energetici sono influenzati da numerosi fattori, tra cui la tipologia degli impianti installati e la loro efficienza, la natura delle attività svolte all'interno delle strutture produttive, la stagione dell'anno, le condizioni meteorologiche ed eventuali periodi di inattività produttiva. L'obiettivo primario è quello di gestire questi impianti in modo ottimale per migliorare l'efficienza energetica e ridurre i costi operativi, nonostante i consumi siano strettamente legati all'utilizzo delle macchine.

Per raggiungere tali obiettivi, è fondamentale implementare strategie di gestione energetica che includano la manutenzione regolare degli impianti, l'adozione di tecnologie innovative e più efficienti, e l'analisi continua dei dati di consumo. Inoltre, monitoraggio costante e interventi mirati possono fare la differenza nel controllo dei costi energetici e nella sostenibilità dell'intero processo produttivo.

In base alla situazione analizzata può risultare più o meno vantaggioso autoprodurre o importare dalla rete pubblica l'energia. Ad esempio, si può produrre energia elettrica o termica attraverso impianti di proprietà direttamente nel sito, dislocati dal sito oppure acquistarla dal mercato libero

dell'energia elettrica o del gas naturale, quest'ultimo potrebbe anche essere prodotto in loco grazie a impianti di produzione di biogas.

Riguardo alle fonti di energia si può optare per le fonti rinnovabili come l'energia solare, idroelettrica o eolica per la produzione di energia elettrica oppure scegliere fonti energetiche tradizionali come il petrolio, carbone o gas naturale. Queste ultime possono risultare più economiche e facilmente implementabili ma hanno un enorme impatto ambientale causato dalla loro combustione visibile nella tabella seguente.

TABELLA 1 EMISSIONI DELLE VARIE FONTI FOSSILI [8]

Fonte fossile	CO ₂ emessa [Kg CO ₂ /kWh]
Carbone	1
Petrolio	0.7
Gas naturale	0.4

Ovviamente queste emissioni di CO₂ sono pressoché nulle se l'energia viene prodotta attraverso fonti rinnovabili, per questa tipologia di impianti dobbiamo solo valutare le emissioni sul ciclo di vita del prodotto, dalla realizzazione allo smaltimento.

L'obiettivo di questo elaborato è quello di valutare e proporre determinati interventi al fine di ridurre le emissioni di gas serra nei vari stabilimenti qualora si decidesse di procedere nell'implementazione dell'intervento, sarà necessario un approfondimento tecnico impiantistico per valutare più nel dettaglio la

fattibilità dell'intervento e affinare la quantificazione delle opportunità di saving.

I cinque siti di produzione di Angelini Pharma si trovano ad Ancona, Aprilia, Casella, Barcellona (Spagna) e Albany (USA). Noi analizzeremo esclusivamente gli stabilimenti italiani che rappresentano gran parte della produzione.

Ad Ancona si realizzano prodotti farmaceutici finiti, ad Aprilia si producono materie prime farmaceutiche, Casella è dedicato ai prodotti disinfettanti e igienizzanti a marchio Amuchina, lo stabilimento di Barcellona produce integratori alimentari come le Pastillas Juanola, mentre ad Albany si producono dispositivi medici a marchio ThermaCare®.

Adesso sarà effettuata una panoramica dei tre siti di produzione esaminati:

2.1.1 ANCONA

Ancona è il plant principale di Angelini Pharma, l'attività principale dello stabilimento è la produzione di solidi, ma vi è anche un'importante produzione di liquidi non sterili e semisolidi, di conseguenza è lo stabilimento con i maggiori consumi ed emissioni e si estende per ben 177.000 m² occupando 750 persone.

Lo stabilimento di Ancona è suddiviso in due aree geografiche dalla strada evidenziata in giallo in figura.



FIGURA 6 LAYOUT GENERALE STABILIMENTO ANCONA

La parte a destra della strada è costituita dai blocchi Uffici/Mensa/Portineria (edificio nella parte superiore dell'immagine) e dal blocco Magazzini e sottende ad un'unica cabina elettrica evidenziata in rosso.

La parte a sinistra della strada è costituita da area produttiva di stabilimento e area servizi ed utilities generali e sottende anch'essa ad un'unica cabina elettrica evidenziata in blu.

Di seguito una panoramica degli impianti:

Il blocco uffici/mensa è dotato di centrale termica dedicata composta da 2 caldaie ad acqua da circa 500 kW termici cadauna una sempre in funzione e destinata alla climatizzazione degli ambienti e l'altra di back-up.

Il blocco dispone di altre caldaie più piccole destinate alla produzione di acqua sanitaria.

Qui il fabbisogno di energia frigorifera è soddisfatto da 2 frigoriferi condensati ad aria da 160 kW cadauno.



FIGURA 7 BLOCCO FRIGO PALAZZINA UFFICI/MENSA

Nel blocco magazzini, composto da 4 edifici il freddo è generato mediante centrale frigorifera dedicata composta da 3 chiller da 500 kW ciascuno per produrre l'acqua fredda mandata in varie HVAC per la climatizzazione dei magazzini, il caldo è generato mediante la centrale termica principale di stabilimento.

La centrale termica principale produce tutto il vapore necessario alle esigenze termiche dell'intero stabilimento ad esclusione del blocco uffici/mensa ed è costituita da 3 caldaie a tubi di fumo, due da 7 t/h e una da 4 t/h per

produzione di vapore a 7 barg di cui l'80% sarà usato per la produzione di acqua calda e il 20% usato come vapore di processo.

Il plant di Ancona è dotato di una centrale di cogenerazione per garantire l'autoproduzione di energia termica ed elettrica, il modello è uno Jenbacher ad inseguimento elettrico alimentato a metano, ha una potenza elettrica di 2 MW e fornisce 1 t/h di vapore e 1200 kWt sottoforma di H₂O calda a 89° distribuita a 5 sottocentrali termiche con scambiatori acqua/acqua in serie agli scambiatori a vapore.



FIGURA 8 COGENERATORE A SERVIZIO DEL PLANT DI ANCONA

Presente anche una centrale frigo principale dotata di 5 blocchi frigo York da 2 MW cadauno condensati mediante torri evaporative e 2 serbatoi inerziali per caldo e freddo. I chiller sono progettati per lavorare con portata costante e temperatura dell'acqua in mandata variabile tra 7°C e 9°C.



FIGURA 9 TORRI EVAPORATIVE BALTIMORE

Attualmente la centrale frigorifera risulta già stata ottimizzata nel 2021 e non si prevedono grossi margini di efficientamento.

Per il raffrescamento degli altri ambienti quali i locali tecnici, magazzini, uffici, spogliatoi e utenze dedicate a particolari processi di lavorazione sono utilizzate delle pompe di calore e gruppi chiller di taglia inferiore rispetto al blocco frigo principale.

Sono presenti anche 16 pompe di calore per il riscaldamento degli uffici, ambienti di produzione, spogliatoi e magazzini ma hanno un impatto limitato sul totale.

È presente anche un fine sistema di monitoraggio energetico composto da multimetri e un sistema di monitoraggio del calore installato sulle utenze più energivore sintomo della gestione e dell'efficientamento degli impianti maggiore in questo stabilimento.

È in atto la realizzazione di impianti fotovoltaici per un totale di 1,4 MW mediante l'uso delle seguenti tipologie: su pensiline in un parcheggio, a terra su un'area verde interna confinante col confine nord dello stabilimento ed un impianto su tetto del blocco uffici/mensa da poco ultimato e connesso alla rete con una potenza di 250 kW.



FIGURA 10 FOTVOLTAICO TETTO PALAZZINA UFFICI/MENSA PLANT ANCONA

2.1.2 APRILIA

Lo stabilimento di Aprilia (LT) ha come scopo quello di produrre principi attivi per l'industria farmaceutica mediante il procedimento di sintesi organiche.

Lo stabilimento di chimica fine di processo definito "Fine Chemicals" è specializzato nella produzione di principi attivi farmaceutici (API), prodotti intermedi avanzati, attività di contract manufacturing e di custom synthesis, anche per conto di altre multinazionali del settore farmaceutico e aziende biotecnologiche.

La produzione si concentra su materie prime originali sviluppate dalla ricerca Angelini, principi attivi in licenza e prodotti intermedi.

Lo stabilimento ha una superficie totale di circa 70.000 m² occupando 185 persone.



FIGURA 11 VEDUTA AEREA SITO APRILIA

Il sito è composto da diversi edifici con differenti aree di produzione come aree di sintesi, di essiccamento, di finitura, laboratori e i magazzini, come visibile nella seguente tabella.

EDIFICI		
Edifici Denominazione	Destinazione d'uso	Superficie
Reparto A	Trasformazione materie prime	1.100 m2
Reparto B	Trasformazione materie prime	14910 m2
Reparto C	Trasformazione materie prime	676 m2
Reparto D	Trasformazione materie prime	178 m2
Essiccamento A	Trasformazione materie prime	337 m2
Essiccamento B	Trasformazione materie prime	58 m2
Finitura	Rifinitura	304 m2
Edificio rep. 19, 72 e 67	Laboratori e uffici	1.301 m2

FIGURA 12 EDIFICI STABILIMENTO APRILIA

In questa azienda sono presenti i seguenti vettori energetici: energia elettrica con la presenza di tre differenti punti di prelievo (POD) dalla rete, gas naturale, gasolio per la movimentazione merci tramite muletti e per i gruppi elettrogeni di emergenza e GPL per alcune utenze presenti nella mensa.

È presente anche un sistema di monitoraggio energetico composto da multimetri collocati su alcuni quadri elettrici a servizio delle utenze più energivore. È presente un sistema di monitoraggio del calore installato sulle utenze più energivore.

La produzione di energia termica è garantita da due caldaie da 2,7 MW ciascuna e dal cogeneratore.

Sono presenti gruppi frigo di processo di cui uno ad ammoniaca (GWP=0) installato recentemente, per il condizionamento estivo degli ambienti numerosi condizionatori e pompe di calore con una potenza totale di 0,9 MW.

Per quanto riguarda i sistemi di produzione di energia rinnovabile è presente solo un impianto fotovoltaico con una potenza complessiva di 100 kWp sulla copertura della mensa e dell'officina meccanica.

Il cogeneratore è a funzione della generazione elettrica e di vapore, non viene sfruttato direttamente per la generazione di acqua calda. Esso è stato installato nel 2018 e ha una potenza elettrica pari a 852 kW.

Sono presenti 12 pompe di calore utilizzate per il riscaldamento degli uffici, ambienti di produzione, spogliatoi e magazzini.

2.1.3 CASELLA

Nello stabilimento Angelini Pharma di Casella, in provincia di Genova, è presente la produzione del disinfettante ad alto spettro d'azione Amuchina.

Ogni anno ne vengono prodotti dieci milioni di litri, pari a circa quattordici milioni di confezioni nei vari formati, richiesta aumentata dopo l'emergenza COVID19.



FIGURA 13 STABILIMENTO ANGELINI PHARMA CASELLA

Il terzo plant italiano è il più piccolo e quello con i minor consumi tra i tre, di conseguenza è efficientabile con costi di gran lunga minori visto il modesto fabbisogno di energia elettrica del sito.

Lo stabilimento si estende per 17.000 m² e impiega 38 persone.

Oltre ai locali produttivi sono presenti anche il magazzino dei prodotti finiti e la palazzina uffici.

Il magazzino è essenzialmente un luogo di transito utilizzato per lo stoccaggio del prodotto finito in attesa di essere trasferito ai magazzini periferici, tra cui quello dello stabilimento di Ancona, da dove avviene la distribuzione a tutto il territorio nazionale



FIGURA 14 VISTA AEREA DEL PLANT DI CASELLA

È presente un chiller destinato al processo da 248 kW di potenza frigorifera e non sono presenti cogeneratori. L'energia termica viene prodotta mediante

l'utilizzo di una caldaia Viessman ad acqua da circa 500 kW e inviata alle batterie dell'UTA.

Nel 2024 è stato completato un impianto fotovoltaico da 100 kW.

2.2 FABBISOGNI DI ENERGIA ELETTRICA, RISCALDAMENTO E RAFFREDDAMENTO PER OGNI SITO

Di seguito una panoramica sui consumi energetici nei vari plant e come essi vengono soddisfatti. Interessante è notare come negli stabilimenti più energivori risulta conveniente l'installazione e l'uso di impianti di cogenerazione grazie ai quali possiamo autoprodurre energia termica ed elettrica a partire dalla stessa fonte primaria, gas naturale nel nostro caso.

Ancona

Ancona è lo stabilimento principale, sede della produzione e del magazzino, di conseguenza è quello con maggior dispendio energetico.

Come già anticipato è presente un cogeneratore per garantire una quota di autoproduzione di energia elettrica e termica (soddisfatta anche dalle caldaie presenti).

La richiesta di energia termica viene soddisfatta principalmente dal vapore prodotto da cogeneratore e dalla centrale termica principale, esso non risulta un metodo del tutto efficiente in quanto il setpoint attuale di funzionamento per i condizionatori è settato a 65°C.

Una ridotta parte dell'energia termica viene prodotta da 16 pompe di calore, utilizzate per il riscaldamento degli uffici, ambienti di produzione, spogliatoi e magazzini.

Il 97% dei consumi totali termici del sito riguarda usi destinati al processo di produzione e ad esso connessi mentre il restante 3% dei consumi è destinato al riscaldamento degli uffici/mensa e alla produzione di acqua calda sanitaria.

L'energia frigorifera nello stabilimento necessaria per il processo e per la climatizzazione degli ambienti è garantita dalla centrale frigo principale, da pompe di calore e gruppi chiller di taglia inferiore.

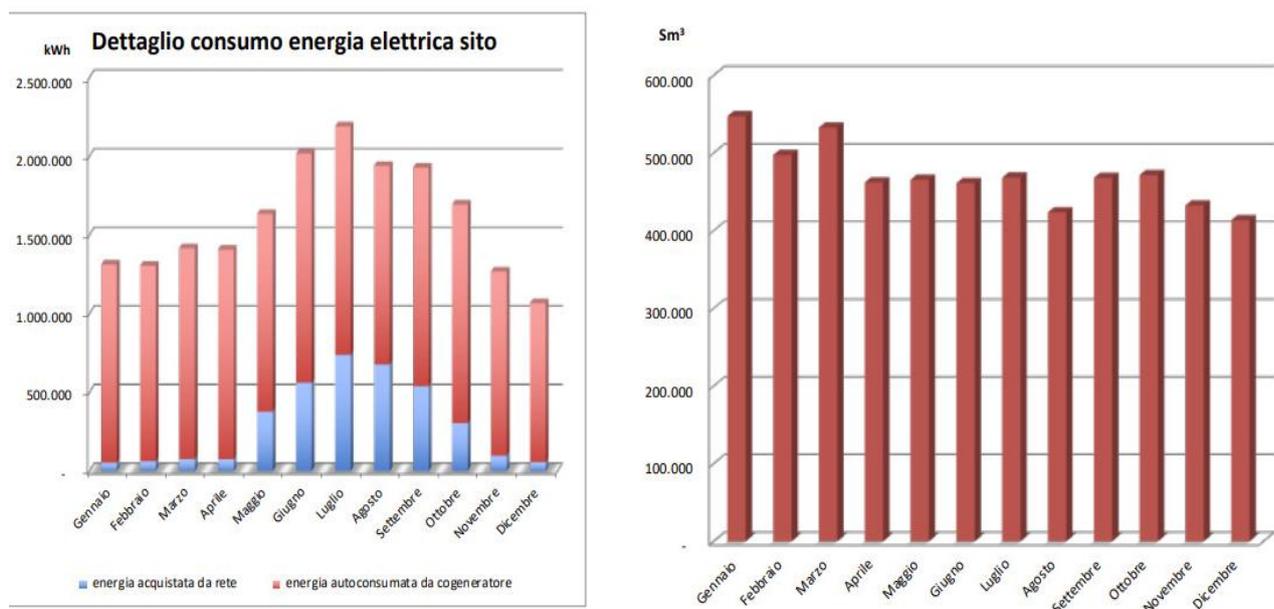


FIGURA 15 FABBISOGNO ELETTRICO E DI GAS NATURALE PER IL PLANT DI ANCONA NEL 2022

Nel 2022 non erano ancora presenti impianti fotovoltaici per l'autoproduzione di energia elettrica.

Richieste energetiche anno 2022

Fabbisogno elettrico: 19.171 MWh

Energia elettrica importata da rete: 3.617 MWh

Fabbisogno gas naturale: 5.643.250 Sm³

Emissioni Scope1 & 2: 15.600 tCO₂eq

La destinazione d'uso dell'energia termica sarà così suddivisa:

- riscaldamento magazzini C N M
- vapore ad uso diretto
- riscaldamento locali rimanenti
- riscaldamento uffici mensa

TABELLA 2 CONSUMI 2022 PLANT ANCONA

Energia elettrica importata [MWh]	Fabbisogno gas naturale [Sm ³]	Energia termica [MWh]	Energia frigorifera [MWh]
3.617	5.643.250	27.193	7.790

Aprilia

Come già discusso in precedenza anche lo stabilimento di Aprilia è dotato di un impianto di cogenerazione. Per tale motivo alcune soluzioni tecnologiche che verranno proposte per l'efficientamento energetico e la riduzione delle emissioni sono realizzabili al raggiungimento delle 80.000 ore di funzionamento del motore (il momento in cui saranno necessari interventi importanti sullo stesso).

L'autoproduzione da cogeneratore può essere più o meno conveniente in base al prezzo delle varie fonti energetiche, per esempio a causa dell'aumento del prezzo del gas naturale nel gennaio 2022 è stata presa la decisione di spegnere l'impianto ed azzerare l'autoproduzione di energia elettrica fatta eccezione per l'apporto dato dall'impianto fotovoltaico. La decisione è stata presa per contrastare l'incremento dei prezzi della materia prima dovuto allo scoppio del conflitto russo-ucraino e si è quindi giunti alla decisione di acquistare interamente dalla rete l'energia elettrica e usare il metano solo per produrre energia termica attraverso le caldaie.

Nell'immagine seguente possiamo visionare i numerosi utilizzi finali possibili a partire dal gas naturale come fonte primaria.

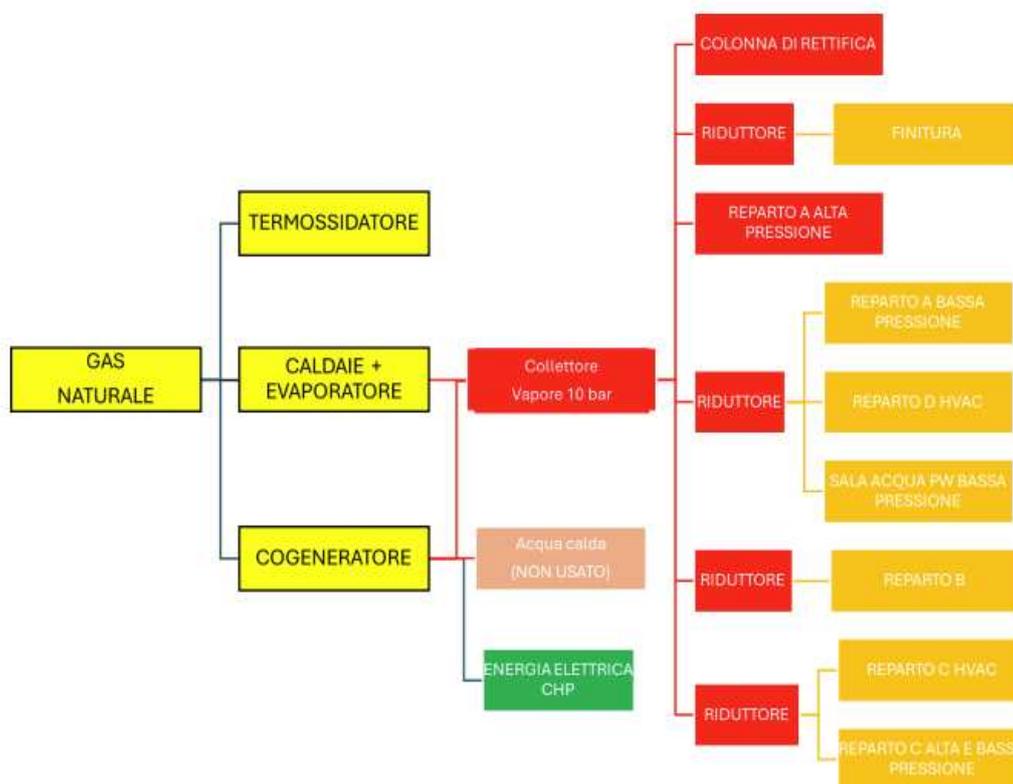


FIGURA 16 USI FINALI

Richieste energetiche anno 2022 (COG spento)

Fabbisogno elettrico: 7.783 MWh

Energia elettrica importata da rete: 7.694 MWh

Fabbisogno gas naturale: 1.087.796 Sm³

Emissioni Scope1&2: 6.139 tCO₂eq

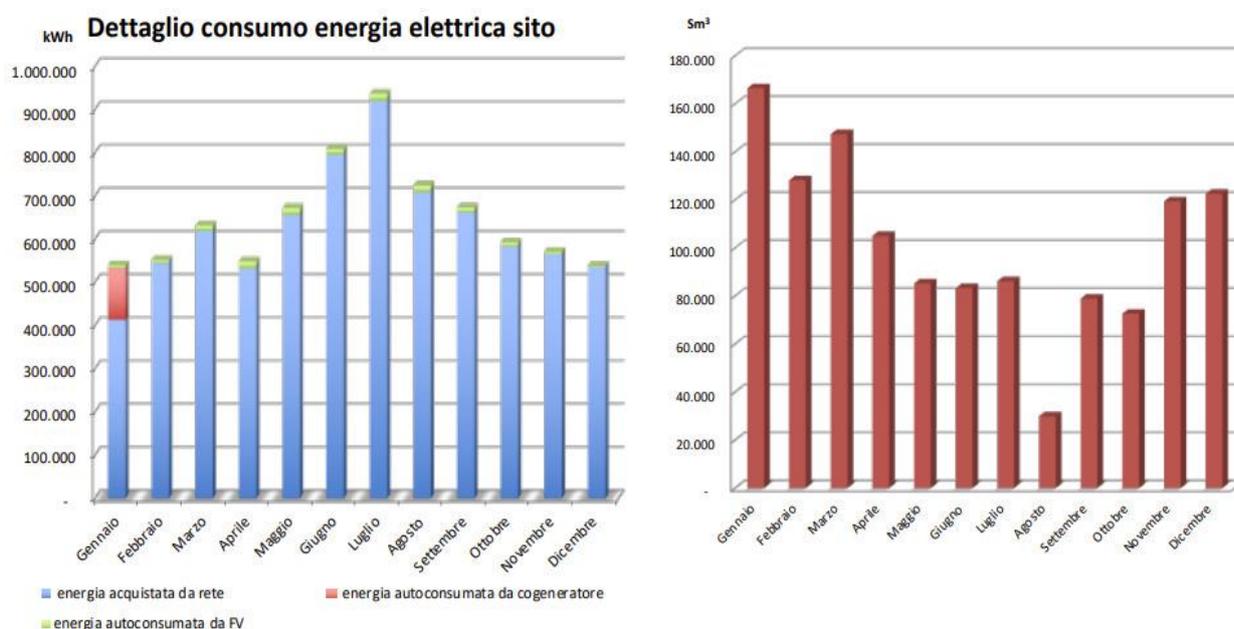


FIGURA 17 FABBISOGNO ELETTRICO E DI GAS NATURALE PER IL PLANT DI APRILIA NEL 2022

I consumi di gas naturale durante l'arco dell'anno non evidenziano picchi stagionali, sintomo di un consumo legato al processo piuttosto che al riscaldamento degli ambienti.

Nel 2022 è presente una riduzione dei consumi di metano rispetto agli anni precedenti dovuta allo spegnimento del cogeneratore, ciò ha causato un vertiginoso incremento dell'importazione d'energia elettrica dalla rete.

CONSUMI GAS NATURALE TRIENNIO 2020 - 2022			
<i>elaborazioni Afens s.b.r.l. 2023</i>			
	2020	2021	2022
Mese	Gas naturale [Sm3]	Gas naturale [Sm3]	Gas naturale [Sm3]
Gennaio	225.536	285.407	166.523
Febbraio	217.753	238.398	128.160
Marzo	232.610	255.203	147.400
Aprile	229.727	227.184	104.990
Maggio	254.336	227.426	85.196
Giugno	237.092	219.319	83.262
Luglio	225.829	215.898	86.165
Agosto	172.612	122.021	29.862
Settembre	223.467	208.055	78.858
Ottobre	223.084	229.877	72.577
Novembre	227.542	243.521	119.378
Dicembre	256.402	268.182	122.547
TOTALE	2.725.990	2.740.491	1.224.918

FIGURA 18 ANDAMENTO CONSUMO GAS NATURALE PER IL PLANT DI APRILIA

Negli scenari usati per questo studio, esaminati nei prossimi capitoli, si terrà conto del consumo ottenuto per il plant di Aprilia nel 2022 considerando l'impianto di cogenerazione operativo. Ciò non corrisponde agli effettivi consumi di quell'anno perché fu spento e basandosi sui dati antecedenti e del 2023 sono stati ipotizzati quelli con cogeneratore in funzione. Di seguito:

Richieste energetiche simulate anno 2022 (COG in funzione)

Fabbisogno elettrico: 7.783 MWhe

Energia elettrica importata da rete: 1.225 MWhe

Fabbisogno gas naturale: 2.554.571 Sm³

Emissioni Scope1&2: 6.931 tCO₂eq

La destinazione d'uso dell'energia termica prodotta da caldaie e cogeneratore è così suddivisa:

- Attività di processo (soddisfatte dalle due caldaie e dal cogeneratore)
- Termossidatore

L'energia termica viene prodotta sottoforma di vapore a 12 bar per un valore equivalente a 10.176 MWht nel 2022.

Inoltre, sono presenti nello stabilimento 12 pompe di calore usate per il riscaldamento degli uffici, ambienti di produzione, spogliatoi e magazzini con un'energia termica resa pari a 1.238 MWh nel 2022.

Nello stabilimento di Aprilia l'energia frigorifera è richiesta sia per il processo produttivo che per la climatizzazione.

Nel 2022 l'energia frigorifera resa per processo e raffrescamento dei reparti è risultata pari a 7.091 MWh.

TABELLA 3 CONSUMI ANNO 2022 PLANT APRILIA (COGENERATORE ON)

Energia elettrica importata [MWh]	Fabbisogno gas naturale [Sm ³]	Energia termica (vapore) [MWh]	Energia frigorifera [MWh]
1.225	2.554.571	10.176	7.091

- **Casella**

Il plant di Casella è il meno dispendioso dal punto di vista energetico data la ridotta grandezza e il genere di attività svolto.

Non sono presenti impianti di cogenerazione e tutta l'energia elettrica viene importata dalla rete fatta eccezione per l'impianto fotovoltaico completato però solo nel 2024. Il fabbisogno di energia termica viene soddisfatto principalmente da una caldaia a metano Viessman da circa 500 kW mediante la produzione di acqua calda e vapore saturo. Sono presenti anche dei generatori pensili a metano destinati alla produzione di aria calda per il riscaldamento di alcuni ambienti.

L'energia frigorifera necessaria al processo viene soddisfatta da un gruppo frigo Daikin avente potenza frigorifera pari a 250 kW, per il condizionamento estivo degli ambienti sono presenti delle pompe di calore.

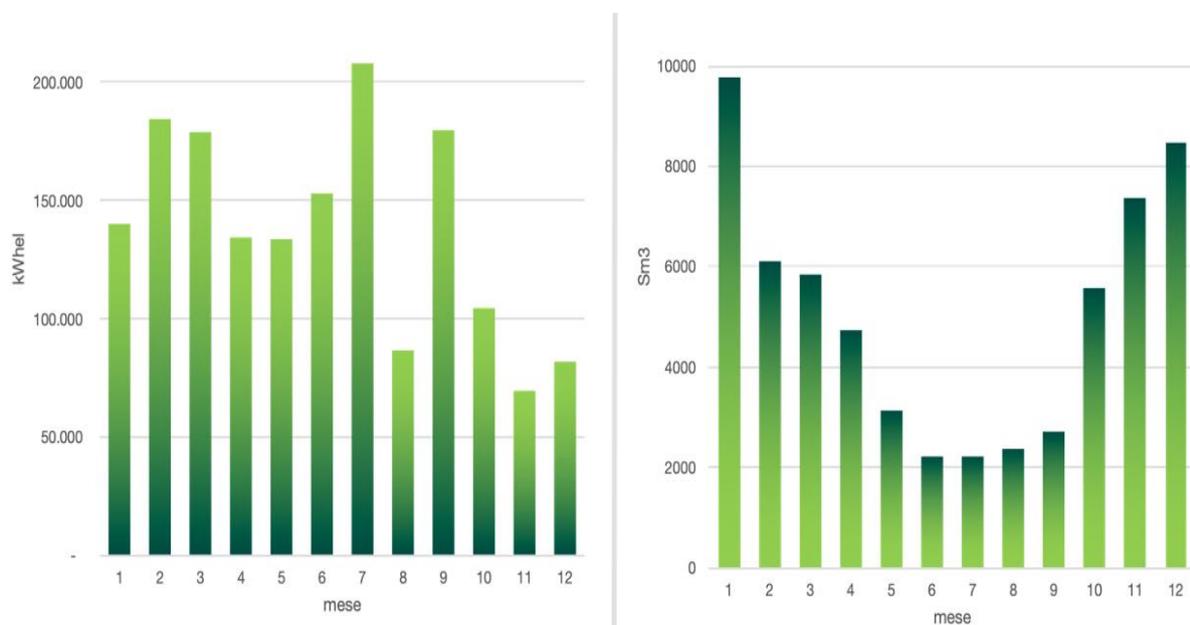


FIGURA 19 FABBISOGNO ELETTRICO E DI GAS NATURALE PER IL PLANT DI CASELLA NEL 2022

Richieste energetiche anno 2022

Energia elettrica importata da rete: 1.654 MWh

Fabbisogno gas naturale: 60.609 Sm³

Fabbisogno energia termica 512 MWh

Emissioni Scope1&2: 887 tCO₂eq

Dal grafico sopra riportato è possibile notare come il consumo di gas naturale sia legato principalmente alla stagionalità climatica e in secondo luogo alla produzione.

Dati i consumi ridotti è possibile notare la facilità rispetto agli altri plant, molto energivori, per ottenere una riduzione delle emissioni e dei consumi in quanto gli interventi possibili sono numerosi e poco dispendiosi, essi saranno esaminati dettagliatamente nei capitoli successivi.

TABELLA 4 CONSUMI ANNO 2022 PLANT CASELLA

Energia elettrica importata [MWh]	Fabbisogno gas naturale [Sm ³]	Energia termica [MWh]	Energia frigorifera [MWh]
1.654	60.609	512	651

2.3 CONFRONTO COGENERAZIONE E PRODUZIONE SEPARATA

Gli stabilimenti di Ancona ed Aprilia sono entrambi dotati di un impianto di cogenerazione per autoprodurre energia elettrica e termica.

Gli impianti di cogenerazione aumentano l'efficienza dei sistemi di generazione di energia elettrica, recuperando per altro uso il calore dissipato dall'impianto.

Vengono definite fonti primarie di energia tutte quelle sorgenti energetiche presenti in natura e direttamente utilizzabili dall'uomo, senza che ci sia la necessità di sottoporle a trasformazioni industriali o altri processi di lavorazione intermedia.

Il classico esempio di energia primaria è dato dai raggi del sole che contemporaneamente scaldano la Terra e forniscono energia a piante e altri organismi nei quali attivano il processo vitale della fotosintesi clorofilliana. Oltre al sole le fonti primarie sono rappresentate dall'energia termica proveniente dagli strati profondi della crosta terrestre, il vento, le maree, la legna, i combustibili nucleari e il gas naturale. [9]

La convenienza termodinamica di avere sistemi di cogenerazione è valutabile attraverso il risparmio di energia primaria, attraverso l'Indice di Risparmio Energetico (I.R.E.) o Primary Energy Saving (P.E.S.), più è elevato, più conveniente sarà la cogenerazione dal punto di vista dello sfruttamento dell'energia primaria.

Se l'indice è minore di zero allora conviene utilizzare la produzione separata.

La cogenerazione ad alto rendimento viene definita tale se il valore è maggiore di zero per impianti fino a 1MW e maggiore del 10% per impianti oltre 1MW di potenza. [10]

Oltre a far riferimento ai rendimenti del nostro impianto e quelli di riferimento nazionale possiamo calcolare questo valore anche valutando il rapporto tra la differenza di energia primaria spesa con la produzione separata e quella spesa con la cogenerazione e tra l'energia primaria spesa attraverso la produzione separata.

Indice di Risparmio Energetico

$$IRE = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_e}{\eta_{e,rif}} + \frac{\eta_t}{\eta_{t,rif}}}$$

P_e Potenza elettrica

P_t Potenza termica

η_e Rendimento elettrico

η_t Rendimento termico

$\eta_{e,rif}$ Rendimento elettrico di riferimento

$\eta_{t,rif}$ Rendimento termico di riferimento

FIGURA 20 INDICE DI RISPARMIO ENERGETICO

Per calcolare l'energia primaria utilizzata per produrre l'energia elettrica importata da rete è stato valutato il rendimento medio del mix energetico nazionale posto pari a 0,44.

Per la produzione di energia termica è stato valutato un rendimento termico medio di riferimento pari a 0,90, questo valore sarà usato nel calcolo dell'I.R.E.

Di seguito un confronto ed il calcolo dell'I.R.E. per gli stabilimenti dotati di cogeneratore.

- Ancona

Valutando i consumi di energia primaria per lo scenario con cogenerazione (attuale) e quello in cui adottiamo la produzione separata otteniamo il seguente risultato.

ANCONA				2022 Cogeneratore operativo			
consumi reali 2022			tCO ₂ eq	Consumo metano	Energia elettrica da rete	Energia primaria totale	
2022 Cogeneratore operativo		5.600.000 Smc	14.000	5.600.000 smc	3.600.000 kWh	63.621.818 kWh	
	3.600.000 kWh		1.600	<i>en primaria</i> 55.440.000 kWh	8.181.818 kWh		
			15.600				
Cogeneratore spento (Produzione Separata)		3.267.974 Smc	8.170	Cogeneratore spento (Produzione Separata)		Energia primaria totale	
	19.153.356 kWh		8.513	Energia elettrica da rete	Consumo metano (solo caldaie)	75.883.297 kWh	
			16.683	19.153.356 kWh	3.267.974 smc		
				<i>en primaria</i> 43.530.355 kWh	32.352.943 kWh		

FIGURA 21 CONSUMI ANCONA CON COGENERATORE E PRODUZIONE SEPARATA

Per l'I.R.E. otteniamo un valore pari al 17%.

Ci fornisce indicazioni sulla convenienza del cogeneratore basandosi sugli standard attuali di efficienza di riferimento nazionali. Le efficienze effettive nell'anno 2022 sono state pari al 37% per l'elettrico e 32% per l'efficienza termica. Questo valore del 17% giustifica la convenienza energetica dell'impianto di cogenerazione a metano, a questo aspetto si affianca anche una convenienza economica che sarà valutata meglio negli scenari presenti nei capitoli successivi in cui viene rimossa l'autoproduzione (produzione separata).

- Aprilia

Valutando i consumi di energia primaria per lo scenario con cogenerazione (attuale) e quello in cui adottiamo la produzione separata otteniamo il seguente risultato.

APRILIA				Cogeneratore spento (Produzione Separata)		Energia primaria totale
				Energia elettrica da rete	Consumo metano (solo caldaie)	28.257.219 kWh
consumi reali 2022	Baseline		tCO2eq			
COG spento (produzione separata)	1.087.796	Smc	2.719	en primaria	7.694.737 kWh	1.087.796 smc
	7.694.737	kWh	3.420		17.488.039 kWh	10.769.180 kWh
			6.139			
2022 Cogeneratore operativo						
2022 coge ON					Consumo metano	Energia elettrica da rete Energia primaria totale
	Baseline		tCO2eq		2.360.123 Smc	1.225.641 kWh
Metano	2.360.123	Smc	5.900	en primaria	23.365.218 kWh	2.785.548 kWh
EE da rete	1.225.641	kWh	545			
			6.445			

FIGURA 22 CONSUMI APRILIA CON COGENERATORE E PRODUZIONE SEPARATA

Per l'I.R.E. otteniamo un valore pari al 7%.

Il cogeneratore di Aprilia è efficientato maggiormente sulla produzione elettrica. La sua utilità è ridotta rispetto al cogeneratore presente ad Ancona avendo un rendimento termico molto basso, intorno al 20%. Il rendimento elettrico di questo cogeneratore è pari al 37%.

Il valore ottenuto giustifica la parziale convenienza energetica dell'impianto di cogenerazione a metano.

Tuttavia, risulta comunque maggiore di zero ed è indubbiamente vantaggioso a livello economico.

In caso il costo dell'energia primaria, ovvero gas naturale, dovesse aumentare, potrebbe essere maggiormente conveniente disattivarlo rispetto a quello di

Ancona (più efficiente), come già accaduto nel 2022 in seguito all'incremento dei prezzi del gas.

3 ANALISI DELLE POSSIBILI TECNOLOGIE DA ADOTTARE

La transizione verso un sistema energetico sostenibile rappresenta una sfida cruciale per molte industrie, inclusa quella farmaceutica.

L'adozione di tecnologie innovative e sostenibili non solo contribuisce alla riduzione delle emissioni di CO₂, obiettivo di questo progetto, ma può anche portare a significativi risparmi economici e miglioramenti nell'efficienza energetica.

In questo capitolo, verranno analizzate le principali tecnologie disponibili per la riduzione dell'impatto ambientale all'interno degli stabilimenti di Angelini Pharma.

Il settore farmaceutico è particolarmente energivoro, a causa dei processi chimici coinvolti nella produzione dei farmaci. È fondamentale esplorare una gamma di soluzioni tecnologiche per migliorare la sostenibilità dei processi produttivi.

Ogni tecnologia verrà analizzata in termini di costi e benefici, valutando la fattibilità economica e tecnica e come essa varia a seconda dell'applicazione nei vari siti produttivi.

Sarà effettuata anche una valutazione primaria sull'idrogeno verde (H₂) come combustibile alternativo al metano.

L'efficienza energetica rappresenta uno degli approcci più immediati e vantaggiosi per ridurre il consumo di energia e le relative emissioni. Attraverso l'ottimizzazione dei processi produttivi, l'uso di dispositivi a basso consumo e l'implementazione di sistemi di recupero dell'energia, è possibile ottenere significativi miglioramenti in termini di performance energetica.

Bisogna anche favorire il risparmio energetico e ridurre gli sprechi, per risparmio energetico ci si riferisce alla riduzione del consumo di energia mediante la diminuzione dell'uso di apparecchiature o servizi energetici.

Questo può comportare per esempio il semplice spegnimento dei dispositivi quando non sono in uso.

Ovviamente non si può interrompere un processo produttivo per ottenere un risparmio d'energia ma possiamo agire su di esso per efficientarlo ed ottenere lo stesso risultato finale consumando di meno (per esempio effettuarlo quando abbiamo picchi di autoproduzione di energia), questa è la principale differenza tra risparmio ed efficienza energetica, distinzione che può sembrare sottile, ma è molto importante.

3.1 DESCRIZIONE TECNOLOGIE SOSTENIBILI PER LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI

3.1.1 PANORAMICA TECNOLOGIE

Le tecnologie di seguito illustrate consentono di ridurre le emissioni mediante l'uso di fonti energetiche rinnovabili e sostenibili.

- Impianto fotovoltaico

Un impianto fotovoltaico è costituito da moduli fotovoltaici, comunemente noti come pannelli solari, essi sono dispositivi progettati per convertire l'energia solare in elettrica con un numero di ore equivalenti per la regione Marche prossimo alle 1300 ore [11]. Il loro funzionamento si basa sul principio dell'effetto fotovoltaico, il quale coinvolge materiali semiconduttori come il silicio che reagendo alla luce solare generano corrente elettrica continua.

La corrente continua generata dai pannelli solari deve essere convertita in corrente alternata adatta alla rete di stabilimento tramite l'utilizzo di un dispositivo chiamato inverter.

Lo scopo è quello di ridurre la dipendenza dalla rete elettrica nazionale installando gli impianti sul tetto o a terra in base alla disponibilità dell'azienda. Negli stabilimenti la volontà dell'azienda è quella di non installare moduli fotovoltaici sulle coperture degli edifici destinati a laboratori produttivi, per prevenire l'insorgere di problematiche connesse alla prevenzione incendi e ad eventuali infiltrazioni di acqua. Non sono presenti sistemi di accumulo in quanto la richiesta viene soddisfatta prevalentemente nelle ore diurne.

Dei punti a sfavore sono l'alto investimento iniziale, l'intermittenza nella produzione e l'ampia area richiesta, i relativi vincoli e permessi per questo tipo di impianto.

Indubbiamente un impianto fotovoltaico ben dimensionato garantisce consistenti risparmi in bolletta sul costo dell'energia e risulta nettamente conveniente nel lungo termine.

- Refrigeratori ad assorbimento

Sostituire i refrigeratori meno efficienti con quelli ad assorbimento.

Le macchine frigorifere ad assorbimento, tecnologia matura e diffusa commercialmente, permettono di sfruttare energia termica di scarto per generare energia frigorifera a fronte di un trascurabile dispendio di energia elettrica.

Il funzionamento della macchina ad assorbimento è basato su un fenomeno fisico secondo il quale la tensione di vapore di una sostanza (refrigerante) può essere abbassata aggiungendo un'altra sostanza (assorbente) che forma con la prima una soluzione (miscela binaria).

Questo tipo di frigorifero non ha parti mobili come compressori, di conseguenza, non richiede lavoro per questo. Il loro rendimento però non è molto elevato. Richiedono in ingresso energia termica e un contributo elettrico per azionare una pompa.

- Solare termico

Un impianto solare termico consente di produrre energia termica mediante riscaldamento di un fluido termovettore grazie alla radiazione solare. Il fluido riscaldato può essere utilizzato, per esempio, per la produzione di energia termica, nello specifico per produrre acqua calda sanitaria.

Ovviamente la sua produzione è fortemente dipendente dalla quantità di luce solare disponibile, che varia con le stagioni e le condizioni meteorologiche.

Nei giorni nuvolosi o durante l'inverno, l'efficienza può ridursi drasticamente.

Presenta un moderato costo iniziale ma costi operativi prossimi allo zero (da valutare solo un eventuale manutenzione).

Bisogna anche valutare l'area richiesta per l'installazione dell'impianto e del relativo sistema di accumulo termico.

- Pompa di calore

La pompa di calore è una macchina termica in grado di estrarre e trasferire energia termica. Per il trasferimento si utilizzano varie forme di energia, generalmente energia meccanica.

Un compressore aspira il fluido refrigerante, lo comprime e lo spinge nella serpentina ad alta pressione del circuito. Il fluido è spinto quindi in uno scambiatore di calore (condensatore) il quale cede calore all'ambiente, qui il fluido si raffredda e condensa. Il liquido è spinto attraverso la valvola di laminazione che separa la parte ad alta pressione da quella a bassa pressione. Il liquido raggiunge un secondo scambiatore di calore (evaporatore), assorbe calore dall'ambiente passando in forma di vapore e viene nuovamente aspirato dal compressore, ricominciando il ciclo.

Per le pompe di calore non si parla di "rendimento" o "efficienza" ma di coefficiente di prestazione (COP), rapporto tra energia ceduta (calore fornito ad un ambiente) ed energia assorbita (energia elettrica, quella richiesta dal compressore).

Sono considerate una delle principali soluzioni nel breve periodo per ridurre le emissioni derivanti da consumi domestici e andare a sostituire le caldaie a metano.

Le pompe di calore si suddividono in base alla tipologia di sorgente fredda/calda da cui attingiamo il calore.

Possono essere ad aria, se lo preleviamo dall'aria esterna, (ad esempio in inverno riusciamo a catturare il calore esterno e a trasferirlo all'interno dell'edificio), ad acqua o geotermiche se lo preleviamo da falde sotterranee o dal terreno stesso.

Il calore poi potrà essere usato per soddisfare il fabbisogno di acqua calda sanitaria o per riscaldare l'aria interna.

Uno svantaggio delle pompe di calore è che il COP è fortemente dipendente dalla temperatura della sorgente fredda e da quella del pozzo caldo, di conseguenza a parità di potenza per temperature esterne più rigide la potenza termica resa è fortemente limitata come visibile nell'immagine seguente.

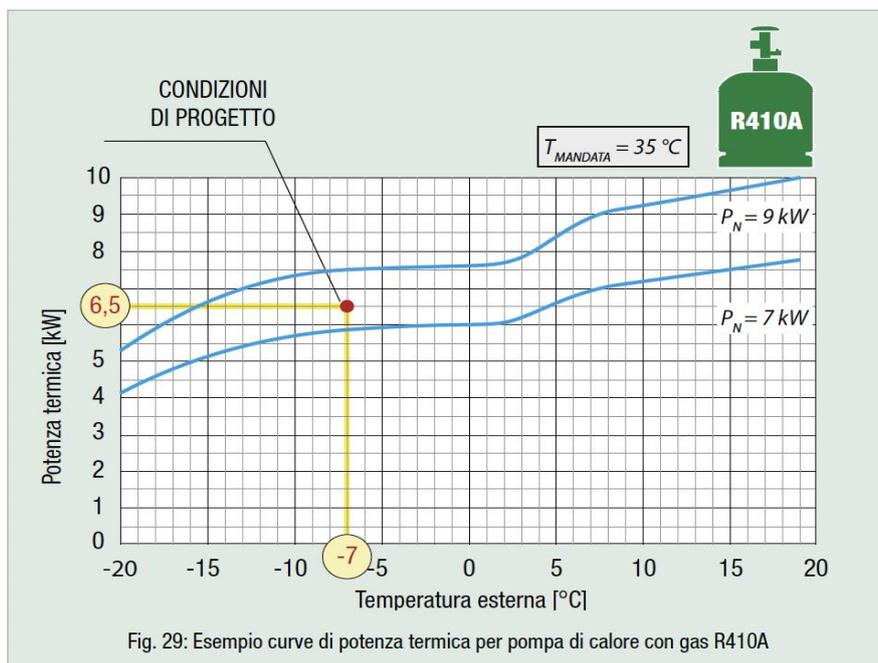


FIGURA 23 CURVA DI POTENZA PER UNA POMPA DI CALORE

Questo problema è meno marcato nelle pompe di calore geotermiche, le quali hanno una sorgente calda/fredda (il terreno) sempre a temperatura costante a prescindere dalla temperatura esterna, di contro sono molto più costose e adatte per grandi taglie a causa delle sonde e degli scavi da effettuare.

Mediante pompe di calore bivalenti possiamo integrare l'uso della pompa di calore con quello di una caldaia ed usare quest'ultima quando le condizioni sono più gravose per la pompa di calore.

- Caldaia elettrica

Le caldaie elettriche sono dotate di numerose resistenze elettriche interne che vanno a riscaldare il fluido termovettore in esame. Risultano convenienti in quelle situazioni in cui ci sono difficoltà nell'approvvigionamento del metano o quando il suo costo è troppo alto.

Non producono emissioni dirette ma richiedono un elevato quantitativo di energia elettrica per essere alimentate, ciò può essere sostenibile solo con il sostegno di un impianto di produzione ad energia rinnovabile.

- Fuel cell

Sono dispositivi di autoproduzione che convertono l'energia chimica dei combustibili in energia elettrica e calore senza il processo di combustione tipico degli impianti a combustione e che possono essere alimentati anche ad idrogeno.

Una cella a combustibile tipica contiene due elettrodi: un anodo e un catodo, separati da un elettrolita. Il combustibile, come l'idrogeno, viene alimentato all'anodo dove si verifica una reazione di ossidazione che libera elettroni e ioni.

Gli elettroni viaggiano attraverso un circuito esterno, generando corrente elettrica, mentre gli ioni attraversano l'elettrolita verso il catodo, dove reagiscono con un ossidante, come l'ossigeno, per formare acqua

Esse riducono le emissioni di CO₂ e azzerano le emissioni di particelle dannose per l'uomo, come gli NO_x, SO_x, CO (insieme di gas acidi aeriformi prodotti durante processi di combustione) [12]



FIGURA 24 SCHEMA DI FUNZIONAMENTO PER UNA CELLA A COMBUSTIBILE

Per grandi applicazioni vengono alimentate generalmente a metano ma ciò causa emissioni di CO₂, seppur in quantità ridotta rispetto a un cogeneratore a combustione della stessa taglia, in futuro si potrebbe pensare di alimentarle ad idrogeno ottenendo così emissioni nulle.

Presentano un elevato costo iniziale e la richiesta di manodopera specializzata essendo una tecnologia nuova sul mercato, inoltre la quota di energia termica prodotta è minore rispetto a un cogeneratore ma hanno un rendimento elettrico di gran lunga superiore.

Le principali tipologie di fuel cell sono quelle ad elettrolita polimerico, usate a basse temperature (<100°C) e principalmente per applicazioni residenziali o di trasporto e quelle ad ossidi solidi, celle ad alte temperature (<900°C) utilizzate

per taglie maggiori, dell'ordine dei MW, principalmente per cogenerazione e generazione distribuita.

- Power Purchase Agreement e GO

Il Power Purchase Agreement (PPA) è un accordo di fornitura di energia elettrica rinnovabile; ovvero un contratto di acquisto dell'energia a medio e lungo termine. [13]

Si tratta di un meccanismo molto utile per raggiungere velocemente i propri obiettivi di sostenibilità, e se a prezzo fisso evitare fluttuazioni sui prezzi, inoltre si acquisterà un prodotto sostenibile, in grado di contribuire attivamente alla transizione energetica.

La Garanzia d'Origine (GO) è una certificazione elettronica che attesta l'origine rinnovabile della fonte ed esclude l'uso di combustibili fossili. Il GSE ha il compito di rilasciare i titoli GO. Ad esempio, i GO sono usati per la certificazione del biometano. [14]

In un piano di riduzione delle emissioni, come quello trattato in questo elaborato, è possibile avere non poche difficoltà nel raggiungere gli obiettivi delineati attraverso interventi impiantistici, questi contratti sono molto utili in quanto consentono di acquistare energia green dalla rete e limitare l'impatto di CO₂. Per energia green intendiamo energia elettrica prodotta esclusivamente da fonti rinnovabili, ovvero con zero emissioni.

- Efficientamento UTA e dei sistemi di condizionamento

Operando in un'azienda farmaceutica, in determinate aree di produzione definite "camere bianche" è richiesta un'elevata qualità dell'aria in ingresso con altissimi standard di filtrazione, anche superiori agli standard HEPA,

(rimozione fino al 99,995% delle particelle presenti nell'aria, fino alla grandezza di 0,3 micron) [15].

Questa necessità spesso non va di pari passo con l'efficienza energetica perché per ottenerli viene limitata la possibilità di installare recuperatori di calore.

La funzione principale di questi dispositivi è quella di recuperare il calore dall'aria di espulsione (aria usata che viene scaricata all'esterno) e trasferirlo all'aria di immissione (aria pulita che viene immessa all'interno). Questo processo riduce il fabbisogno energetico per riscaldare o raffreddare l'aria in entrata, migliorando così l'efficienza complessiva del sistema e riducendo i costi operativi.

Alcune di queste tecnologie vanno a mischiare i due flussi incrociati causando una parziale contaminazione del flusso preso dall'esterno.

Per aumentare l'efficienza e ridurre i consumi delle UTA si può agire aumentando la coibentazione della rete di distribuzione ed installando sistemi di monitoraggio delle perdite, ottimizzando se possibile le temperature di Set-point o recuperando il calore da altre fonti, ad esempio, mediante uno scambiatore acqua-vapore per recuperare energia dal vapore usato per il processo. Può risultare utile anche l'utilizzo del metodo del pinch point, uno strumento efficace che richiede nel dettaglio i flussi di energia e le temperature di ingresso e uscita per migliorare l'efficienza energetica nei sistemi di condizionamento e delle unità di trattamento dell'aria.

3.1.2 FATTORI DI CONVERSIONE UTILIZZATI

Come valutare l'impatto a livello di emissioni per ogni tecnologia implementata?

Per ogni intervento va valutato il risparmio o l'aumento dei consumi conseguito per metano ed energia elettrica. Ad esempio, l'installazione di pompe di calore comporterà un aumento dei consumi elettrici ma anche una riduzione nel consumo di metano perché vanno a sostituire il ruolo svolto dalle caldaie per la produzione di energia termica.

Per valutare le emissioni emesse per ogni fonte energetica sono stati usati i seguenti coefficienti:

TABELLA 5 FATTORI DI CONVERSIONE

	Gas naturale	Energia elettrica acquistata dalla rete	Energia green (P.P.A.)
Quantità per una tonnellata di CO ₂	400 Sm ³ /tCO ₂ eq	2.250 kWh/tCO ₂ eq	/
Potere calorifico inferiore	9,9 kWh/Sm ³	/	/

Presente anche l'energia generata dalla combustione di 1 Sm³ di metano valutabile attraverso il potere calorifico inferiore del combustibile.

L'impatto emissivo del metano è stato valutato con il coefficiente in tabella. Per le emissioni di CO₂ ottenute dall'acquisto di energia elettrica in rete è stato considerato il valore medio derivante dal mix energetico nazionale, una maggiore penetrazione delle rinnovabili nel panorama nazionale può mitigare questo impatto. [16]

3.2 VALUTAZIONE COSTI E BENEFICI E IMPATTO SULLA RIDUZIONE DEI CONSUMI

Nel piano di decarbonizzazione oltre alla fattibilità tecnica non bisogna dimenticare l'aspetto economico, di vitale importanza per il sostentamento dell'azienda. Il fabbisogno energetico viene soddisfatto acquistando quotidianamente gas naturale ed energia elettrica avendo un determinato costo in bolletta rientrante nei costi operativi (OPERational EXpenditure).

I vari interventi, che richiedono investire risorse economiche nelle apparecchiature e per gli impianti che contribuiscono ad un efficientamento del sistema, avranno un costo fisso (CAPital EXpenditure) che dovrà rientrare necessariamente nei piani d'investimento dell'azienda. Da qui l'idea di proporre vari scenari di riduzione delle emissioni, ognuno con differenti costi.

Dalle analisi energetiche effettuate è evidente che la soluzione tecnica attualmente presente in stabilimento (stato di fatto) rappresenta uno scenario impossibilitato a raggiungere i target di riduzione della CO₂ imposti.

TABELLA 6 RIDUZIONE EMISSIONI -42%

Sito	Emissioni annue nel 2022 Scope1&2 [tCO ₂ eq]	Emissioni annue Scope1&2 (-42%) [tCO ₂ eq]
Ancona	15.600	9.048
Aprilia (Cogeneratore operativo)	7.711	4.473
Casella	887	514

In prima istanza si può pensare di sostituire interamente l'energia elettrica acquistata con energia elettrica green ed acquistare solo metano d'origine certificata, questo porterà ad un azzeramento delle emissioni ma indubbiamente i costi operativi aumenteranno vertiginosamente. Il biometano e le sue relative garanzie d'origine presentano alcuni dilemmi, ad esempio il biometano certificato attraverso le GO deve essere effettivamente prodotto da fonti rinnovabili ed è complesso certificare ciò.

La produzione di biometano al giorno d'oggi in Italia non è sufficiente a soddisfare la maggiore richiesta che si potrà avere negli anni a venire.

È necessaria una rigorosa tracciabilità e verifiche indipendenti per garantire la trasparenza e l'affidabilità del sistema. La mancanza di standardizzazione a livello internazionale può creare confusioni e complicazioni nelle transazioni

transfrontaliere di GO. Differenti paesi possono avere regole e requisiti diversi, rendendo difficile il commercio internazionale.

Il primo passo da fare è quello di agire sull'efficienza energetica al fine di ridurre i consumi e solo successivamente considerare l'acquisto di energia green o biometano per completare il percorso verso la sostenibilità.

Perché l'efficienza energetica viene vista come una priorità?

Per varie motivazioni, investire in tecnologie e pratiche efficienti dal punto di vista energetico porta ad una significativa riduzione dei costi operativi, può stimolare l'innovazione e migliorare la competitività dell'azienda sul mercato garantendo benefici duraturi.

Ovviamente implementare nuove tecnologie porta a costi fissi, lavori (ad esempio civili dovuti all'apertura di nuovi cantieri) che possono richiedere fermi produttivi più o meno duraturi e differenti permessi (ad esempio la burocrazia nella realizzazione di impianti fotovoltaici in aree verdi).

In base al tipo di intervento possiamo ottenere un risparmio totale di energia elettrica o di gas naturale che sarà uniformato calcolando l'impatto in termini di riduzione della CO₂ equivalente.

Ogni possibile soluzione dovrà essere esaminata valutando ciascuno di questi aspetti.

3.3 IMPLEMENTAZIONE IDROGENO

Di seguito viene proposta un'analisi preliminare sulla sostituzione parziale o totale del gas naturale con l'idrogeno come combustibile.

3.3.1 PANORAMICA IDROGENO

L'idrogeno è l'elemento più abbondante nell'universo ma sul nostro pianeta si trova generalmente in combinazione stabile con altri elementi chimici e raramente allo stato molecolare.

Questo elemento può ricoprire ben tre mansioni in ambito energetico:

- Idrogeno come vettore energetico

Possibile vettore alternativo ai combustibili fossili e complementare all'elettricità

- Idrogeno come vettore chimico

Utilità nella produzione di composti di vario tipo

- Idrogeno come vettore di accumulo

Questo viene considerato l'impiego più interessante, dato l'incremento della quota di energie rinnovabili sul mercato e su cui si stanno concentrando i maggiori studi. L'idrogeno sotto vari stati di aggregazione può rappresentare uno stoccaggio chimico per accumulare energia e riutilizzarla per bilanciare le fluttuazioni delle energie rinnovabili rendendo possibile anche un accumulo stagionale

I vantaggi di questo elemento sono l'alto contenuto energetico con un P.C.I. di 33.33 kWh/kg, il basso peso molecolare e l'assenza di emissioni durante la combustione.

Sono presenti anche numerosi svantaggi, un'alta infiammabilità, la bassa densità in fase gas pari a 0.08 kg/m³ a 25°C e 1 bar, di conseguenza per stoccarlo vengono richiesti enormi volumi o elevate pressioni di stoccaggio

pari a decine di bar per ottenere volumi ridotti, questo porta a complicazioni impiantistiche e problematiche legate alla sicurezza, inoltre, all'aumentare della pressione diminuisce il fattore di comprimibilità Z fornendo un incremento via via inferiore.

Altre modalità per stoccarlo sono quelle di passare alla fase liquida ma questo avviene a temperature criogeniche o depositarlo insieme ad altri materiali come la soluzione con idruri per evitare un'eccessiva compressione.

Caratteristiche di combustione		IDROGENO	METANO	BENZINA
HHV	MJ/Kg	141.90	55.53	47.50
	MJ/m ³	11.89	39.82	-
LHV	MJ/kg	119.90	50.02	44.50
	MJ/m ³	10.05	35.88	195.80

FIGURA 25 POTERI CALORIFICI DEI COMBUSTIBILI

Di conseguenza tra i combustibili maggiormente usati l'idrogeno ha il più alto contenuto energetico per unità di massa ma uno inferiore di circa tre volte rispetto a quello del metano per unità di volume come visibile nella tabella sovrastante.

L'ostacolo principale però è rappresentato dalla disponibilità di questo elemento che come anticipato in precedenza non è presente in natura.

In Europa, la produzione avviene prevalentemente (96%) [17] dai combustibili fossili, come metano e carbone, attraverso processi come lo steam reforming, che emettono sostanze inquinanti come il monossido di carbonio. La prima sfida consiste nel decarbonizzare il processo produttivo.

L'idrogeno a base fossile proveniente dal gas naturale è di gran lunga il più utilizzato ma l'opzione più sostenibile è l'idrogeno prodotto a partire da fonti rinnovabili, spesso denominato idrogeno verde.

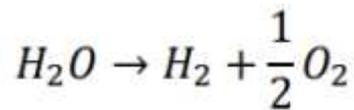


FIGURA 26 REAZIONE UTILIZZATA NELL'ELETTROLISI

Esso si ottiene da fonti energetiche rinnovabili come l'energia eolica e solare utilizzando un elettrolizzatore che ha il compito di scindere la molecola dell'acqua mediante una reazione di ossido-riduzione chiamata "elettrolisi" ottenendo come prodotto calore, ossigeno ed idrogeno.

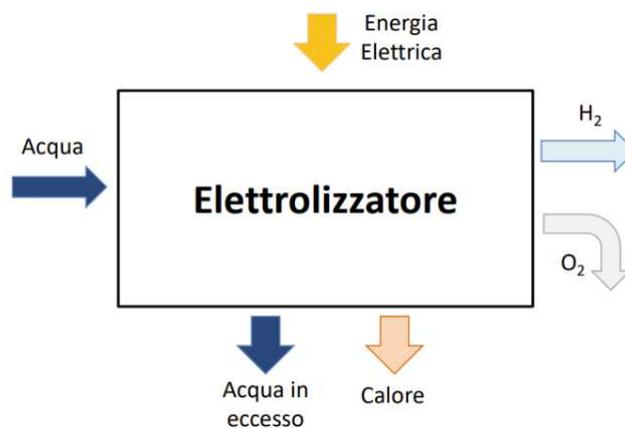


FIGURA 27 SCHEMA SEMPLIFICATO DI UN ELETTROLIZZATORE

A questo punto sarà stoccato ed utilizzato in base alla necessità.

Per ottenere energia da questo elemento bisogna utilizzarlo come combustibile in dispositivi elettrochimici chiamati "Fuel cell" capaci di convertire un combustibile (idrogeno o metano) in elettricità e calore mediante reazioni di ossido-riduzione. Questi sistemi richiedono un continuo

flusso di combustibile e convertono l'energia chimica del combustibile senza passare per una conversione termo-elettrica consentendo di ottenere efficienze molto elevate rispetto ai semplici sistemi termici.

Essendo la reazione esotermica possono essere usate anche per la produzione di energia termica ed eventualmente cogenerazione emettendo solo acqua.

La filiera dell'idrogeno verde ha molte potenzialità ma non è facilmente implementabile a causa della grande richiesta di energia rinnovabile per alimentare gli elettrolizzatori, l'alto costo e la ridotta maturità tecnologica di questi sistemi (elettrolizzatore e fuel cell) e l'assenza di un'infrastruttura dedicata basata sull'idrogeno, come punto di partenza a livello nazionale è iniziato lo studio del blending con il metano per immetterlo gradualmente nella rete gas naturale.

3.3.2 CASO STUDIO INTEGRAZIONE H₂

L'idrogeno verde rappresenta una significativa opportunità per le aziende, sia dal punto di vista ambientale che d'immagine, l'adozione dell'idrogeno verde può aiutare le aziende a ridurre drasticamente le loro emissioni di carbonio.

La combustione dell'idrogeno, infatti, ha come unico prodotto l'acqua ed evita nuovi gas climalteranti.

Nelle prossime righe sarà valutata la fattibilità economica per integrarlo negli stabilimenti italiani di Angelini Pharma.

Obiettivo dello studio è quello di sostituire parzialmente o totalmente il gas metano con il vettore idrogeno ipotizzando l'uso di cogeneratore e caldaie H₂ ready.

Nelle nostre simulazioni non saranno valutate eventuali agevolazioni fiscali o incentivi per l'implementazione dell'idrogeno verde ma molti governi iniziano a promuovere questi strumenti per facilitare la transizione energetica.

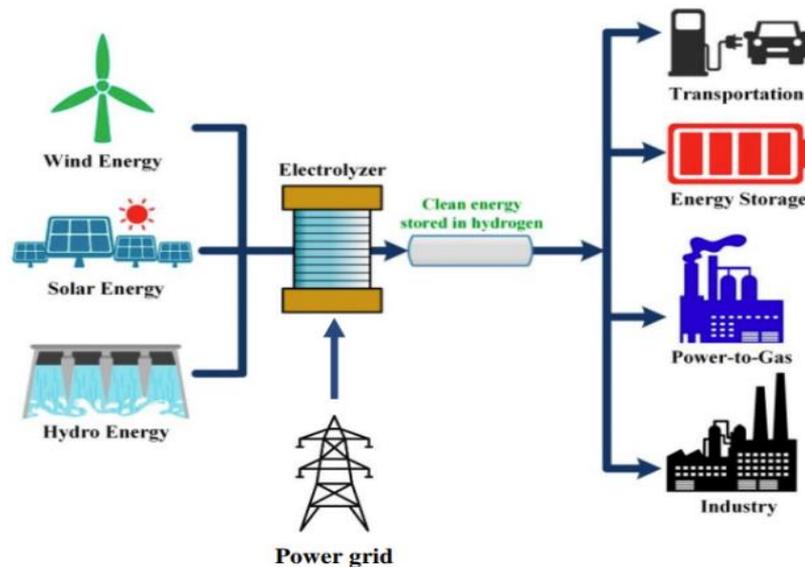


FIGURA 28 GENERAZIONE DI IDROGENO VERDE

Nei nostri plant sarà necessario calcolare la produzione e quindi la potenza degli impianti rinnovabili (fotovoltaico), la quantità d'acqua richiesta per alimentare l'elettrolizzatore e produrre l'idrogeno. L'idrogeno prodotto sarà poi stoccato sotto pressione ed utilizzato nelle caldaie e nel cogeneratore quando avremo maggiore richiesta di energia o ridotta autoproduzione da fotovoltaico.

Sarà valutato un doppio scenario per ogni plant, uno considerando una parziale sostituzione (blending) con un quantitativo pari al 15 % in volume del metano inizialmente consumato, il secondo scenario invece simulerà una completa sostituzione del gas naturale usato con l'idrogeno, opzione che

risulterà molto difficile da implementare al giorno d'oggi a causa dell'elevata richiesta di energia elettrica da parte degli elettrolizzatori.

Le baseline dei consumi sono riferite all'anno 2022.

Ancona

Nel 2022 il consumo di metano è stato pari a 5.600.000 Sm³ emettendo ben 15.600 tCO₂eq di cui 14.000 imputabili al consumo di gas naturale, le restanti derivanti dall'acquisto di energia elettrica dalla rete.

Di seguito i due scenari con sostituzione totale e blending 15% idrogeno-metano.

Ancona		2022			
H2 100%	tCO2 totali AN	15600			energia richiesta da combustibile
	consumo CH4 da sostituire	5.600.000 Smc			55.440.000 kWh
	tCO2 risparmiata	14000			
H2 15%	tCO2 tot AN (15%H2)	15600			
	consumo CH4 da sostituire	840.000 Smc			8.316.000 kWh
	tCO2 CH4 rimanente	13500	-15%		
	tCO2 risparmiata	2100			

FIGURA 29 SCENARIO IDROGENO PLANT ANCONA

Il primo passaggio è rappresentato dalla definizione della quota di metano da sostituire in base alla quota di riduzione scelta.

Successivamente sarà calcolata l'energia ottenuta dalla combustione di questo ammontare di metano mediante il potere calorifico inferiore posto pari a 9,9 kWh/Sm³.

Per l'idrogeno il potere calorifico inferiore è pari a 33,33 kWh/kg.

kg di H2		Eel e TAGLIA richiesta elettrolizzatore	
1.663.366	kg H2	79.200.000	kWh
			9,0 MW
249.505	kg H2	11.880.000	kWh
			1,356 MW

FIGURA 30 PRODUZIONE IDROGENO PLANT ANCONA

A partire dall'energia richiesta dal combustibile si calcolano i kg annui di idrogeno richiesti in seguito alla sostituzione del metano, poi si valuterà l'energia elettrica da fornire all'elettrolizzatore per garantire la produzione di idrogeno richiesta. Efficienza dell'elettrolizzatore viene posta pari al 70%.

$$\eta = \frac{N_{H_2,out} LHV}{E + Q_{H_2O} \left(1 - \frac{T_0}{T_s}\right)}$$

FIGURA 31 EFFICIENZA ELETTROLIZZATORE [18]

Al numeratore è presente l'energia contenuta dall'idrogeno ottenuto (massa*potere calorifico inferiore), al denominatore l'energia elettrica richiesta per il processo ed eventuali contributi di energia termica da fornire all'acqua ma questi ultimi non valutati nei calcoli effettuati.

Tramite l'efficienza di questo impianto calcoliamo l'energia elettrica annua richiesta che deve essere fornita da impianti ad energia rinnovabile o mediante l'acquisto di energia certificata verde per alimentare l'elettrolizzatore.

Ipotizzando un numero di ore equivalenti per l'impianto fotovoltaico pari a 1300 h [11], possiamo calcolare la potenza di picco da installare per soddisfare interamente con l'autoproduzione rinnovabile la richiesta di energia.

Eel green PV (1300 h eq)		superficie occupata		H2O richiesta	
60.923	kW	578.769	m ²	14.970.297	litri
61	MW	58	ettari		
9.138	kW	86.815	m ²	2.245.545	litri
9	MW	9	ettari		

FIGURA 32 AUTOPRODUZIONE DI ENERGIA GREEN RICHIESTA PER IL PLANT DI ANCONA

La superficie occupata da questi impianti è stata ipotizzata stimando un'area occupata pari a 9,5 m²/kW per modulo fotovoltaico e il consumo di acqua per ottenere l'idrogeno pari a 9 litri/kg di idrogeno ottenuto. [19]

Dai risultati ottenuti per il plant di Ancona, ottiene uno spazio occupato dall'impianto PV pari a decine di ettari, basti pensare che 0,7 ettari equivalgono alla superficie occupata da un campo di calcio a 11 regolamentare.

Sono enormi anche le richieste di energia elettrica per alimentare l'elettrolizzatore, visibili nella figura 30, basti pensare che il prelievo di energia elettrica dello stabilimento nel 2022 è stato pari a "soli" 3.600.000 kWh. Questa richiesta porterà a costi elevatissimi per ottenere l'energia anche nel caso blending al 15%.

Di seguito una prima valutazione economica avendo ipotizzato dei costi medi per l'impianto fotovoltaico e per i contratti di fornitura di energia elettrica rinnovabile.

TABELLA 7 VALUTAZIONE ECONOMICA SCENARI IDROGENO PER IL PLANT DI ANCONA

Ancona Richiesta di energia elettrica da parte dell'elettrolizzatore	Costo fisso stimato installazione PV (CAPEX) 1.100.000 €/MW	Costo stimato annuo energia elettrica green (OPEX) 0,2 €/kWh	Costo elettrolizzatore 1.400.000 €/MW (CAPEX)
100% H2 (79.000.000 kWh)	67.015.385 €	15.800.000 €/anno	12.657.534 €
15% H2 (11.880.000 kWh)	10.052.308 €	2.360.000 €/anno	1.898.630 €

Si è giunti alla conclusione che senza un'infrastruttura di approvvigionamento come può essere una rete idrogeno, la sostituzione del combustibile fossile per stabilimenti molto energivori come quello di Ancona non è una strada percorribile al momento tramite l'idrogeno e bisogna studiare alternative puntando in primis sull'efficienza energetica.

Aprilia

Nel 2022 il consumo di metano ipotizzando il cogeneratore acceso è stato pari a 2.554.571 Sm³ emettendo ben 6.931 tCO₂eq di cui 6.386 imputabili al gas naturale, le restanti derivanti dall'acquisto di energia elettrica dalla rete.

Di seguito i due scenari con sostituzione totale e blending 15% idrogeno-metano.

DECARBONIZATION STRATEGY FOR THE PRODUCTION PLANTS OF ANGELINI PHARMA GROUP

Aprilia		2022 COG on			
H2 100%	tCO2tot AP	6931			en. Richiesta da combustibile
	consumo CH4 da sostituire	2.554.571 Smc			25.290.253 kWh
	tCO2 risparmiata	6386			
H2 15%	tCO2 tot AP (15% H2)	6931			
	consumo CH4 da sostituire	383.186 Smc			3.793.538 kWh
	tCO2 risparmiata	958			

FIGURA 33 SCENARIO IDROGENO PLANT APRILIA

Il primo passaggio è rappresentato dalla definizione della quota di metano da sostituire e l'equivalente energia ottenuta dalla sua combustione.

kg di H2	Eel richiesta da elettrolizzatore
758.783 kg H2	36.128.933 kWh
	4,1 MW
113.818 kg H2	5.419.340 kWh
	0,6 MW

FIGURA 34 PRODUZIONE IDROGENO PLANT APRILIA

Si calcolano i kg annui di idrogeno richiesti in seguito alla sostituzione del metano e l'energia elettrica da fornire all'elettrolizzatore.

Tramite l'efficienza dell'elettrolizzatore si calcola l'energia elettrica annua richiesta che deve essere fornita da impianti ad energia rinnovabile o mediante l'acquisto di energia certificata per alimentare l'elettrolizzatore e calcolare la taglia di questi impianti.

Eel green PV (1300 h eq)		H2O richiesta	
27.791 kW	264.019 m2	6.829.051 litri	
28 MW	26 ettari		
4.169 kW	39.603 m2	1.024.358 litri	
4 MW	4 ettari		

FIGURA 35 AUTOPRODUZIONE DI ENERGIA GREEN RICHIESTA PER IL PLANT DI APRILIA

Dai risultati ottenuti per il plant di Aprilia, otteniamo una situazione migliore dovuta ai ridotti consumi di metano rispetto allo stabilimento esaminato in precedenza.

Nonostante ciò, le richieste di energia elettrica sono ancora elevate, visibili nella figura 34. Nel caso blending al 15% la situazione migliora dato che con un impianto fotovoltaico da 4 MW destinato unicamente alla produzione dell'elettrolizzatore possiamo garantire il 15% di idrogeno nel nostro mix di combustibili, la fattibilità tecnica e soprattutto economica rimane però complicata tenendo anche conto del fatto che attualmente la quota di impianti fotovoltaici nello stabilimento laziale è nulla.

Di seguito una prima valutazione economica avendo ipotizzato dei costi medi per l'impianto fotovoltaico e per i contratti di fornitura di energia elettrica rinnovabile.

TABELLA 8 VALUTAZIONE ECONOMICA SCENARI IDROGENO PER IL PLANT DI ANCONA

Aprilia	Costo fisso stimato installazione PV (CAPEX)	Costo stimato annuo energia elettrica green (OPEX)	Costo elettrolizzatore €/MW (CAPEX)
Richiesta di energia elettrica da parte dell'elettrolizzatore	1.100.000 €/MW	0,2 €/kWh	1.400.000
100% H2 (36.128.933 kWh)	30.570.365 €	7.225.786 €/anno	5.774.030 €
15% H2 (5.419.340 kWh)	4.585.595 €	1.083.868 €/anno	866.105 €

Si giunge alla conclusione che l'ipotesi 100% H2 non è sostenibile, i costi e la quantità di fotovoltaico da installare sono proibitivi, la soluzione con il mix 15% idrogeno rimane di difficile implementazione ma ipotizzando un calo dei prezzi del fotovoltaico e/o della fornitura di energia elettrica green, negli anni a venire potrebbe acquisire maggiore interesse ed appetibilità.

Casella

Nel 2022 il consumo di metano è stato pari a 60.609 Sm³ emettendo ben 887 tCO₂eq di cui 152 tCO₂eq imputabili al gas naturale, le restanti derivanti dall'acquisto di energia elettrica dalla rete.

Dato il ridotto consumo di gas naturale, per questo plant è stato valutato un unico scenario con completa sostituzione del combustibile fossile con l'idrogeno.

Casella	2022			
H2 100%	tCO2tot CA	887		en. Richiesta da combustibile
	consumo CH4 da sostituire	60.609 Smc		600.029 kWh
	tCO2 risparmiata	152		

FIGURA 36 SCENARIO IDROGENO PLANT CASELLA

Il primo passaggio è rappresentato dalla definizione della quota di metano da sostituire e la corrispondente energia ottenuta dalla sua combustione.

kg di H2	Eel richiesta da elettrolizzatore
18.003 kg H2	857.184 kWh
	0,1 MW

FIGURA 37 PRODUZIONE IDROGENO PLANT CASELLA

Si calcolano i kg annui di idrogeno richiesti in seguito alla sostituzione del metano e l'energia elettrica da fornire all'elettrolizzatore.

Tramite l'efficienza di questo elettrolizzatore calcoliamo l'energia elettrica annua richiesta che deve essere fornita da impianti ad energia rinnovabile o mediante l'acquisto di energia certificata verde per alimentare l'elettrolizzatore.

Eel green PV (1300 h eq)	H2O richiesta
659 kW	6.264 m2
0,7 MW	0,6 ettari
	162.024 litri

FIGURA 38 AUTOPRODUZIONE DI ENERGIA GREEN RICHIESTA PER IL PLANT DI CASELLA

Dai risultati ottenuti per il plant di Casella, grazie ai consumi di metano molto contenuti possiamo implementare con maggiore facilità questo scenario.

Di seguito una prima valutazione economica avendo ipotizzato dei costi medi per l'impianto fotovoltaico e per i contratti di fornitura di energia elettrica rinnovabile.

Casella	Costo fisso stimato installazione PV (CAPEX) 1.100.000 €/MW	Costo stimato annuo energia elettrica green (OPEX) 0,2 €/kWh	Costo elettrolizzatore 1.400.000 €/MW (CAPEX)
Richiesta di energia elettrica da parte dell'elettrolizzatore			
100% H ₂ (857.184 kWh)	725.310 €	171.437 €/anno	136.993 €

FIGURA 39 VALUTAZIONE ECONOMICA SCENARI IDROGENO PER IL PLANT DI ANCONA

Si giunge alla conclusione che l'ipotesi 100% H₂ è maggiormente fattibile rispetto alle analoghe valutazioni eseguite sugli altri stabilimenti, i costi e la grandezza dell'impianto fotovoltaico da installare sono di gran lunga inferiori per questo sito a causa dei ridotti consumi qui presenti.

La decarbonizzazione può essere ottenuta anche attraverso l'elettrificazione del sito ligure e la sostituzione delle caldaie con pompe di calore, eliminando così la richiesta di combustibili fossili. Analizzeremo questo scenario nel prossimo capitolo.

In conclusione, l'implementazione dell'idrogeno nell'industria può garantire maggiore flessibilità e versatilità ed essere complementare all'elettrificazione guidando la transizione verso l'energia green.

L'uso più interessante è quello di usare l'idrogeno come accumulo energetico stagionale sottoforma di energia chimica, da produrre quando abbiamo una sovrapproduzione di rinnovabili e utilizzare quando abbiamo maggiori consumi.

La diffusione di questo vettore energetico risulta l'unico modo in determinati settori industriali ad alta intensità energetica (hard to abate) che non sono in grado di decarbonizzare attraverso l'elettrificazione diretta e sono alla ricerca di vettori energetici più ecologici e con ridotte emissioni in termini di anidride carbonica.

Al giorno d'oggi non è molto chiaro il contesto regolatorio, è assente un quadro di regole chiare con un orizzonte a lungo termine e politiche d'incentivo mirate, così da garantire una corretta valutazione dei rischi e del ritorno economico, ad oggi molto basso, collegato agli investimenti sullo sviluppo e l'utilizzo di idrogeno verde. [20] Inoltre, un altro svantaggio è la mancanza di infrastrutture compatibili con flussi elevati di idrogeno e solo adesso si sta iniziando a sperimentare l'inserimento di piccole percentuali di idrogeno nella rete gas.

Anche la tecnologia riguardante gli elettrolizzatori è relativamente nuova a livello commerciale e nei prossimi anni grazie alla maggiore maturità tecnologica e alle economie di scala andremo incontro ad una riduzione dei prezzi e all'estensione della vita utile.

L'idrogeno, quindi, ha molte potenzialità e negli anni successivi potrà entrar a far parte gradualmente del panorama energetico mondiale superando le numerose sfide a cui è sottoposto.

4 SCENARI DI SOSTENIBILITÀ PER I TRE SITI

4.1 IPOTESI SCENARI SOSTENIBILI

Ultimata l'attività di analisi degli utilizzi principali e aver raccolto le necessità e le richieste dei siti italiani di Angelini Pharma S.p.A., sono stati presi in considerazione una serie di possibili interventi tecnologici di efficientamento energetico ed elettrificazione dei siti con l'obiettivo di ridurre le emissioni di anidride carbonica misurate in tonnellate di CO₂ equivalente in linea con gli ultimi trattati in materia di riduzione delle emissioni, imputabili allo Scope 1 e Scope 2 in questo studio, del 42% nel prossimo decennio.

Questo è un indicatore chiave per misurare l'impatto ambientale delle attività industriali e produttive perché consente di quantificare non solo l'anidride carbonica, ma anche l'impatto causato da altri gas serra, convertendoli in un'unità comune di misura.

Monitorare le emissioni in termini di tCO₂eq permette di valutare con precisione l'efficacia delle misure adottate, identificare le aree di miglioramento e contribuire in modo significativo agli obiettivi globali di decarbonizzazione.

Gli scenari possibili sono molti e variegati: alcuni prevedono sistemi di autoproduzione classica tramite cogeneratori, in alcuni saranno presenti impianti fotovoltaici, altri utilizzano celle a combustibile, mentre altri ancora si

basano interamente sull'importazione di energia elettrica, senza avere autoproduzione.

In quest'ultimo caso, per raggiungere gli obiettivi prefissati, sarà necessario acquistare una grande quantità di energia elettrica verde o biometano attraverso i certificati d'origine al fine di raggiungere l'obiettivo di riduzione.

Le garanzie d'origine per il biometano presentano alcuni dilemmi al giorno d'oggi, ad esempio il biometano certificato attraverso le GO deve essere effettivamente prodotto da fonti rinnovabili, ed è complesso certificare ciò.

Gli interventi scelti dovranno essere operativi entro il prossimo decennio effettuando una pianificazione annuale per raggiungere l'obiettivo.

4.2 ELENCO SCENARI

Di seguito sono presentate alcune simulazioni per i vari stabilimenti.

4.2.1 ANCONA

Per il plant di Ancona, le maggiori criticità sono rappresentate dalla produzione di acqua calda tramite vapore.

La temperatura di set point per l'acqua calda destinata ad alimentare le UTA è pari a 65°C, e il calore viene trasferito dal vapore prodotto dalle caldaie all'acqua tramite scambiatori. Per ridurre questa inefficienza, si potrebbe valutare una riconversione da vapore ad acqua.

Una configurazione del genere è ormai obsoleta, risalente a vecchie concezioni fatte su impianti installati in passato, quando il metano era molto economico e il tema della sostenibilità praticamente inesistente.

Questa soluzione si completa con la sostituzione di queste caldaie con pompe di calore al fine di azzerare il consumo di metano e produrre direttamente da esse acqua calda a circa 50°C evitando il vapore.

In generale questo stabilimento è più efficientato di altri perché negli ultimi anni sono stati già effettuati numerosi interventi, ad esempio nel 2021 è stato completato un revamping di due gruppi frigo ad alta efficienza con refrigerante a basso GWP.

I diversi scenari differiranno tra loro in base alla presenza dei sistemi di autoproduzione; gli altri interventi proposti, elencati di seguito, sono comuni a tutti gli scenari e non verranno descritti di nuovo per ogni scenario:

L'intervento proposto sulle **pompe di calore** comprende pompe di calore acqua-acqua, le quali generano energia termica e frigorifera sfruttando l'acqua di condensazione della torre di raffreddamento e consentendo così di risparmiare sul metano consumato dalle caldaie.

Queste sono destinate al condizionamento di determinati locali destinati anche al processo produttivo; infatti, le condizioni termoigrometriche dei locali produttivi sono considerati parametri critici di processo nelle industrie farmaceutiche.

L'intervento basato sul **geotermico** consiste nell'installare pompe di calore per servire la palazzina mensa/uffici le quali sfrutteranno il terreno a vari metri di profondità (caratterizzato da una temperatura costante a prescindere dalle

condizioni esterne) come serbatoio di calore per produrre energia termica o frigorifera a seconda della stagione. Ciò richiede importanti lavori edili per gli scavi e le sonde da installare.

L'**impianto fotovoltaico** da 2,4 MW di potenza è già in parte in realizzazione per una quota pari a 1,4 MW sulle coperture di alcuni edifici e tramite pensiline su un parcheggio, questo aiuterà a ridurre l'importazione di energia elettrica.

Per ogni scenario sarà proposto un grafico a barre che consente di valutare la quantità totale in ktCO₂eq emesse nel 2022 senza fare distinzione tra Scope 1 & Scope 2. Per ogni categoria di intervento è calcolata la percentuale di riduzione delle emissioni rispetto alla baseline di partenza.

Se non si raggiunge l'obiettivo del -42%, verrà valutato quanto sarà ancora necessario soddisfare per ridurre le emissioni importando tra energia green certificata e biometano.

I vari interventi saranno raggruppati basandosi su questa classificazione:

A set of key actions were investigated to accelerate decarbonization in Angelini Pharma's operations

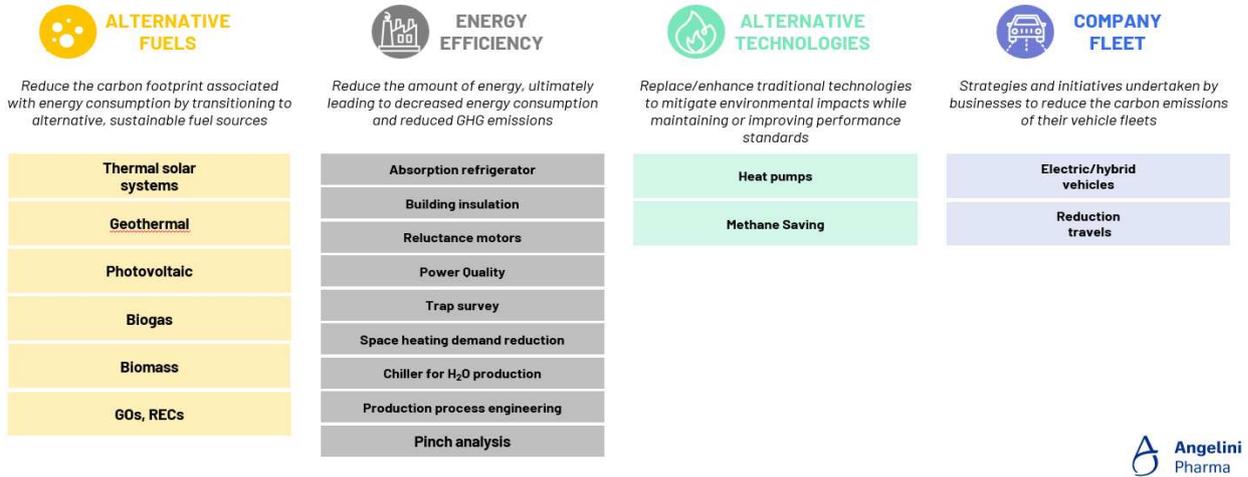


FIGURA 40 TIPOLOGIE DI INTERVENTI ATTUABILI

Per lo stabilimento di Ancona sono stati elaborati 3 differenti scenari, le emissioni nel 2022 sono state pari a 15,6 ktCO₂eq.

- **Scenario 1:** impianto di cogenerazione, pompe di calore, impianto geotermico, fotovoltaico (2,4 MW)

Energie rinnovabili -15%	Efficienza energetica -1%	Tecnologie alternative -17%
<p>Geotermico</p> <p>-6 %</p> <p>3,6 M€</p>	<p>Riconversione circuiti da vapore ad acqua</p> <p>-1%</p> <p>800k €</p>	<p>HP</p> <p>-17%</p> <p>3 M€</p>
<p>PV</p> <p>-9%</p> <p>3,8 M€</p>		

- 6% 1,4 MW PV in completamento
- Riconversione circuiti e p.d.c. sono collegati

FIGURA 41 INTERVENTI SCENARIO 1 ANCONA

Non si interverrà sull'impianto di autoproduzione, per il quale è prevista una manutenzione nel 2027 al raggiungimento delle 60mila ore d'utilizzo. Tra i vari interventi il più efficace per ridurre le emissioni è rappresentato dall'installazione di pompe di calore in grado di abbattere 2.652 tCO₂eq l'anno. Parte del risparmio sulle emissioni garantito dal fotovoltaico è già in essere grazie al completamento nel 2025 degli ultimi lavori per un totale di 1,4 MW.

La valutazione economica sarà effettuata nel capitolo successivo.

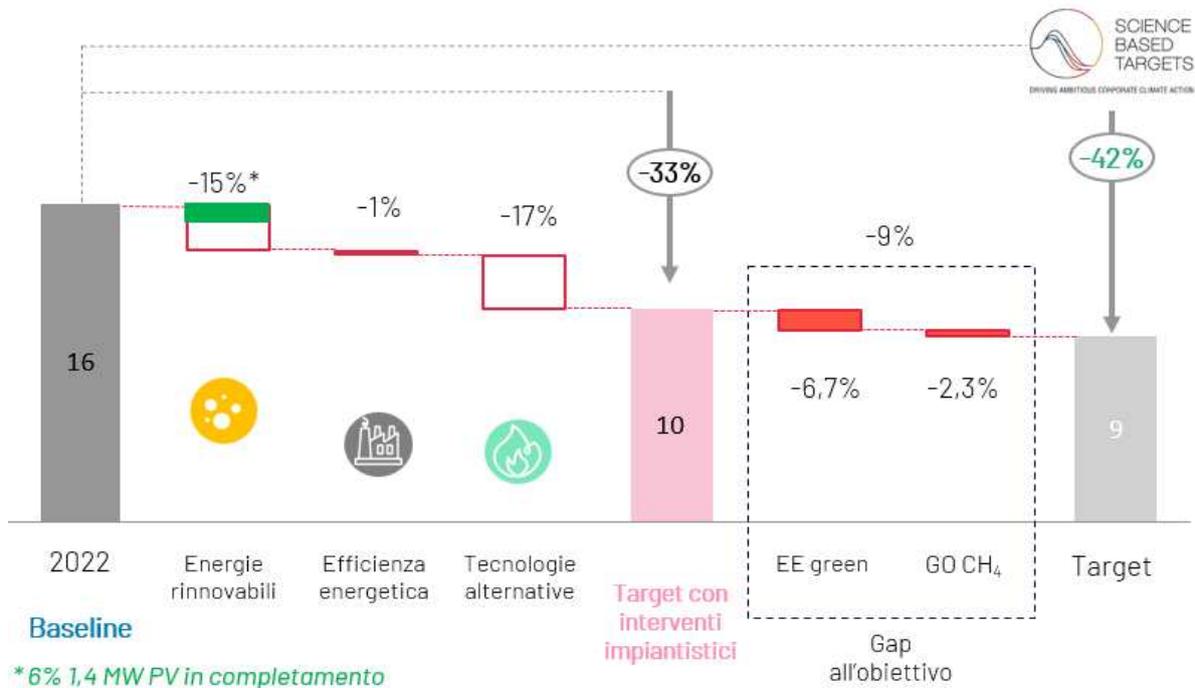


FIGURA 42 SCENARIO 1 ANCONA

I vari interventi valutati porteranno ad una riduzione del 33% delle emissioni. Il restante 9% (obiettivo 42%) sarà soddisfatto acquistando energia certificata e biometano attraverso i certificati d'origine fino a raggiungere l'obiettivo pari a 9.048 tCO₂eq annue.

- **Scenario 2:** Fuel cell, pompe di calore, impianto geotermico, fotovoltaico (2,4 MW)

Energie rinnovabili -15%	Efficienza energetica -3%	Tecnologie alternative -17%
Geotermico -6 % 3,6 M€	Riconversione circuiti da vapore ad acqua -1% 800k €	HP -17% 3 M€
PV -9% 3,8 M€	Fuel cell -2% 6,8 M€	

- 6% 1,4 MW PV in completamento
- Riconversione circuiti e p.d.c. sono collegati

FIGURA 43 INTERVENTI SCENARIO 2 ANCONA

Sarà installato un impianto di autoproduzione, in sostituzione dell'attuale, a celle a combustibile con una potenza elettrica pari a 1 MW (il cogeneratore attuale ha una potenza elettrica pari a 2 MW). Tra i vari interventi il più impattante per ridurre le emissioni è rappresentato dall'installazione di pompe di calore in grado di abbattere 2.652 tCO₂eq l'anno.

La fuel cell non comporta una riduzione significativa delle emissioni. Consente una diminuzione del consumo di metano ma causa anche una riduzione della potenza termica e questo divario sarà compensato da un maggior consumo delle caldaie, non è un intervento fondamentale a causa del cogeneratore presente adatto per soddisfare i fabbisogni attuali.

Parte del risparmio sulle emissioni garantito dal fotovoltaico è già in essere grazie al completamento degli ultimi lavori nel 2025 per un totale di 1,4 MW.

La valutazione economica sarà effettuata nel capitolo successivo.

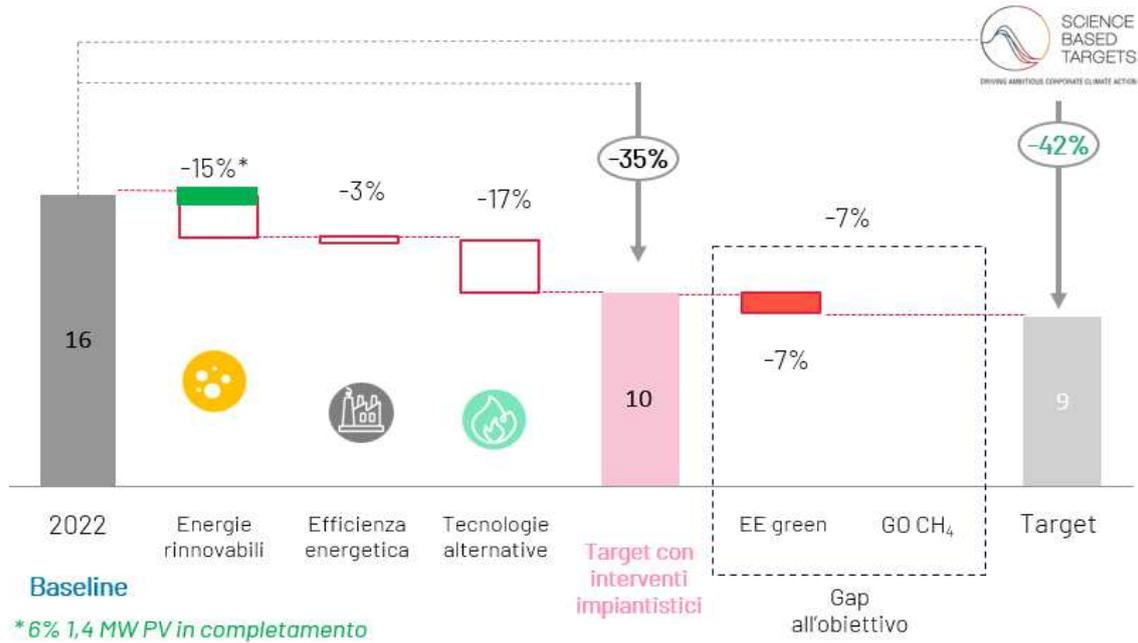


FIGURA 44 SCENARIO 2 ANCONA

I vari interventi valutati porteranno ad una riduzione del 35% delle emissioni. Il restante 7% (obiettivo 42%) sarà soddisfatto acquistando energia certificata fino a raggiungere l'obiettivo pari a 9.048 tCO₂eq annue.

Il costo della fuel cell nei prossimi anni potrebbe ridursi in seguito ad una maggiore diffusione della tecnologia e del vettore idrogeno, il combustibile ideale e ad impatto ambientale zero per le fuel cell.

- **Scenario 3:** pompe di calore, impianto geotermico, fotovoltaico (2,4 MW)

Energie rinnovabili -15% 	Efficienza energetica +19% 	Tecnologie alternative -17% 
<p>Geotermico -6 % 3,6 M€</p>	<p>Riconversione circuiti da vapore ad acqua -1% 800k €</p>	<p>HP -17% 3 M€</p>
<p>PV -9% 3,8 M€</p>	<p>Rimozione COG +3% 200 k€</p>	

- 6% 1,4 MW PV in completamento
- Riconversione circuiti e p.d.c. sono collegati

FIGURA 45 INTERVENTI SCENARIO 3 ANCONA

In questo ultimo scenario il cogeneratore è rimosso, andremo quindi ad importare da rete la quota di energia elettrica che in precedenza veniva da esso autoprodotta, utilizzando quindi la generazione separata.

Si ottiene un minor consumo di gas naturale grazie allo spegnimento del cogeneratore e all'elettificazione tramite pompe di calore e geotermia. Tuttavia, le emissioni resteranno elevate a causa dell'aumento significativo della quota di energia elettrica richiesta, che quintuplicherà l'importazione di energia elettrica rispetto al 2022.

Parte del risparmio sulle emissioni garantito dal fotovoltaico è già in essere grazie al completamento degli ultimi lavori nel 2025 per un totale di 1,4 MW.

La valutazione economica sarà effettuata nel capitolo successivo.

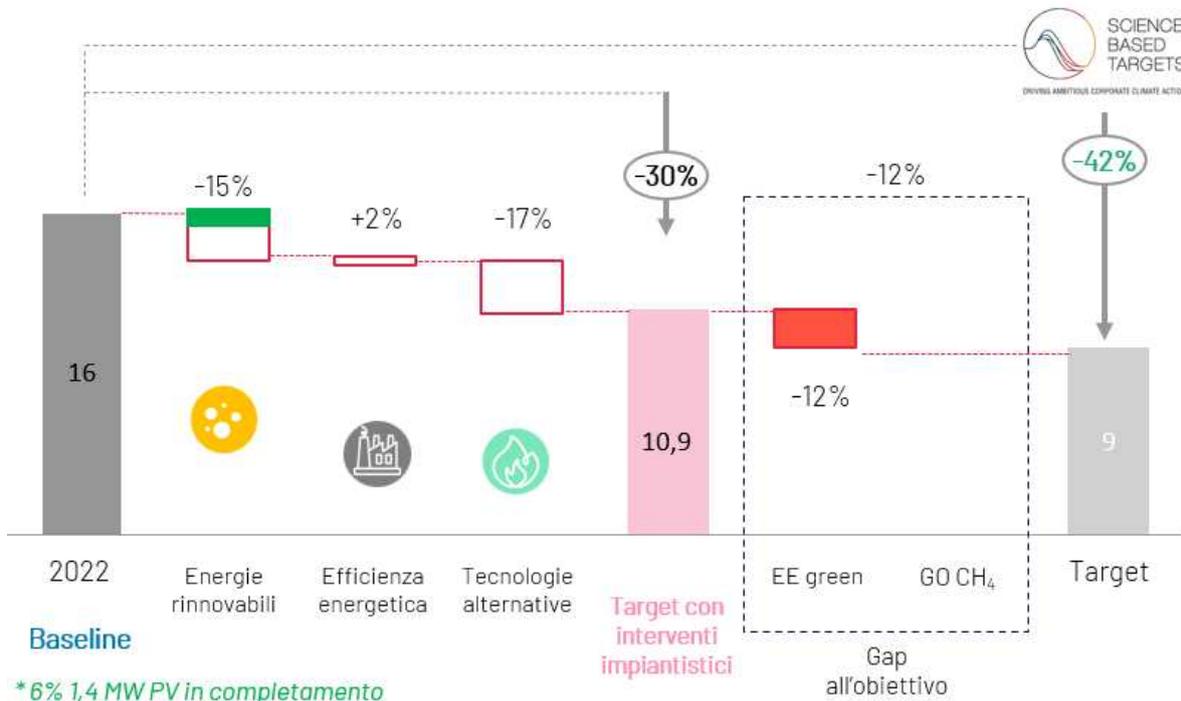


FIGURA 46 SCENARIO 3 ANCONA

I vari interventi valutati porteranno ad una riduzione del 30% delle emissioni. Il restante 12% (obiettivo 42%) sarà soddisfatto acquistando energia certificata attraverso i certificati d'origine fino a raggiungere l'obiettivo pari a 9.048 tCO₂eq annue.

Questa consistente quota di energia elettrica certificata da acquistare comporterà costi elevati che saranno esaminati nel prossimo capitolo.

4.2.2 APRILIA

Tra i tre stabilimenti analizzati quello di Aprilia necessita maggiormente di interventi essendo stato il meno efficientato in passato.

Le principali inefficienze si riscontrano nella generazione di energia termica per il riscaldamento tramite vapore, analogamente a quanto avviene nell'impianto di Ancona. Le unità di trattamento aria (UTA), piuttosto obsolete, utilizzano un sistema di alimentazione a vapore diretto.

La refrigerazione per gli ambienti viene attuata mediante vari gruppi frigo con COP relativamente basso dislocati negli edifici, se confrontata con le macchine attuali, questa decentralizzazione della produzione ha come svantaggio il funzionamento a carichi molto bassi durante i periodi di scarsa richiesta, possiamo ovviare a ciò con l'installazione di un unico gruppo frigo centralizzato preposto a fornire energia frigorifera nei vari ambienti.

Il cogeneratore attualmente in uso ha una bassa efficienza termica. Questo tra i motivi che hanno portato al suo spegnimento nel 2022 durante l'aumento di prezzo del gas naturale.

Gli scenari elencati differiranno tra loro in base alla presenza o meno dei sistemi di autoproduzione e per la presenza del chiller a levitazione magnetica condensato ad acqua per avere la produzione dedicata di acqua fredda per la climatizzazione estiva; gli altri interventi proposti, elencati di seguito, sono comuni a tutti gli scenari e non verranno descritti di nuovo per ognuno di questi:

efficientamento delle UTA per i vari reparti, questo intervento prevede la sostituzione delle attuali UTA con macchine a recupero entalpico (in grado di ridurre di almeno il 50% le richieste energetiche dagli impianti di generazione) e dimensionate per essere alimentate con acqua fredda a 7° C e calda a 55° C. Il condizionamento impiega quasi la metà del fabbisogno elettrico totale.

Realizzazione di un'unica centrale di alimentazione delle UTA deputate alla **climatizzazione dei locali produttivi**, essa differirà in base allo scenario scelto, nello scenario 1 sarà installata una pompa di calore reversibile, negli altri tramite una pompa di calore dedicata esclusivamente alla produzione di acqua calda per la climatizzazione invernale ed un chiller a levitazione magnetica condensato ad acqua così da avere la produzione dedicata di acqua fredda per la climatizzazione estiva.

Installazione di una nuova **centrale termica** dedicata alla produzione di vapore ad uso esclusivo del processo. La centrale comprenderà tre caldaie, di cui una di backup. La produzione di vapore della nuova centrale sarà integrata con quella del cogeneratore esistente.

Aver centralizzato la generazione energetica a servizio della climatizzazione comporta la realizzazione di una **nuova rete di distribuzione** per asservire le nuove UTA. È prevista la posa di un circuito a due tubi, come attualmente presente in sito.

Questo intervento non cambia sensibilmente i consumi, varieranno principalmente i costi d'investimento.

Un altro importante intervento comune a tutti gli scenari e già installato ed operativo dal 2023 è la **nuova centrale frigorifera di processo** costituita da un chiller ad ammoniaca (GWP=0) condensato ad acqua per la produzione di acqua gelida a -5 °C.

Altre opere da installare collegate agli interventi proposti sono il nuovo edificio per alloggiare la centrale termica, una nuova centrale di trasformazione a

media tensione per alimentare i nuovi equipment, sistemi di PLC e controllo per la nuova centrale.

Per ogni scenario sarà proposto un grafico a barre che consente di confrontare la quantità totale in ktCO₂eq, senza differenziare tra Scope1 & Scope2, emesse nel 2022. La percentuale di riduzione per ogni intervento è valutata rispetto alla baseline di partenza e raggruppata per ogni categoria di intervento.

Se non si raggiunge l'obiettivo del -42%, verrà valutato quanto sarà ancora necessario soddisfare per ridurre le emissioni importando tra energia rinnovabile certificata e biometano.

Per lo stabilimento di Aprilia sono stati elaborati 4 differenti scenari, le emissioni nel 2022 avendo considerato il cogeneratore acceso sono state pari a 6,93 ktCO₂eq.

- **Scenario 1:** impianto di cogenerazione, pompa di calore reversibile, centrale termica di processo, centrale frigorifera di processo ad ammoniacca

Energie rinnovabili -0%	Efficienza energetica -14%	Tecnologie alternative -1%
	NH ₃ chiller -10% 700 k€ Centrale termica di processo -4% 1,5 M€ Manutenzione COG 0% 250 k€	HP -1% 2,75 M€

* -10% NH₃ Chiller già completato

FIGURA 47 INTERVENTI SCENARIO 1 APRILIA

Non si interviene sull'impianto di autoproduzione (cogeneratore), fatta eccezione per la manutenzione ordinaria prevista. Tra i vari interventi il più impattante è rappresentato dal nuovo gruppo frigo di processo ad ammoniacca in grado di abbattere 693 tCO₂eq l'anno.

Esclusivamente per questo scenario la centrale di climatizzazione sarà costituita da un'unica pompa di calore reversibile in grado di produrre acqua calda in inverno e fredda in estate. In parallelo alla pompa di calore saranno previsti per la parte estiva un assorbitore a bromuro di litio alimentato dal calore del motore e per la parte invernale l'implementazione di un sistema di recupero del calore motore.

Grazie agli interventi sopra riportati otteniamo una marcata riduzione dell'energia elettrica importata dalla rete (175.298 kWh annui).

La valutazione economica sarà effettuata nel capitolo successivo.

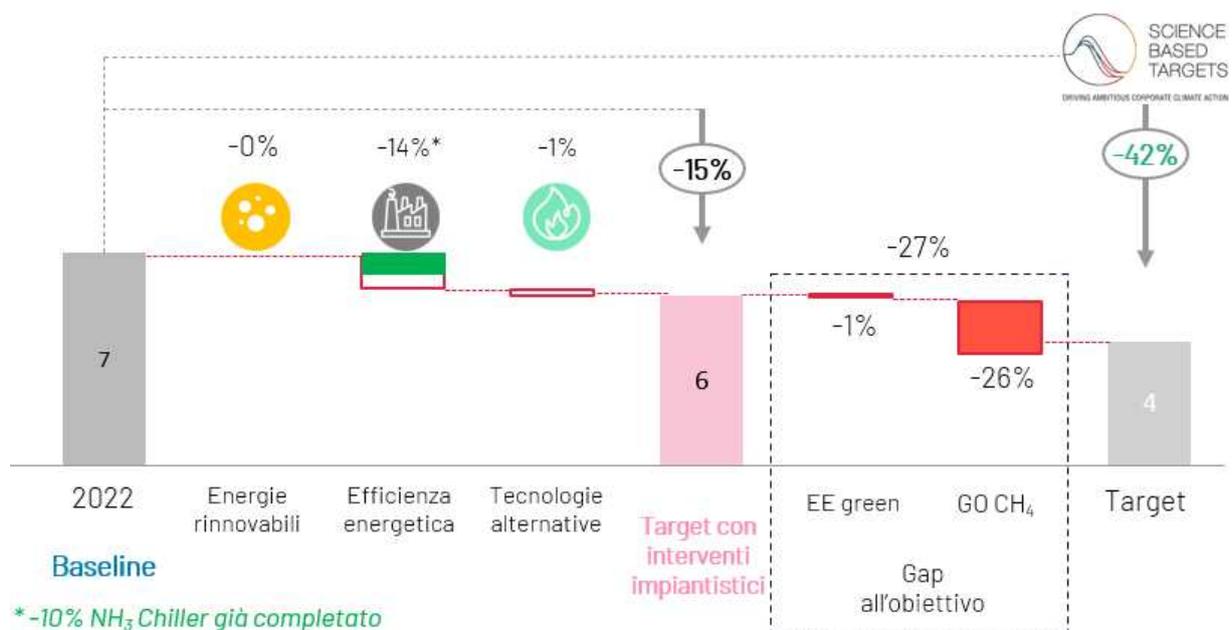


FIGURA 48 SCENARIO 1 APRILIA

I vari interventi esaminati porteranno ad una riduzione del 15% delle emissioni. Il restante 27% (obiettivo 42%) sarà soddisfatto principalmente con biometano attraverso i certificati d'origine fino a raggiungere l'obiettivo di emissione pari a 4.020 tCO₂eq annue.

- **Scenario 2:** fuel cell, pompe di calore, chiller per aria condizionata, centrale termica di processo, centrale frigorifera di processo ad ammoniacca

Energie rinnovabili -0%	Efficienza energetica -36,5%	Tecnologie alternative -5%
	<p>NH₃ chiller -10% 700 k€</p> <p>Centrale termica di processo -4% 1,5 M€</p> <p>Fuel Cell -22,5% 3,8 M€</p>	<p>HP -5% 2,75 M€+2,25 M€</p>

*-10% NH₃ Chiller già completato

FIGURA 49 INTERVENTI SCENARIO 2 APRILIA

Per il secondo scenario viene considerata l'installazione di una fuel cell, che andrà a sostituire l'attuale cogeneratore a metano, con una potenza elettrica pari a 660 kW (il cogeneratore attuale ha una potenza elettrica pari a 852 kW). Questo intervento consente di risparmiare ben 1.560 tCO₂eq ogni anno.

Il risparmio è elevato perché l'attuale cogeneratore di Aprilia non è molto efficiente e incentrato maggiormente sulla produzione elettrica avendo scarso

rendimento termico, il passaggio ad una fuel cell migliora di gran lunga l'autoproduzione.

La centrale di climatizzazione sarà composta da una pompa di calore per produrre acqua calda per la climatizzazione invernale e da un chiller a levitazione magnetica condensato ad acqua per la climatizzazione estiva. Grazie a questi impianti dedicati il sistema di cogenerazione sarà interamente utilizzato per la sezione di processo per quanto concerne l'apporto termico.

La valutazione economica sarà effettuata nel capitolo successivo.



FIGURA 50 SCENARIO 2 APRILIA

I vari interventi esaminati porteranno ad una riduzione del 41,5% delle emissioni. Il restante 0,5% (obiettivo 42%) sarà soddisfatto acquistando energia elettrica certificata fino a raggiungere l'obiettivo pari a 4.020 tCO₂eq annue.

Con questo scenario l'obiettivo sarà quasi completamente raggiunto applicando esclusivamente gli interventi proposti.

- **Scenario 3:** pompe di calore, centrale termica di processo, chiller per aria condizionata, centrale frigorifera di processo ad ammoniacca

Energie rinnovabili -0% 	Efficienza energetica -14% 	Tecnologie alternative -25% 
	<p>NH3 chiller -10% 700 k€</p> <p>Centrale termica di processo -4% 1,5 M€</p>	<p>HP -5% 2,75 M€+2,25 M€</p> <p>Rimozione COG (Risparmio metano) -20% 300 k€</p>

* -10% NH₃ Chiller già completato

FIGURA 51 INTERVENTI SCENARIO 3 APRILIA

In questo scenario il cogeneratore viene rimosso, andremo quindi ad importare interamente da rete la quota di energia elettrica che prima da esso veniva prodotta.

In questa simulazione, si ottiene il minor consumo di gas naturale grazie allo spegnimento del cogeneratore e all'elettrificazione tramite pompe di calore. L'importazione di energia elettrica andrà a quadruplicare effettuando un confronto con la baseline del 2022 simulando il cogeneratore acceso.

Questo scenario rappresenta in modo chiaro la tendenza all'elettrificazione dei consumi finali ovvero usare l'energia elettrica come vettore per fornire servizi altrimenti soddisfatti da altre fonti energetiche. Qui si va a ridurre

fortemente il consumo di metano (pari a solo 795.190 Sm³) e di conseguenza le emissioni dirette in sito (Scope1).

La valutazione economica sarà effettuata nel capitolo successivo.

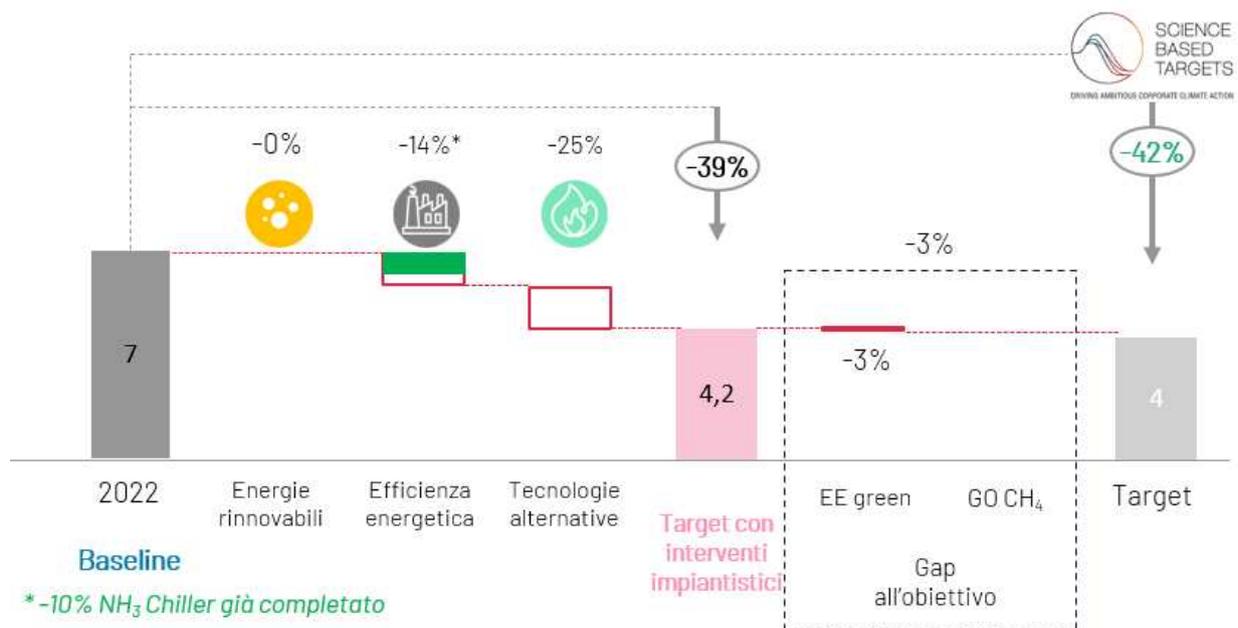


FIGURA 52 SCENARIO 3 APRILIA

I vari interventi esaminati porteranno ad una riduzione del 39% delle emissioni. Il restante 3% (obiettivo 42%) sarà soddisfatto acquistando energia elettrica certificata fino a raggiungere l'obiettivo pari a 4.020 tCO₂eq annue.

A differenza dello scenario 3 per Ancona, la rimozione dell'autoproduzione, implementata contemporaneamente agli altri interventi impiantistici, non aumenta considerevolmente la richiesta di energia elettrica certificata da rete in quanto la riduzione delle emissioni è dovuta in larga parte al nuovo chiller di processo e al metano risparmiato rimuovendo il cogeneratore.

- **Scenario 4:** revamping cogeneratore, pompe di calore, centrale termica di processo, chiller per aria condizionata, centrale frigorifera di processo ad ammoniacca

Energie rinnovabili -0% 	Efficienza energetica -28% 	Tecnologie alternative -5% 
	<p>NH₃ chiller -10% 700 k€</p> <p>Centrale termica di processo -4% 1,5 M€</p> <p>COG update -14% 1,3 M€</p>	<p>HP -5% 2,75 M€+2,25 M€</p>

*-10% NH₃ Chiller già completato

FIGURA 53 INTERVENTI SCENARIO 4 APRILIA

Nell'ultimo scenario proposto per Aprilia viene valutato un ridimensionamento del cogeneratore sostituendo l'attuale con un motore più piccolo avente una potenza elettrica pari a 660 kW. La situazione è simile allo scenario 2 (sostituzione con fuel cell) ma il cogeneratore avrà un consumo maggiore di una cella a combustibile della stessa taglia essendo meno efficiente.

La valutazione economica sarà effettuata nel capitolo successivo.

DECARBONIZATION STRATEGY FOR THE PRODUCTION PLANTS OF ANGELINI PHARMA GROUP



FIGURA 54 SCENARIO 4 APRILIA

I vari interventi esaminati porteranno ad una riduzione del 33% delle emissioni. Il restante 9% (obiettivo 42%) sarà soddisfatto acquistando energia elettrica certificata fino a raggiungere l'obiettivo pari a 4.020 tCO₂eq annue.

I benefici di questo scenario sono simili a quelli dello scenario con la fuel cell fatta eccezione per il consumo di metano maggiore in questo caso essendo il processo di combustione usato nella cogenerazione classica meno efficiente rispetto al processo delle celle a combustibile.

Dovrà essere valutato anche l'aspetto economico facendo attenzione ai costi fissi, il revamping del cogeneratore sarà di gran lunga meno oneroso rispetto ad una fuel cell.

4.2.3 CASELLA

Per lo stabilimento di Casella non sono presenti grosse inefficienze, come già anticipato negli scorsi capitoli, non sono presenti sistemi di cogenerazione di nessun tipo, l'energia termica per il processo viene prodotta tramite una caldaia e un chiller viene usato per la produzione di energia frigorifera. L'obiettivo può essere quello di elettrificare il sito andando a sostituire le utenze a metano con delle pompe di calore e dotare lo stabilimento di impianti fotovoltaici.

Per ogni scenario sarà proposto un grafico a barre che consente di confrontare la quantità totale in tCO₂eq emesse nel 2022, la percentuale di riduzione rispetto alla baseline di partenza per ogni categoria di intervento e il risultato finale ottenuto valutandoli nel loro insieme.

Se non si raggiunge l'obiettivo del -42%, verrà valutato quanto sarà ancora necessario soddisfare per ridurre le emissioni importando tra energia rinnovabile certificata e biometano.

Per lo stabilimento di Casella sono stati elaborati 2 differenti scenari, le emissioni nel 2022 sono state pari a 887 tCO₂eq.

- **Scenario 1:** pompe di calore, fotovoltaico

Energie rinnovabili -5% 	Efficienza energetica -0% 	Tecnologie alternative -3,5% 
PV -5% 180 k€		HP -3,5% 270 k€

FIGURA 55 INTERVENTI SCENARIO 1 CASELLA

Nel primo scenario per Casella viene proposta l'installazione di 100 kW di fotovoltaico (già completato nel 2023) e pompe di calore dimensionate sulla taglia dell'attuale caldaia per sostituirla e raggiungere l'obiettivo di azzeramento del consumo di gas metano, queste pompe di calore non saranno utilizzate per produrre energia frigorifera.

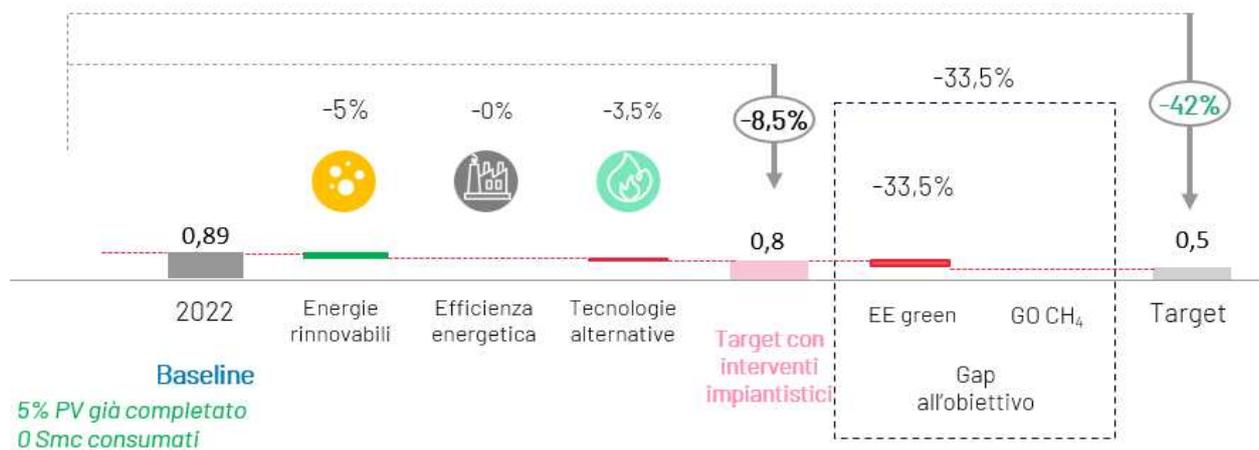


FIGURA 56 SCENARIO 1 CASELLA

Gli interventi proposti portano ad una riduzione del 8,5% delle emissioni, il restante 33,5% (obiettivo -42%) viene soddisfatto acquistando energia elettrica green fino a raggiungere l'obiettivo di emissioni annue pari a 514 tCO₂eq.

Al completamento di questi interventi si azzerano i consumi di metano per questo plant ed inoltre si potrebbe ottenere una decarbonizzazione completa acquistando per intero energia elettrica certificata o incrementando la quota di fotovoltaico.

• **Scenario 2:** fotovoltaico

Energie rinnovabili -5%	Efficienza energetica -0%	Tecnologie alternative -0%
PV -5% 180 k€		

FIGURA 57 INTERVENTI SCENARIO 2 CASELLA

Nel secondo scenario per Casella viene proposta esclusivamente l'installazione di 100 kW di fotovoltaico.

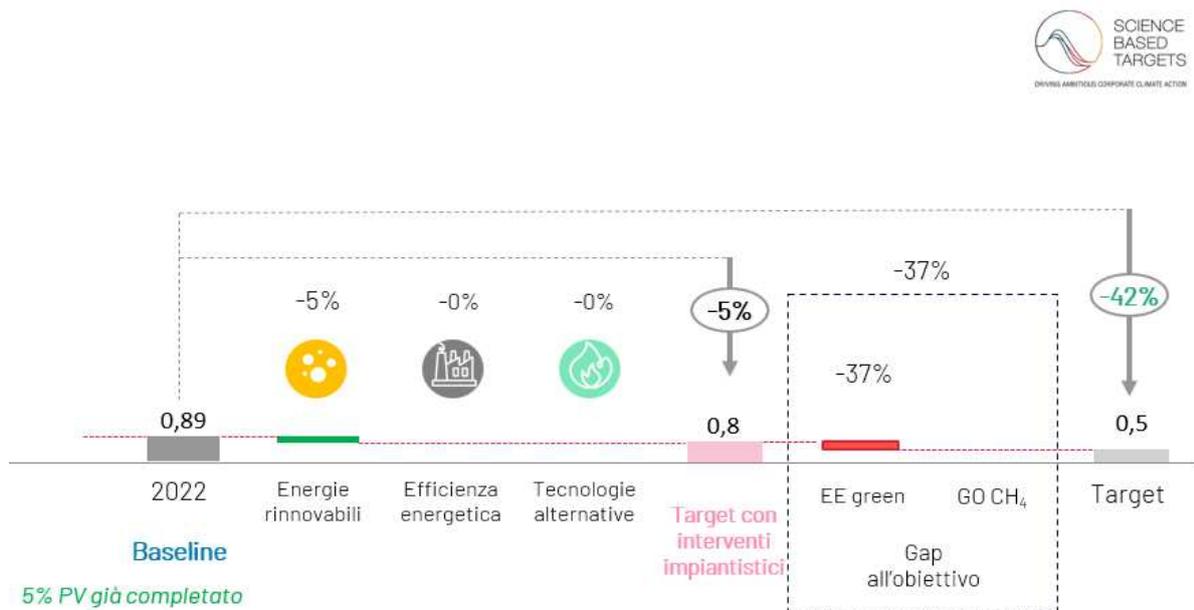


FIGURA 58 SCENARIO 2 CASELLA

Gli interventi valutati portano ad una riduzione del 5% delle emissioni, il restante 37% (obiettivo -42%) viene soddisfatto acquistando energia elettrica green fino a raggiungere l'obiettivo di emissioni annue pari a 514 tCO₂eq.

Stimando la produzione media dell'impianto fotovoltaico, esso consentirà il risparmio di soli 44 tCO₂eq annue, la riduzione delle emissioni sarà fatta per gran

parte (37%) acquistando energia certificata dalla rete, questo potrebbe aumentare i costi variabili dato il prezzo maggiore dell'energia certificata, i costi saranno esaminati nel capitolo successivo.

In conclusione, data la ridotta grandezza e produzione di questo stabilimento l'obiettivo può essere conseguito con spese molto limitate rispetto agli altri plants.

4.3 POSSIBILE IMPLEMENTAZIONE DEGLI INTERVENTI

Passando dal teorico al pratico com'è possibile attuare queste azioni?

I vari scenari sono stati elaborati considerando i differenti interventi possibili e adeguati in base ai fabbisogni di ogni stabilimento, per esempio non ha molto senso dotare Casella di un impianto di cogenerazione data la sua ridotta grandezza.

Valutare l'aspetto economico implica considerare la tipologia di costi e risparmi associati a ogni azione e determinare il tempo necessario per ottenere un ritorno sull'investimento.

Una volta definite le misure da adottare, si procede con l'allocazione delle risorse in modo accurato, tenendo conto di vari fattori come i costi di progettazione, del personale impiegato, le imprese a cui appaltare i lavori, e un eventuale extra budget per imprevisti. È fondamentale indagare le cause di eventuali scostamenti rispetto alle previsioni di costi, entrate o altri fattori.

Inoltre, vanno valutate le entrate e i risparmi previsti per sostenere l'allocazione del budget. La disponibilità del budget necessario richiede una programmazione anticipata e gli interventi di efficientamento devono essere

pianificati gradualmente negli anni a venire, suddividendo le risorse da fornire anno per anno.

La progettazione può essere appaltata a ditte esterne, gestita internamente o realizzata con una combinazione di entrambe le modalità.

Ogni scelta avrà determinati vantaggi, ad esempio quando la progettazione viene gestita internamente risulta più semplice focalizzare gli aspetti tecnici volti a efficientare manutenzioni e sviluppi futuri in quanto non è necessario rivolgersi a terzi che conoscono in maniera ridotta le peculiarità del sito. Di contro non si può progettare tutto internamente a causa delle risorse limitate e alla grandezza e durata di determinati progetti. Spesso i progetti vengono gestiti attraverso un mix delle due modalità con un team in parte esterno ed in parte interno.

L'installazione dei vari macchinari e impianti porterà inevitabilmente all'apertura di nuovi cantieri e potenziali disagi nelle aree di interesse dello stabilimento.

In alcuni casi, questi interventi potrebbero anche richiedere fermi produttivi per determinate linee, causando interruzioni temporanee delle attività produttive e possibili ritardi nelle consegne.

Per ridurre al minimo tali disagi, è essenziale pianificare con estrema accuratezza ogni fase del progetto mediante un cronoprogramma dettagliato che sfrutti i periodi di minor attività produttiva, come le pause stagionali o i periodi di manutenzione programmata, per eseguire gli interventi.

5 ANALISI ECONOMICA

In questo capitolo sarà effettuata un'analisi economica dei vari scenari. Il conseguimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni nel prossimo decennio è garantito indifferentemente da ognuno di questi scenari, la scelta sul quale possa essere migliore è compiuta valutando principalmente l'aspetto economico.

Per raggiungere questi target sarà inevitabilmente necessario investire risorse economiche sulle apparecchiature e sugli impianti per portare ad un efficientamento della produzione e ad esempio analizzare se sia economicamente vantaggioso o meno dotare il sito di sistemi di autoproduzione.

5.1 ANALISI COSTI E BENEFICI

Le valutazioni effettuate a proposito dei risparmi energetici ottenibili e i loro costi-benefici economici connessi sono state pensate valutando un costo per la materia energia stimato in base alle tendenze e previsioni fino all'anno 2027, ovviamente trattandosi di stime il prezzo reale potrebbe variare negli anni, ciò sarà fondamentale al fine di valutare i costi operativi e i risparmi associati.

Fonte/vettore energetico	Prezzo stimato
Gas naturale [€/Sm ³]	0,47
Gas naturale con garanzia d'origine [€/Sm ³]	0,91
Energia elettrica [€/kWh]	0,17
Energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili [€/kWh]	0,20

FIGURA 59 PREZZO STIMATO ENERGIA

La previsione del prezzo del gas naturale è molto difficile essendo fortemente influenzato dalla situazione geopolitica in atto, basti pensare all'incremento ottenuto a causa dello scoppio della in Ucraina.

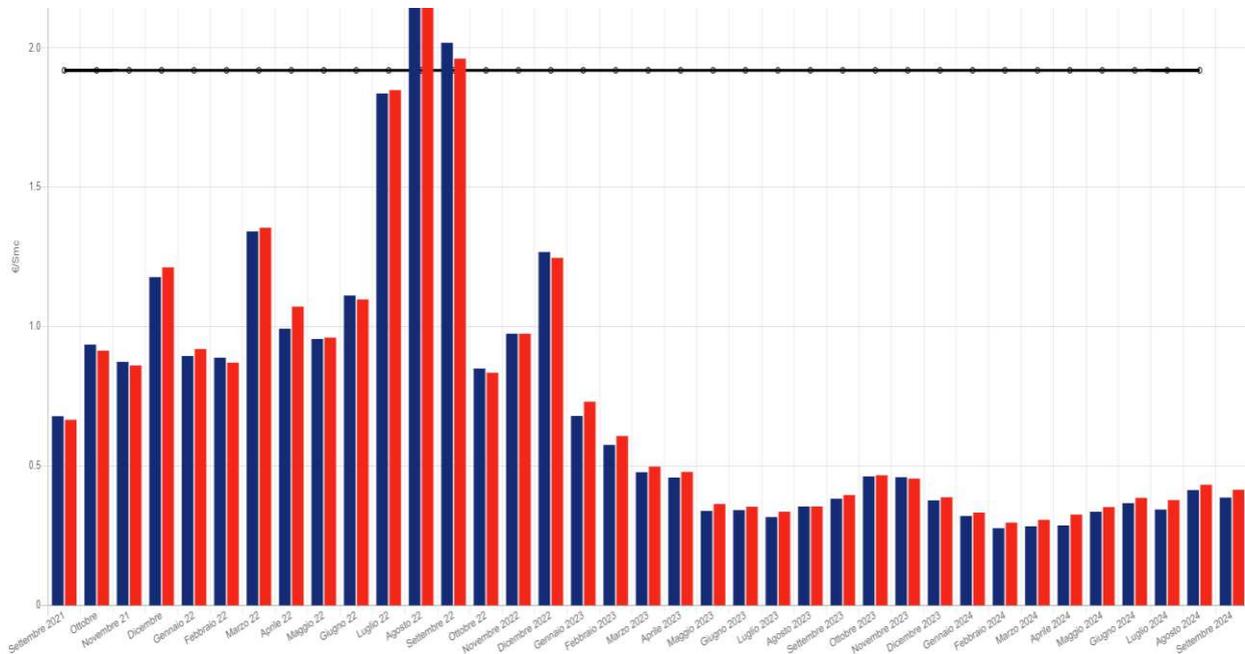


FIGURA 60 ANDAMENTO PREZZO GAS NATURALE 2021-2024 [21]

Il prezzo dell'energia elettrica è anch'esso fortemente variabile nel tempo e dipendente da numerosi fattori.



FIGURA 61 ANDAMENTO PREZZO UNICO NAZIONALE ELETTRICITÀ [22]

In questi anni la diminuzione del prezzo dell'energia elettrica è dovuta al calo dei consumi ma anche all'incremento delle fonti rinnovabili, che producono energia a costi inferiori rispetto alle centrali convenzionali.

L'Italia rispetto ad altri Paesi europei importa energia elettrica per circa un decimo dei suoi fabbisogni rendendola fortemente dipendente a livello economico da essi, ad esempio, dalla Francia con la sua elevata quota di produzione da energia nucleare.

Un altro fattore determinante è il seguente, il prezzo del gas, l'energia elettrica è infatti legata al prezzo di quest'ultimo essendo una delle principali fonti di alimentazione per la produzione di elettricità nel nostro paese.

Nel grafico sopra riportato è indicato solo il prezzo unico nazionale, esso non comprende la spesa per il trasporto e la gestione del contatore, la spesa per gli oneri di sistema, le accise e l'Imposta sul Valore Aggiunto (IVA), oneri che

saranno presenti in bolletta lato consumatore e che sono stati inclusi nel prezzo al kWh stimato, usato per calcolare i costi operativi nelle nostre simulazioni.

5.2 DESCRIZIONE CAPEX, OPEX E PBP

Di seguito la valutazione dei costi d'investimento e variabili per i vari scenari proposti in precedenza.

Il risparmio annuo viene calcolato confrontando la situazione proposta con i vari interventi e quella attuale basandosi sui consumi al 2022.

Di seguito alla denominazione dell'intervento viene riportata la riduzione di tCO₂eq in percentuale ottenuta.

Nei costi fissi che in realtà sono costi d'investimento (CAPEX) non sono valutati eventuali incentivi o agevolazioni fiscali che si potrebbero ricevere per determinate tecnologie, inoltre sono delle stime effettuate che potrebbero non corrispondere al reale costo in seguito ad ulteriori accurati approfondimenti.

5.2.1 ANCONA

OPEX 2022	3.228.480 €/anno			
	Costo interventi da fare	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Geotermico -6%	3.600.000 €	x	x	x
PV -9% (2,2M€ già spesi)	1.600.000 €	x	x	x
Riconversione circuiti -1%	800.000 €	x	x	x
HP -17%	3.000.000 €	x	x	x
Fuel cell -2%	6.800.000 €		x	
Manutenzione COG	800.000 €	x		
Rimozione COG +20%	200.000 €			x
CAPEX interventi		9.800.000 €	15.800.000 €	9.200.000 €
OPEX scenario		2.283.896 €	2.438.673 €	3.737.755 €
Risparmio annuo		944.584 €	789.807 €	- 509.275 €
Pay back period (anni)		10,37	20,00 /	

FIGURA 62 SCENARIO ECONOMICO PER LO STABILIMENTO DI ANCONA

Per lo stabilimento di Ancona, con lo scenario tre (produzione separata) si ottiene il minor investimento ma per contro elevatissimi costi in bolletta causati in larga parte dall'importazione di energia elettrica green.

Gli altri due scenari sono simili facendo riferimento ai costi variabili ma la convenienza del primo è nettamente superiore in quanto non si va ad agire sul sistema di cogenerazione, il costo di una Fuel Cell da 1 MW di potenza elettrica dimensionata per gli standard attuali si aggira intorno ai 7.000.000 €.

In questi scenari gran parte del costo variabile è rappresentato dall'acquisto di gas naturale.

I maggiori costi fissi sono rappresentati dal geotermico, la cui spesa prevede numerosi scavi, l'installazione di sonde e pipeline, pompe di calore terra-acqua. Un'altra voce di costo è rappresentata dall'impianto fotovoltaico, anche se in parte già realizzato, e dall'installazione delle pompe di calore

acqua-acqua che insieme alla riconversione dei circuiti riescono ad abbassare del 18% le emissioni di CO₂.

5.2.2 APRILIA

OPEX 2022 (COG ON)	1.401.844 €/anno				
	Costo interventi da fare	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Chiller per processo -10% (700k già spesi)	0 €	x	x	x	x
Centrale termica di processo -4%	1.500.000 €	x	x	x	x
HP reversibile -1%	2.750.000 €	x			
Fuel cell -22,5%	3.800.000 €		x		
Manutenzione COG 0%	250.000 €	x			
HP freddo+caldo -5%	5.000.000 €		x	x	x
Update COG -14%	1.300.000 €				x
Rimozione COG -20%	300.000 €			x	
CAPEX interventi		4.500.000 €	10.300.000 €	6.800.000 €	7.800.000 €
OPEX scenario		1.452.000 €	780.783 €	1.257.077 €	997.883 €
Risparmio annuo		- 50.156 €	621.061 €	144.767 €	403.961 €
Pay back period (anni)		/	16,58	46,97	19,31

FIGURA 63 SCENARIO ECONOMICO PER LO STABILIMENTO DI APRILIA

Per il plant di Aprilia il primo scenario ha costi di investimento nettamente minori perché non si va ad agire sul sistema di cogenerazione e installando come nuovo sistema di condizionamento un'unica pompa di calore reversibile sia per freddo che caldo, gli OPEX incrementano rispetto al 2022 rendendo questa opzione non conveniente.

La scelta sul quale sia la miglior proposta di intervento verte su due scenari, il due, in cui dotiamo lo stabilimento di una Fuel Cell per effettuare cogenerazione, e il quattro, dove andiamo a ridimensionare il cogeneratore installando un motore di taglia minore rimuovendo l'attuale.

In questi scenari il costo variabile maggiore è rappresentato dall'acquisto di gas naturale.

Il costo maggiore per gli interventi è rappresentato dal revamping della centrale deputata alla climatizzazione dei locali produttivi attraverso pompe di calore.

5.2.3 CASELLA

OPEX 2022	309.934 €/anno		
	Costo interventi da fare	Scenario 1	Scenario 2
PV -5% (180k già spesi)	0 €	x	x
HP -3,5%	270.000 €	x	
CAPEX interventi		270.000 €	- €
OPEX scenario		331.634 €	316.254 €
Risparmio annuo		- 21.700 €	- 6.320 €
Pay back period (anni)		/	/

FIGURA 64 SCENARIO ECONOMICO PER LO STABILIMENTO DI CASELLA

Per entrambi gli scenari non si ottiene un risparmio ma un aumento dei costi variabili dovuto alla quota di energia certificata necessaria da acquistare per raggiungere l'obiettivo.

Nel primo scenario si azzerà il consumo di metano avendo elettrificato interamente lo stabilimento.

6 CONCLUSIONI E SVILUPPI FUTURI

L'obiettivo di questa tesi è stato quello di fornire alcune possibili alternative alla situazione energetica ed impiantistica attuale, volte alla riduzione delle emissioni. Attraverso un'analisi dettagliata e specifica delle opzioni disponibili, abbiamo esplorato diverse strategie che possono contribuire a rendere i nostri sistemi energetici più sostenibili e meno dipendenti dalle fonti fossili.

L'obiettivo del gruppo Angelini Pharma è di ridurre le emissioni dirette nei prossimi anni, in linea con quanto ipotizzato dagli accordi di Parigi (raggiungimento della neutralità climatica nel 2050) si potrebbe ipotizzare come primo step una riduzione nel prossimo decennio del 42% delle emissioni rispetto al 2022.

Tale impegno non solo risponde alle crescenti pressioni normative e sociali, ma rappresenta anche una visione strategica per garantire la competitività a lungo termine e la resilienza aziendale.

Dopo aver illustrato i possibili interventi nei precedenti capitoli, è stato valutato per ogni stabilimento quale di questi scenari garantisce il miglior compromesso tra costi variabili e d'investimento.

L'efficienza energetica è un fattore chiave per la sostenibilità, in quanto permette di ottenere gli stessi risultati produttivi utilizzando meno risorse energetiche e riducendo le emissioni inquinanti.

Per ogni plant è stato valutato lo scenario migliore da implementare.

Partendo dallo stabilimento principale e analizzando i suoi consumi, per lo stabilimento di Ancona si è giunti alla conclusione che le migliori proposte sono quelle presenti nel primo scenario.

Viene mantenuto l'attuale impianto di cogenerazione, sostituendo il motore al raggiungimento delle 60.000 ore di funzionamento, si completa l'installazione del fotovoltaico, si installa un impianto geotermico per servire la palazzina mensa/uffici, pompe di calore per usi destinati al processo e per determinati ambienti con annessa riconversione da produzione di vapore ad acqua calda.

Con questo scenario si è stimato di ridurre i costi variabili di 944.584 € rispetto alla situazione del 2022 a fronte di un investimento di 9.800.000 €. Il payback period è pari a 10 anni.

Negli anni precedenti sono già stati effettuati degli interventi di efficientamento, ad esempio mediante l'installazione dei nuovi gruppi frigo, del cappotto termico per il magazzino, l'utilizzo di motori ad alta efficienza e un nuovo sistema di controllo e supervisione dei consumi.

Il plant di Aprilia presenta varie inefficienze già elencate in precedenza, in seguito alle valutazioni economiche e di diversa natura effettuate, il secondo scenario comprende i migliori interventi da effettuare.

Per lo stabilimento laziale esso comprende il nuovo chiller ad ammoniaca per il processo (installato nel 2023), le nuove caldaie che andranno a formare la nuova centrale termica di processo, la sostituzione dell'attuale impianto di cogenerazione con una nuova fuel cell più efficiente e dimensionata sui consumi futuri previsti, la nuova centrale di climatizzazione per asservire le UTA

destinate ai locali produttivi composta da una pompa di calore per il caldo e di un chiller per il lato freddo.

Con questo scenario si è stimato di ridurre i costi variabili di 621.061 € rispetto alla situazione del 2022 a fronte di un investimento di 10.300.000 €. Il payback period è pari a 17 anni.

Negli anni a venire con una maggiore diffusione delle celle a combustibile sul mercato si potrebbe ottenere una riduzione del loro prezzo.

Anche il quarto scenario garantisce buoni risparmi e ridotti costi d'investimento ma il PBP è maggiore attestandosi pari a 20 anni, questo scenario differisce dal secondo per la sostituzione del cogeneratore attuale con uno di taglia minore, così sono ridotti i costi fissi.

Per lo stabilimento di Casella, tra i due scenari proposti il secondo risulta il migliore sotto il punto di vista economico essendo caratterizzato da minor investimento e costo operativo.

Con questo scenario i costi variabili incrementano di 6.320 € rispetto alla situazione del 2022 a fronte di un investimento nullo essendo il fotovoltaico già stato completato a marzo 2024.

Attraverso l'altro scenario in cui includiamo anche le pompe di calore possiamo ottenere l'indipendenza dal gas naturale sostituendo la caldaia, portando così a termine l'elettrificazione ed eliminando le fonti fossili. Se l'energia fornita è interamente certificata, possiamo conseguire la carbon neutrality, ossia l'azzeramento delle emissioni di gas serra.

La strategia proposta è pensata per ridurre le emissioni e rendere la produzione maggiormente sostenibile, proseguendo su questa linea nei prossimi decenni l'obiettivo finale è azzerare totalmente le emissioni dirette ed indirette e raggiungere la carbon neutrality [23], fondamentale per combattere il cambiamento climatico.

Ulteriori possibili interventi per ridurre le emissioni comprendono l'isolamento termico di determinati edifici, la sostituzione del cogeneratore con le fuel cell, l'implementazione dell'idrogeno verde, autoprodotta o attraverso un'eventuale rete di approvvigionamento, o del biometano come vettore energetico per sostituire il gas naturale. Purtroppo, al giorno d'oggi i costi per produrre idrogeno verde come analizzato nel capitolo 3 sono proibitivi per stabilimenti con questi consumi.

Di pari passo l'espansione degli impianti fotovoltaici, sia all'interno che all'esterno dei perimetri industriali, non solo aumenterà l'autoproduzione di energia elettrica, ma potrà supportare la produzione di idrogeno verde, rafforzando ulteriormente la sostenibilità energetica.

È fondamentale anche continuare a formare e coinvolgere dipendenti e dirigenti in iniziative per ridurre il consumo energetico, questo è un metodo in grado di cambiare i comportamenti e la mentalità sul posto di lavoro; anche attraverso la disposizione di materiali di formazione e lezioni online, queste pratiche sono in parte già in atto e monitorate da un gruppo di lavoro multifunzionale.

Particolarmente efficace risulta l'applicazione del sistema di gestione dell'energia secondo i principi della norma ISO 50001.

Proseguendo su questa linea nei prossimi decenni, possiamo aspirare a un futuro in cui le emissioni dirette ed indirette siano completamente azzerate, contribuendo in modo significativo alla lotta contro il cambiamento climatico. Ogni passo in avanti, per quanto piccolo, è essenziale per costruire un futuro più verde e sostenibile per le generazioni future.

La strada è lunga e complessa, ma i benefici derivanti dalla mitigazione dei cambiamenti climatici giustificano ogni sforzo compiuto, oltre ai già citati risparmi economici che consentono di recuperare l'investimento.

Il momento di agire è ora, e ogni azione intrapresa rappresenta un tassello fondamentale nel mosaico del nostro futuro sostenibile.

7 **BIBLIOGRAFIA**

- [1] «Angelini Pharma-Chi siamo,» [Online]. Available: <https://www.angelinipharma.it/chi-siamo/storia/>.
- [2] IEA. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2022>.
- [3] EUR-LEX, «Protocollo di Kyoto,» [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/IT/legal-content/summary/un-climate-negotiations-kyoto-protocol-first-commitment-period.html?fromSummary=20>.
- [4] UE, «Accordo di Parigi e Green Deal europeo,» 2019. [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/it/infographics/paris-agreement-eu/#0>.
- [5] UE, «Direttiva CSRD,» 2022. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX%3A32022L2464>.
- [6] s. b. target, «SBT,» [Online]. Available: <https://sciencebasedtargets.org/how-it-works>.

- [7] «SBT Scope 1,2,3,» [Online]. Available: <https://www.myclimate.org/en/information/faq/faq-detail/what-are-science-based-targets-sbt/>.
- [8] «Emissioni di CO2 per fonte,» [Online]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Comparison-of-carbon-dioxide-CO2-emissions-per-kWh-electricity-for-different-fossil_fig1_329680852.
- [9] ENEA, «Fonti energetiche primaria,» [Online]. Available: <https://www.energiaenergetica.enea.it/glossario-efficienza-energetica/lettera-f/fonti-energetiche-primarie.html>.
- [10] GSE, «Cogenerazione ad alto rendimento,» [Online]. Available: <https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/cogenerazione-ad-alto-rendimento>.
- [11] GSE, «GSE rapporto fotovoltaico,» 2023. [Online]. Available: https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/GSE%20-%20Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202022.pdf.
- [12] CEFLA, «cogenerazione tramite fuel cell,» [Online]. Available: <https://www.cefla.com/it/inaugurato-nova-primo-impianto-di-cogenerazione-a-fuel-cell-in-europa-realizzato-da-cefla-engineering/>.

- [13] E. X, «Power Purchased Agreement,» [Online]. Available: <https://www.enelx.com/it/it/faq/che-cos-e-un-ppa>.
- [14] GSE, «Garanzia d'Origine,» [Online]. Available: <https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili/garanzia-dorigine>.
- [15] «Standard HEPA,» [Online]. Available: <https://www.phammeng.com/che-cosa-sono-i-filtri-hepa-e-come-funziona-lo-standard-di-riferimento/>.
- [16] «Mix energetico,» [Online]. Available: <https://www.gse.it/servizi-per-te/news/fuel-mix-pubblicata-la-composizione-del-mix-energetico-relativo-agli-anni-2022-e-2023>.
- [17] «Idrogeno in Europa,» 2021. [Online]. Available: https://commission.europa.eu/news/focus-hydrogen-driving-green-revolution-2021-04-14_it.
- [18] S. S. G. L. Houcheng Zhang, «Efficiency Calculation and Configuration Design of a PEM,» 2012. [Online].
- [19] Nature, «Idrogeno e transizione energetica,» [Online]. Available: <https://www.nature.com/articles/d43978-021-00110-w>.
- [20] «Decarbonizzazione e idrogeno verde,» [Online]. Available: <https://www.cdp.it/resources/cms/documents/CDP-Brief-Decarbonizzare-l-industria-italiana-qual-e-ruolo-per-idrogeno-verde.pdf>.
-

- [21] «Prezzo gas naturale,» [Online]. Available: <https://selectra.net/energia/prezzo-gas-grafico>.
- [22] G.S.E., «Prezzo elettricità,» [Online]. Available: <https://www.mercatoelettrico.org/en/tools/accessodati.aspx?returnurl=%2fen%2fesiti%2fmgp%2fesitimgp.aspx>.
- [23] U. Parliament, «Carbon Neutrality,» [Online]. Available: <https://www.europarl.europa.eu/topics/it/article/20190926STO62270/neutralita-carbonica-cos-e-e-come-raggiungerla>.
- [24] «Fotovoltaico,» [Online]. Available: <https://www.segi-milano.it/servizi/impianto-fotovoltaico/>.

Un sentito ringraziamento all'Ing. Alessandro Sessa e al Prof. Ing. Gabriele Comodi, per avermi seguito e supportato durante l'attività di tirocinio e nella stesura della tesi. Un ringraziamento speciale anche all'Ufficio Building&Utilities di Angelini Pharma per il supporto e i preziosi consigli forniti durante lo svolgimento del tirocinio.