

Eni. Risultati 2020 e Piano Strategico 2021-2024.

Analisi delle principali criticità in vista dell'Assemblea degli Azionisti del 12 maggio 2021

Principali conclusioni

RISULTATI 2020

- In seguito all'emergenza Covid, la capex (investimenti in capitale fisso) è stata ridotta del 35% nel 2020. L'impegno ad investire 4 miliardi di euro in progetti "green" nel periodo 2021-2024 è stato confermato.

- La struttura organizzativa del gruppo è stata cambiata. Ora il gruppo si compone di due "business division": natural resources (upstream, gas marketing, CCS e forestry) e energy evolution (rinnovabili, retail "gas & power", raffinerie convenzionali e bio).

- Nel 2020 sono stati prodotti 1,733 milioni di barili di olio equivalente al giorno (Mboe/d) contro gli 1,9 milioni previsti (-9%) a causa dell'emergenza Covid-19. Sono stati scoperti 400 Mboe di nuove risorse.

- E' aumentato in modo significativo l'EBIT nel trading di gas e LNG (+70%).

- Nel dicembre del 2020 Eni è entrata in Dogger Bank, in Gran Bretagna, il più grande progetto eolico offshore al mondo con il 20%, per un totale di 480 MW di potenza installata.

- E' aumentato l'EBIT del comparto retail gas & power (+17%) ed è stata acquisita un'impresa locale spagnola del settore (Aldro Energia, gennaio 2021).

- L'EBIT del comparto "bio refining & marketing" è salito del 27%.

- In generale Eni, come altri gruppi del settore oil & gas, inizia a riposizionarsi sul trading di gas, sulla vendita di gas ed elettricità alle famiglie, sulle rinnovabili e sulle bioraffinerie per ridurre le emissioni e l'intensità carbonica. Non è chiaro però quanta parte di queste attività (a parte le rinnovabili) sia, allo stato attuale, veramente "green".

PIANO STRATEGICO 2021 - 2024

- La principale novità del piano strategico 2021-2024 è il raggiungimento del target net zero (-100%) nel 2050, sia per le emissioni assolute Scope 1, 2 e 3, sia per la "carbon intensity". Il piano del 2020 prevedeva invece un abbattimento dell'80% delle emissioni assolute di gas serra e una riduzione del 55% della "carbon intensity".

- Non è chiaro il motivo per cui Eni abbia ritenuto di poter anticipare al 2050 l'obiettivo net zero. Nella presentazione agli analisti il CEO Descalzi non dà una risposta chiara.

- I cambiamenti apportati al piano del 2020 appaiono marginali e non tali, a nostro parere, da giustificare la fissazione di obiettivi di decarbonizzazione al 2050 radicalmente più ambiziosi.

- Con la revisione del piano i "carbon sink" (cattura e stoccaggio di Co2 e progetti di conservazione forestale o riforestazione) - e quindi i progetti di compensazione delle emissioni - peseranno per il 20% dell'abbattimento totale, mentre nel 2020 pesavano per circa il 9%.

- Ciò è dovuto, in particolare, alla fissazione di obiettivi molto più ambiziosi sul CCS (cattura e stoccaggio di Co2), da 5 MTPA a 50 MTPA al 2050.

- La parte più sostanziale (80%) dell'abbattimento delle emissioni continuerà ad essere garantito dal cambiamento nel mix di produzione a monte, sul quale però le informazioni fornite da Eni continuano ad essere molto aleatorie.

- L'abbattimento delle emissioni, in termini relativi e assoluti, si concentra in particolare nel periodo dopo il 2030. Fino al 2030 si ridurranno le emissioni nette totali solo del 25% e l'intensità carbonica di appena il 15%. Quindi per altri 10 anni Eni avrà un impatto sul clima molto vicino a quello che ha oggi. L'emergenza climatica imporrebbe una riduzione di emissioni più sostenuta già nei prossimi 10 anni.

- Nel decennio 2040-2050 si abatteranno il 35% delle emissioni assolute e il 60% delle emissioni relative ("carbon intensity"). In sostanza Eni sposta in avanti, nell'ultimo "miglio", una parte rilevante degli sforzi di riduzione delle emissioni, basandosi su un mix di produzione energetico non ancora definibile e su tecnologie (come il CCS e la produzione di idrogeno blu) la cui sostenibilità ambientale è discutibile.

- Nella conferenza con gli analisti il CEO Descalzi si limita dichiarare che: «la completa decarbonizzazione dei nostri prodotti e operazioni è realizzabile attraverso tecnologie che già esistono e che sono già state provate».

- Gli esempi di tecnologie portati dal CEO sono: le bioraffinerie (per le quali, però, gli obiettivi di produzione non sono cambiati rispetto al 2020); l'economia circolare (per la quale non si fornisce alcun obiettivo); le rinnovabili e la sinergia con la vendita di elettricità alle famiglie; l'idrogeno blu e verde (sui quali non si forniscono obiettivi).

- L'idrogeno, in particolare quello "blu", che si ottiene dal gas tramite la cattura e lo stoccaggio della Co2, sarebbe cruciale per ridurre le emissioni di Co2 delle bioraffinerie e di altre - non meglio specificate - attività "energy intensive" di Eni.

- Il ruolo dell'idrogeno (blu) all'interno del nuovo piano di decarbonizzazione di Eni è diventato molto più importante rispetto al piano precedente (2020), come dimostra l'incremento sostanziale dell'obiettivo di assorbimento di Co2 tramite CCS al 2050 (da 5 MTPA a 50 MTPA).

- Ciò è dovuto, probabilmente, alla nuova "strategia nazionale sull'idrogeno" che prevede 10 miliardi di investimenti, di cui la metà pubblici, che preferisce l'idrogeno verde (generato dalle energie rinnovabili) al blu (generato dal gas) ma non prevede nessun divieto per chi volesse produrre l'idrogeno blu.

- Nonostante il ruolo dell'idrogeno blu nel piano di decarbonizzazione 2021 di Eni sia un'altra grande novità rispetto al piano 2020, la società non spiega quanto contribuirà ad abbattere le emissioni, né in termini assoluti né relativi. E non si pone obiettivi di alcun tipo sulla sua produzione.

- Il CCS e l'idrogeno blu (quest'ultimo indirettamente) sono stati recentemente criticati dallo stesso CEO di Eni Francesco Starace. Il CCS sarebbe una tecnologia "in giro da 20 anni, con notevoli problemi e difficoltà". Per Starace "si farebbe prima ad abbattere i costi degli elettrolizzatori (per creare idrogeno verde, ndr) che risolvere i problemi del CCS (per creare idrogeno blu, ndr)".

- Starace è molto critico anche nei confronti del trasporto dell'idrogeno, considerato "incredibilmente energivoro". Non è chiaro se Eni utilizzerà solo idrogeno blu prodotto in loco o prevede anche di trasportarlo, per esempio per far funzionare le bio-raffinerie.

- In generale, l'idrogeno blu è pur sempre un derivato di una fonte fossile (il gas). Come ha dichiarato il prof. Angelo Gagliani di Emergenza Climatica: "con l'idrogeno le aziende fossili vogliono passare dal greenwashing al bluewashing".

- Oggi l'idrogeno verde ha un prezzo che varia tra 5,5 e 11 euro al chilo, ma si stima che possa rapidamente scendere su valori di circa 3 euro al chilo. Quello blu costa tra 3 e 4 euro e dovrebbe rimanere costante. Per combattere in modo più efficace i cambiamenti climatici Eni dovrebbe investire in idrogeno verde, non blu.

- Il nuovo piano di decarbonizzazione di Eni (2021) si basa in modo a nostro parere sproporzionato sul CCS e sulla produzione di idrogeno blu.

- Un'altra novità del piano 2021, rispetto al piano 2020, è il raggiungimento del plateau di produzione di idrocarburi (nel 2025, anno dopo il quale la produzione inizierà a scendere) a un livello di produzione di 2,2 milioni di barili (inferiore del 10% rispetto al piano precedente).

- Nonostante ciò, la produzione di idrocarburi continuerà a crescere dal 2019 al 2025 (anche se non più del 23% ma del 12%). Quindi Eni impiegherà ancora 5 anni a raggiungere il picco di produzione (mentre dovrebbe averlo già raggiunto, considerando l'emergenza climatica) ma lo raggiungerà a un livello di

produzione più basso di quanto preventivato nel 2020, a causa degli effetti della pandemia.

- La crescita nella produzione di idrocarburi continuerà comunque, per tutta la durata del piano (2021-2024), con una media del 4% all'anno (CAGR), superiore al 3,5% medio annuo previsto l'anno scorso per il periodo 2019-2025.

- Buona parte della capex (investimenti in capitale fisso) nel piano 2021-2024 sarà ancora destinato ai combustibili fossili (65%). Solo il 20% sarà destinato ad attività green (non meglio definite).

- Per Eni l'esplorazione e produzione di petrolio e gas deve aumentare, fino al plateau, e comunque continuare anche successivamente al suo raggiungimento (pur se diminuendo in modo graduale) per produrre la liquidità necessaria alla transizione energetica. Quindi Eni alimenta il piano di decarbonizzazione aumentando (fino al 2025) la produzione di combustibili fossili e continuando a produrli comunque fino al 2050.

- Il riposizionamento sul gas, a partire dal 2024, e in seguito il focus sull'idrogeno blu faranno sì che Eni, nonostante la decarbonizzazione, molto probabilmente continuerà a rimanere un gruppo con un DNA fossile.

- Eni ha rispolverato il "dual exploration model": il modello di esplorazione duale, basato sull'esplorazione di nuovi giacimenti per poi venderne delle quote ad altri operatori e ottenere liquidità nel breve periodo.

- L'esplorazione duale porta comunque all'estrazione di nuovi combustibili fossili, le cui emissioni escono poi, in parte, dal perimetro di Eni ma finiscono inevitabilmente in capo ad altre società. Per il clima gli impatti sono comunque complessivamente negativi.

- Nella presentazione agli analisti del febbraio 2020 si è insistito molto anche sul ruolo delle bioraffinerie, il cui contributo alla decarbonizzazione, sia in termini assoluti sia di intensità carbonica, è strettamente legato alla produzione di idrogeno blu (il carburante che dovrebbe farle funzionare).

- Il volume di produzione delle bio-raffinerie sarebbe destinato a raddoppiare, a 2 Mton, già entro il 2024, alla fine del piano, con l'obiettivo di conquistare oltre il 10% del mercato dei biocarburanti per l'aviazione (bio-jet fuel).

- Le bioraffinerie comprenderanno inizialmente materie prime di scarto sui mercati (UCO, POME, Tallow). Alcuni di questi prodotti (UCO e POME su tutti) sono controversi: ci sono seri dubbi sulla loro sostenibilità. Il POME (palm oil mill effluent) avrebbe gli stessi impatti negativi dell'olio di palma.

- Per rendere sostenibili e redditizie le bioraffinerie, Eni dovrà in futuro verticalizzare le catene di approvvigionamento. Eni dovrebbe diventare una società che raccoglie capillarmente e lavora scarti agricoli (in Italia e Nord Africa in base ai piani della società). Abbiamo dei dubbi sulla fattibilità di un progetto

del genere. Anche perché Eni, su questo fronte, entrerà necessariamente in competizione con altre compagnie petrolifere, che stanno seguendo piani di decarbonizzazione simili.

- Gli obiettivi sulle rinnovabili non sembrano essere particolarmente ambiziosi, soprattutto se confrontati con quelli di Total, che prevede una capacità installata di 35 GW entro il 2025 (mentre per Eni l'obiettivo è 15 GW al 2030 e oltre 25 GW nel 2035, in presenza però di emissioni totali da abbattere superiori del 18% rispetto a quelle di Total).

- E' poi discutibile che buona parte della capacità installata nelle rinnovabili verrà, a quanto pare, da fusioni e acquisizioni, in particolare a partire dal 2024. In questo modo c'è il rischio che i MW acquistati siano solo spostati da un'impresa all'altra, senza creare capacità aggiuntiva.

ASPETTI POSITIVI

- Una novità molto rilevante del nuovo piano strategico di Eni 2021-2024 è rappresentata dall'inclusione dei nuovi target di decarbonizzazione nella politica di remunerazione del management, in particolare per quanto riguarda gli incentivi a lungo termine basati su azioni, nel piano 2020-2022.

- La crescita delle rinnovabili procede secondo il piano illustrato nel 2020. Nel 2021 si parla di capacità installata di 60 GW al 2050, contro gli "oltre 55 GW" del piano precedente. E' significativo che Eni abbia iniziato a investire nell'eolico offshore. Buona parte della capacità installata nelle rinnovabili verrà da fusioni e acquisizioni, in particolare a partire dal 2024.

- Un importante passo avanti nella definizione degli obiettivi del piano di Eni è la pubblicazione di target intermedi per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, cosa che avevamo richiesto espressamente nel 2020.

- Lo stesso vale per gli obiettivi di capacità installata nelle rinnovabili, dettagliati al 2024, 2025, 2030, 2035 e 2050. Mentre per i "carbon sink" (CCS e forestry) gli obiettivi continuano ed essere indicati su orizzonti temporali più ampi.

- Nella sezione "Road to 2050" del sito di Eni è possibile seguire il raggiungimento degli obiettivi anno per anno. Questo è sicuramente un passo avanti rispetto al piano presentato nel 2020.

SINTESI DEL PIANO DI DECARBONIZZAZIONE DI SHELL

- Anche Shell programma di abbattere la "carbon intensity" e le emissioni totali in termini assoluti (Scope 1, 2 e 3) del 100% entro il 2050. L'abbattimento della "carbon intensity" si concentrerà negli ultimi 15 anni (analogamente a quanto prospettato da Eni).

- Il percorso di abbattimento della "carbon intensity" è simile a quello di Eni, anche se in anticipo di 5 punti percentuali sul 2030 (-20% vs -15%) e di 5% e

cinque anni nel 2035 (-45% di Shell al 2035 vs -40% di Eni nel 2040).

- Anche il percorso di abbattimento delle emissioni di gas serra in termini assoluti è simile a quello di Eni, con alcune interessanti differenze.

- La produzione di petrolio per Shell ha già raggiunto il suo picco (quello che Eni chiama "plateau") nel 2019 e, da allora, si dovrebbe ridurre dell'1-2% all'anno.

- Shell esclude nuove esplorazioni "frontier" (deepwater, ecc.) dopo il 2025. Eni non si è posta obiettivi di questo tipo.

- Anche Shell si propone di sostituire il petrolio con il gas nel mix dell'upstream, anche se con 6 anni di ritardo rispetto ad Eni (probabilmente perché Shell parte già da un mix più sbilanciato sul petrolio).

- Anche Shell, come Eni, prevede di diventare sempre di più una società retail, sia per la vendita di energia, sia per i biocarburanti.

- Per i biocarburanti si prevede un aumento di "8 volte" entro il 2030.

- In proporzione delle emissioni da abbattere (che per Shell sono più del triplo rispetto a quelle di Eni), gli investimenti previsti in CCS hanno all'incirca la stessa dimensione per Shell e per Eni (al 2030-2035). Shell evita di fissare obiettivi precisi per le varie attività al 2050: buona parte degli obiettivi sono fissati al 2030-2035.

- Shell punta molto di più sui progetti di forestry rispetto ad Eni, raggiungendo in percentuale gli stessi obiettivi di Eni al 2050 nel 2030, quindi vent'anni prima. Shell non fa riferimento esplicito a progetti Redd+.

- Anche Shell finanzia la decarbonizzazione con il cash proveniente dall'upstream.

- Shell punterà molto sul trading di LNG, che sarà reso "carbon neutral", per i clienti con "net zero ambitions", tramite compensazioni da progetti di forestry.

- Anche Shell vuole puntare sull'idrogeno "pulito", con una quota di mercato "a doppia cifra" entro il 2030. "Pulito" per Shell significa sia idrogeno verde, sia idrogeno bly, prodotto a partire dal gas naturale con il CCS.

- Anche per Shell la capex attuale è principalmente focalizzata sull'upstream, anche se in misura minore rispetto ad Eni (42% vs 65%). La quota di capex destinata all'upstream si ridurrà al 25-30% dopo il 2025.

- Shell non fornisce obiettivi di capacità installata per lo sviluppo delle rinnovabili da oggi al 2050.

SINTESI DEL PIANO DI DECARBONIZZAZIONE DI TOTAL

- Total programma di abbattere tutte le emissioni (Scope 1, 2 e 3) in termini assoluti "entro il 2050 o prima". Per lo Scope 3, si fa riferimento però solo ai prodotti energetici usati dai clienti del gruppo in Europa.
- Per la "carbon intensity" si parla di un obiettivo di riduzione globale (Europa e Paesi extraeuropei) al 2050 di almeno il 60%.
- Gli obiettivi sono meno ambiziosi rispetto a quelli fissati da Eni e Shell. E sono fissati su intervalli di dieci anni, analogamente a quanto si è visto per Eni.
- Per realizzare i suoi obiettivi, Total, come Eni e Shell, si propone di diversificare il mix energetico, riducendo le vendite di prodotti petroliferi e aumentando le vendite di gas e elettricità. E' significativo che Total si ponga obiettivi chiari di mix energetico per il 2030, cosa che non sembrano voler fare né Eni né Shell.
- Total punta molto sugli investimenti in energie rinnovabili, con una capacità installata di 35 GW entro il 2025 (si veda sopra).
- Total sarà attiva (come Shell) anche nella mobilità elettrica, grazie a una joint venture con il gruppo PSA per sviluppare la produzione di batterie per veicoli elettrici, sfruttando il know-how e la capacità produttiva dell'affiliata Saft, un produttore di batterie acquisito nel 2016.
- Anche Total investirà in "carbon sink" (CCS e forestry) con obiettivi simili a quelli di Eni in percentuale sul totale delle emissioni da abbattere.
- La diversificazione del mix energetico si raggiungerà, anche per Total, puntando sul gas LNG e sull'idrogeno blu (dal gas tramite CCS) e verde (da energie rinnovabili). Non sono forniti però obiettivi di crescita per nessuna delle due fonti.
- In generale, gli obiettivi forniti da Total sono molto più vaghi (rispetto ad Eni e Shell) e si fermano al 2030. Non sono forniti obiettivi precisi di capex su upstream ed energie verdi.
- Nell'ultima presentazione agli investitori si parla di un capex del 20% per rinnovabili ed elettricità ma non si specifica come sarà investito il rimanente 80%, dedicato - presumibilmente - ai combustibili fossili.

Piano Strategico 2021 - 2024

Il 19 febbraio 2021, in una conference call con gli analisti finanziari, Eni ha presentato:

- i risultati del 2020;
- il piano strategico 2021 - 2024.

In questa prima parte dell'analisi ci si concentrerà sul piano strategico 2021-2024, sulla base della presentazione del 19 febbraio e della sessione di domande

e risposte con gli analisti che ne è seguita e si cercheranno di individuare i principali elementi di criticità. Si presenteranno in modo sintetico anche i risultati del 2020.

In particolare, sono state analizzate:

- la presentazione power point "2021-2024 Strategy"¹;
- la trascrizione della presentazione e della sessione di domande e risposte "Conference call transcript - 2021 - 2024 Strategy", ivi inclusa la sessione di domande e risposte (alla presentazione, a cura del CEO Claudio Descalzi e del CFO Francesco Gattei, sono seguite le domande di 12 analisti e le risposte del CEO, del CFO, del COO Energy Evolution Giuseppe Ricci e del COO Natural Resources Alessandro Puliti)²;
- la Relazione Finanziaria Annuale 2020³;
- la Politica di remunerazione 2020⁴.

Risultati 2020

Nella sua presentazione, il CEO di Eni Claudio Descalzi ha evidenziato, in particolare, i seguenti punti relativamente ai risultati del 2020:

- riduzione della capex (capital expenditure) del 35% rispetto alla guidance originaria del 2020;
- taglio dei costi per 1,9 miliardi di euro rispetto alla situazione pre-covid;
- spostamento della FID (decisione finale di investimento) per grandi progetti upstream;
- supposto aumento del capex (organico) su progetti "green" (a 4 miliardi di euro nel periodo 2021-2024; in realtà si tratta della stessa cifra stanziata per il periodo 2020-2023).

Nel corso del 2020 è stata anche cambiata la struttura organizzativa del gruppo, che si compone ora essenzialmente di due "business division":

- a) **Natural resources**, che integra l'upstream con le operazioni di "gas marketing" (gas e LNG), il CCS/CCUS e le attività di forestry (REDD+);

1

<https://www.eni.com/assets/documents/eng/investor/presentations/2021/strategy-4q-2020/strategy-2021-2024.pdf>

2

<https://www.eni.com/assets/documents/eng/investor/presentations/2021/strategy-4q-2020/Transcript-Eni-Strategy-2021-2024.pdf>

³ <https://www.eni.com/assets/documents/ita/bilanci-rapporti/2020/Relazione-finanziaria-annuale-2020.pdf>

⁴ <https://www.eni.com/assets/documents/governance/2020/eng/Remuneration-Report-2020.pdf>

b) **Energy evolution**, che riunisce le attività sulle rinnovabili, il retail "gas & power", le raffinerie convenzionali e bio.

La divisione **Natural resources** ha prodotto 1,733 milioni di barili di olio equivalente al giorno (Mboe/d) contro gli 1,9 milioni previsti a fine febbraio 2020 (-9%), prima dello scoppio della pandemia da Covid-19.

Sono stati scoperti 400 Mboe di nuove risorse in Egitto, Angola, Messico, Vietnam ed Emirati Arabi Uniti.

E' aumentato in modo considerevole l'EBIT (utile operativo prima degli interessi e delle imposte) del comparto gas & LNG (acquisto e vendita di gas; +70%).

L'offset di Co2Eq da forestry (REDD+) è stato pari a 1,5 MTON, grazie alla partecipazione al Luangwa Community Forest Project in Zambia⁵ (l'obiettivo al 2025, fissato nel piano 2020 è circa 10 MTON).

E' stata ottenuta una licenza per il CCUS (Carbon Capture Utilisation and Storage) in Gran Bretagna.

La divisione **Energy evolution** avrebbe raggiunto 1 GW di capacità installata nelle rinnovabili (apparentemente in anticipo rispetto al piano 2020, che prevedeva 0,4 GW per lo stesso anno e 1 GW per il 2021). In realtà si parla di 300 MW di capacità installata (307 MW riportati in bilancio⁶) «con la partenza di nuovi progetti in Italia e Kazakhstan» e «700 MW in fase di sviluppo, attraverso importanti joint venture negli USA e in Gran Bretagna, dove siamo entrati con una quota importante in Dogger Bank, il nostro primo progetto eolico offshore (e il più grande al mondo)».

L'entrata di Eni in Dogger Bank, con il 20% delle prime due fasi (su tre) di costruzione (A e B), per un totale di 480 MW di capacità installata, è stata comunicata nel dicembre del 2020, per essere perfezionata all'inizio del 2021. Dogger Bank A e B inizieranno a produrre energia rispettivamente nel 2023 e nel 2024.

E' aumentato del 17% l'EBIT del retail gas & power (vendita ai consumatori finali di gas ed energia elettrica), «che in futuro sarà in grado di vendere energia verde ai propri clienti».

Nel gennaio del 2021 Eni è entrato nel mercato retail gas & power spagnolo, acquisendo un'impresa locale, Aldro Energia, e «sviluppando tre nuovi impianti solari». Come commentato da Reuters, «Eni, che come altri gruppi del petrolio e del gas sta investendo molto nella transizione energetica, ha messo il comparto

⁵ In particolare, nel novembre 2020 è stata conseguita la prima generazione di crediti di carbonio dal progetto Luangwa Community Forest Project nella Repubblica dello Zambia per la compensazione di emissioni GHG equivalenti a 1,5 milioni di tonnellate di Co2 (Cfr. Eni, Relazione Finanziaria Annuale 2020, pag. 44. Link: <https://bit.ly/32BDAMk>)

⁶ Cfr. Eni, Relazione Finanziaria Annuale 2020, pag. 149. Link: <https://bit.ly/32BDAMk>

⁷ <https://doggerbank.com/press-releases/dogger-bank-wind-farm-announces-eni-as-new-partner-for-phases-a-and-b/>

retail (gas e luce) al centro delle sue operazioni e mira ad avere più di 20 milioni di clienti nel comparto entro il 2050»⁸.

L'EBIT del comparto "bio refining & marketing" è salito del 27% a 550 milioni di euro.

Piano strategico 2021-2024

La presentazione del piano strategico 2021-2024 si è aperta con una novità: il target net zero sarà raggiunto nel 2050, sia per le emissioni assolute Scope 1, 2 e 3, sia per la "carbon intensity". Il piano presentato nel 2020 prevedeva invece un abbattimento dell'80% delle emissioni assolute di gas serra e una riduzione del 55% della "carbon intensity". Con il nuovo piano, entrambi gli indicatori saranno ridotti del 100%.

Come si spiega questo cambiamento radicale negli obiettivi al 2050? Nella presentazione agli analisti finanziari il CEO Descalzi non dà una risposta chiara.

Confrontando gli obiettivi al 2050 presentati nel 2020 con quelli aggiornati nel 2021, si riscontra che:

- Al 2050 cambierà la percentuale di gas sul totale dell'upstream dall'85% a più del 90% al 2050;
- La capacity delle bio-raffinerie aumenterà di cinque volte rispetto al valore attuale (2020), che è pari a 1,1 MTPA. Quindi si tratterebbe di 5,5 MTPA al 2050, che non sono però molto lontani dai 5 MTPA del piano precedente;
- Per le rinnovabili si parla ora di 60 GW di capacità installata (contro gli «oltre 55 GW» del piano precedente);
- Per il mercato retail (Eni Gas & Luce, che al 2050 dovrebbe vendere alla clientela retail quasi esclusivamente prodotti verdi) si parla di "oltre 20 milioni di clienti", che però è lo stesso numero fissato come obiettivo nel 2020.

Per quanto riguarda i progetti di "carbon sink", gli obiettivi sono stati ridefiniti in questo modo:

- Il Carbon Capture and Storage (CCS) passa da 5 MTPA⁹ a 50 MTPA¹⁰;
- L'assorbimento dei gas serra tramite investimenti in progetti REDD+ (forestry) passa da "oltre 30" MTPA a 40 MTPA.

In generale i "carbon sink", che nel piano del 2020 pesavano per circa il 9% dell'abbattimento dell'80% di emissioni in termini assoluti al 2050 (su valori 2018), in base ai nostri calcoli peserebbero ora circa il 20% sull'abbattimento

⁸ <https://www.reuters.com/article/aldro-energia-ma-eni-idUSL8N2K02GI>

⁹ <https://www.eni.com/static/eni-stories/eni-stories-52/>

¹⁰ Si segnala un nuovo obiettivo intermedio sul CCS di 7 MTPA al 2030 sui progetti CCS Adriatic Blue di Ravenna e Liverpool Bay in Gran Bretagna. Cfr. Eni, Relazione Finanziaria Annuale 2020, pag. 13. Link: <https://bit.ly/32BDAMk>

totale delle emissioni al 2050. La percentuale è ottenuta dal rapporto tra i 90 MTPA che si prevedono di assorbire con i carbon sink al 2050 e le 439 MTPA di emissioni totali (Net GHG Lifecycle) di Eni al 2020.

		2020	2019	2018	Target
Net Carbon Footprint upstream (Scope 1 + Scope 2 GHG emissions)	(million tonnes CO ₂ eq.)	11.4	14.8	14.8	UPS Net zero 2030
Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1, 2 and 3) ^(a)		439	501	505	Net zero 2050
Net Carbon Intensity (Scope 1, 2 and 3) ^(a)	(gCO ₂ eq./MJ)	68	68	68	Net zero 2050
Renewable installed capacity	MW	307	174	40	60 GW 2050
Capacity of biorefineries ^(b)	(million tonnes/year)	1.11	1.11	0.36	5/6 million tonnes/year 2050

(a) The methodology for calculating Scope 1+2+3 emissions associated to the value chain of energy products sold, has been enhanced in order to better represent Scope 3 end-use emissions; 2019 and 2018 data are updated accordingly.

(b) Installed capacity of Gela biorefinery has been updated to 750 ktonnes/y due to a review of KPI calculation method (2019 data updated accordingly).

Tabella 1. Emissioni totali di Eni, intensità carbonica, capacità installata nelle rinnovabili e capacità delle bio-raffinerie di Eni nel 2020, 2019 e 2018 e relativi target (come parte dei KPIs per il management). Fonte: Eni, Annual Report 2020.

Ciò significa che la parte del leone (80%) nell'abbattimento delle emissioni continuerà a farla il cambiamento del mix di produzione a monte (si veda la domanda 4.2 rivolta a Eni prima dell'assemblea del 2020¹¹).

Ma è proprio sul cambiamento del mix di produzione che le informazioni fornite da Eni sono ancora molto aleatorie.

Nella conferenza con gli analisti il CEO Descalzi si limita a fornire informazioni generiche: «la completa decarbonizzazione dei nostri prodotti e operazioni è realizzabile attraverso tecnologie che già esistono e che sono già state provate». Gli esempi di tecnologie portati dal CEO sono:

- le bioraffinerie, per le quali però gli obiettivi di produzione al 2050 non sono cambiati rispetto al 2020 (come si è visto sopra);
- l'economia circolare, con un «largo uso di biogas e il riciclo di rifiuti organici e inorganici» (per la quale, però, non si forniscono target);
- efficienza e soluzioni digitali nelle operazioni e nei servizi ai clienti;
- capacità installata nelle rinnovabili e sinergie con la vendita di elettricità ai clienti retail;
- idrogeno blu e verde «per ridurre le emissioni di Co2 nelle nostre bio-raffinerie (alimentando le stesse raffinerie ad idrogeno) e in altre attività per le quali l'abbattimento delle emissioni è più difficile (attività di Eni particolarmente "energy intensive").

Il focus sull'idrogeno blu

A quanto si capisce dalle risposte date agli analisti, l'**idrogeno blu**, sul quale non si fornisce però alcun tipo di obiettivo, sarebbe strategico per almeno due motivi:

¹¹ <https://www.eni.com/assets/documents/governance/2020/ita/Domande-e-Risposte-prima-Assemblea-13-maggio-2020.pdf>

- Eni sarebbe il principale cliente di se stessa, perché l'idrogeno blu sarebbe utilizzato, appunto, per far funzionare le bioraffinerie (o altre attività molto "energy intensive" del gruppo), senza produrre emissioni.

Ecco come spiega questo punto il CEO Descalzi nel corso della conferenza con gli analisti, rispondendo a una domanda dell'analista di Bernstein Oswald Clint:

«parliamo di idrogeno, quindi di idrogeno blu: saremo noi il primo produttore e il primo consumatore di idrogeno. Quindi siamo il cliente di noi stessi per tutto l'idrogeno blu. Poi stiamo anche parlando con grandi industrie, soprattutto in Nord Italia dove ci hanno richiesto i nostri servizi per la cattura del carbonio. Qualche industria è interessata anche per l'idrogeno, chiaramente non adesso, perché l'idrogeno verde è troppo costoso. Ma il nostro idrogeno blu è molto vicino a quello che chiamiamo idrogeno grigio, che produciamo con il nostro gas. (E' molto economico), perché il nostro CCS è molto economico».

Quindi una parte, che sembra essere rilevante - anche se non è quantificata - della decarbonizzazione di prodotti e processi produttivi, dipenderebbe dall'idrogeno blu, che si ottiene attraverso la cattura del diossido di carbonio (CCS). Senza idrogeno blu, a quanto sembra di capire, non si potranno avere bioraffinerie con emissioni nette pari a zero, né si potranno decarbonizzare altri, non meglio specificati, processi produttivi "energy intensive".

Su questo punto, che è un driver fondamentale per innescare processi di decarbonizzazione all'interno del gruppo Eni, il piano della società si basa su una fiducia incrollabile sulla capacità di produrre idrogeno blu dai progetti di CCS. Di quanto sarebbe spostato in avanti l'obiettivo Net Zero se uno o più di questi progetti non dovessero realizzarsi nel modo desiderato? Al momento pare che non siano stati individuati piani alternativi. E, al tempo stesso, non è noto l'ammontare di emissioni che sarebbero abbattute grazie all'impiego di idrogeno blu nei processi produttivi.

Il secondo motivo dell'importanza dell'idrogeno blu è collegato al primo. E si riflette nei nuovi obiettivi sull'intensità carbonica.

ENI NET ZERO EMISSIONS BY 2050

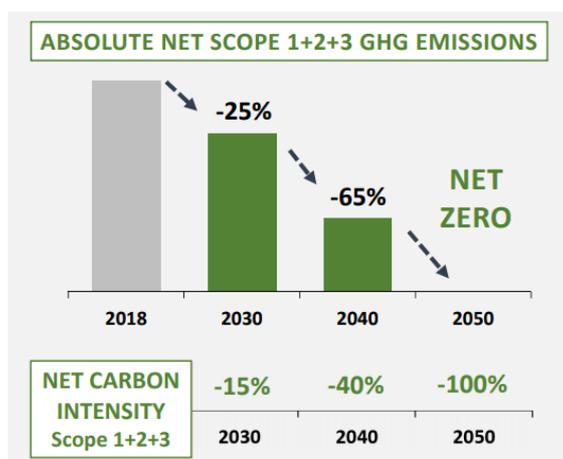


Grafico 1. I nuovi obiettivi di riduzione delle emissioni e dell'intensità carbonica di Eni.
Fonte: Eni, Strategy Presentation 2021-2024 and 2020 Results, 19 febbraio 2021.

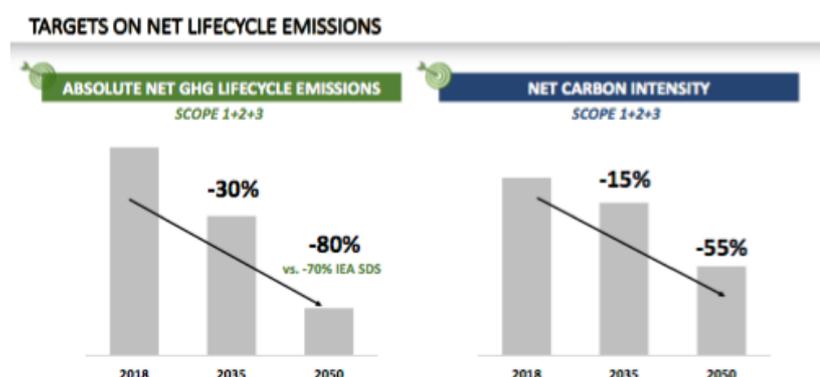


Grafico 2. I precedenti obiettivi di riduzione delle emissioni e dell'intensità carbonica di Eni. Fonte: Eni, Conference call con gli investitori, 28 febbraio 2020.

Come si vede dai due grafici, estratti dalle presentazioni agli analisti di Eni del 2021 e del 2020, la riduzione dell'intensità carbonica prevista nel 2020 per il 2050 era pari a 55%, mentre nel 2021 è totale: -100%.

Nel corso della conferenza, l'analista di Goldman Sachs Michele Della Vigna pone una domanda molto interessante a Eni, sulla diversa rapidità con la quale si riducono le emissioni in termini assoluti e in termini di intensità carbonica (da piano 2021). In effetti, le emissioni assolute diminuiscono del 65% fino al 2040, mentre l'intensità carbonica cala solo del 40% nello stesso anno.

«Ho una domanda sulla riduzione delle emissioni. Si può vedere che le emissioni assolute scendono circa il 60% più velocemente dell'intensità carbonica, sia al 2030 che al 2040. Mi chiedo quale sia il motivo. Questo significa effettivamente che probabilmente venderete volumi di energia più bassi entro il 2030? Però avete ancora chiaramente un piano di crescita fino al 2024. Quindi mi chiedevo quale fosse l'ipotesi di volume complessivo»

Il CFO Francesco Gattei risponde in questo modo:

«Quello che possiamo dire chiaramente è che partiamo con presupposti diversi rispetto all'anno scorso. Prima di tutto, abbiamo un profilo di produzione più basso. Raggiungeremo 2 milioni di barili al giorno alla fine del piano e 2,1 milioni nel 2025 e questo è il livello con cui raggiungeremo il plateau (...) che abbiamo descritto l'anno scorso. Quindi è praticamente il 10% in meno. E hai anche ragione sul fatto che abbiamo, diciamo, una visione più conservativa sulla crescita del GNL (Gas Naturale Liquido)».

Quindi Eni conferma che le emissioni totali caleranno più rapidamente perché (anche in seguito all'emergenza Covid-19) si produrranno meno barili al giorno nell'anno del raggiungimento del plateau (2025, dopo il quale la produzione dovrebbe iniziare a scendere). E la produzione di GNL crescerà meno del previsto.

Nella conferenza con gli analisti del 2020, si era detto che Eni sarebbe passato da una produzione di 1,87 migliaia di barili di petrolio equivalente al giorno (Mboe/d) a fine 2019 a circa 2,3 Mboe/d a fine 2025, con una crescita, in termini assoluti, del 23%. In realtà, però, come si è visto sopra, nel corso del 2020 Eni, a causa dell'emergenza Covid-19, ha prodotto solo 1,733 milioni di barili di olio equivalente al giorno contro gli 1,9 milioni previsti a fine febbraio 2020 (-9%).

L'obiettivo di produzione del 2025 (anno in cui si raggiungerà il plateau) è stato rivisto al ribasso, da 2,3 Mboe/d a 2,1 Mboe/d (-9% circa). Quindi il calo del 2020 si trascinerà fino al plateau. Di conseguenza, la crescita nella produzione di idrocarburi dal 2019 al 2025 non sarà più pari al 23% ma a circa il 12%.

Forse basta questa crescita inferiore per giustificare il raggiungimento anticipato dell'obiettivo net zero nel 2050?

Ma torniamo all'idrogeno blu. Nella seconda parte della sua risposta all'analista di Goldman Sachs, il CFO Gattei spiega che, mentre la più rapida riduzione delle emissioni in termini assoluti sarà una conseguenza di un livello più basso di produzione di idrocarburi rispetto a quanto previsto in precedenza, la riduzione dell'intensità carbonica dipenderà da altri fattori:

«Poi (dopo il raggiungimento del plateau, ndr) si cominceranno ad aggiungere altre componenti. Le bioraffinerie aumenteranno la produzione. Ci sarà il biogas, introdotto per migliorare i nostri prodotti verdi venduti sul mercato domestico. E nel frattempo aumenteranno di importanza le componenti legate all'intensità. Quindi, una volta che avremo una crescita continua sul lato delle rinnovabili, una volta che avremo avviato l'idrogeno, tutte queste componenti ridurranno l'intensità carbonica».

Si conferma quindi la valenza strategica dell'idrogeno blu per il raggiungimento degli obiettivi di riduzione dell'intensità carbonica. Perché anche le bioraffinerie, come si è visto, potranno avere un'intensità carbonica molto più bassa solo se alimentate ad idrogeno.

Criticità legate all'idrogeno blu

Come dichiarato dal CEO di Enel Francesco Starace in un evento organizzato dal Sole 24 Ore alla fine di marzo 2021¹²: *"la cattura della Co2 e il suo stoccaggio è una tecnologia in giro da 20 anni, con notevoli problemi e difficoltà, e non si tratta di qualcosa di transitorio. In Australia, ad esempio, impianti del genere, che sono molto ottocenteschi e complessi sia disegnare che da gestire, riscontrano molti problemi. Tra l'altro se funzionasse, l'industria elettrica l'avrebbe già utilizzata, visto che sono stati spesi 10 miliardi di euro senza risultati ottimali. Ma quante parti di Europa vorrebbero impianti di ccs? Penso non tante. Si fa prima ad abbattere i costi degli elettrolizzatori che risolvere i problemi del ccs. Gli elettrolizzatori mi ricordano i pannelli solari, che avevano un utilizzo sperimentale (i primi furono installati nello spazio) e ora sono diventati mainstream".*

¹² <https://economiecircolare.com/pnrr-idrogeno-verde-compagnie-energetiche-idrogeno-blu/>

In sostanza Starace attacca l'idrogeno blu, senza mai nominarlo. Enel è infatti l'unica società in Italia che punta sull'idrogeno verde, prodotto tramite le energie rinnovabili e non con il gas e il ccs.

Starace si scaglia anche contro il trasporto dell'idrogeno: *"l'idrogeno è incredibilmente energivoro. Essendo la più piccola molecola al mondo, questo influisce anche sul trasporto. L'idrogeno viene prodotto lì dove si consuma, perché è difficile e pericoloso da trasportare. Per farlo viaggiare bisogna comprimerlo enorme, e ciò richiede alta densità di energia"*.

Un'altra critica sostanziale all'idrogeno blu viene da Angelo Gagliani, punto di riferimento della scuola **Emergenza Climatica**¹³.

"La strategia nazionale sull'idrogeno appare scritta da Snam e da Eni – afferma il professor Gagliani – Prevede 10 miliardi di euro di investimenti, di cui la metà privati, ma ha obiettivi davvero risibili: al 2018 la produzione attuale di idrogeno grigio per usi industriali è di 500mila tonnellate l'anno, al 2030 si punta ad arrivare a 700mila tonnellate di idrogeno compensato (tramite il cosiddetto Ccs con lo stoccaggio nel sottosuolo dell'anidride carbonica prodotta, ndr). Lo scopo in realtà è di ripulire l'idrogeno, passando dall'attuale grigio (dove l'anidride carbonica viene dispersa nell'aria) al blu. La differenza sta nel modo in cui viene prodotto l'idrogeno: qui invece, nel passaggio dal grigio al blu, ciò che cambia è che nel primo caso l'anidride carbonica va dispersa, mentre nella seconda andrebbe stoccata. Alla fine però quel che resta del metano è sempre CO2. Perché il problema, a nostro modo di vedere, non è quale energia viene usata ma quale materia viene utilizzata per produrre idrogeno. E con l'idrogeno blu si fa ancora riferimento alle fonti fossili, in questo caso al gas, mentre col verde si ricorre all'acqua".

Per spiegare meglio quello che intende, Gagliani sceglie una formula efficace: *"con l'idrogeno le aziende fossili vogliono passare dal greenwashing al bluewashing"*.

In effetti la strategia nazionale per l'idrogeno parla di preferenza e incentivazione per l'idrogeno verde (prodotto con energie rinnovabili e l'idrolisi dell'acqua) ma anche nessun divieto a chi volesse produrre quello blu (che usa il metano e poi lo decarbonizza con la «cattura e stoccaggio» della CO2). "In altri termini: Enel da una parte, Eni dall'altra", scrive il Corriere della Sera il 15 novembre 2020¹⁴. **Oggi l'idrogeno verde ha un prezzo che varia tra 5,5 e 11 euro al chilo, ma si stima che debba rapidamente scendere su valori di circa 3 euro al chilo. Quello blu costa tra 3 e 4 euro e dovrebbe rimanere costante.**

Considerazioni sul piano strategico 2021 - 2024

¹³ <https://economiecircolare.com/strategia-idrogeno-osservazioni-critiche-fuori-dal-fossile/>

¹⁴ https://www.corriere.it/economia/consumi/20_novembre_15/piano-italiano-sull-idrogeno-previsti-10-miliardi-investimenti-616ce162-270c-11eb-80dd-837b5190599c.shtml

Come si è ipotizzato sopra, la crescita inferiore alle attese dei barili di olio equivalente estratti giornalmente fino al raggiungimento del plateau (2025), potrebbe spiegare da sola il raggiungimento anticipato del "net zero" da parte di Eni, almeno per quanto riguarda le emissioni a livello assoluto.

Questo però non può esimerci dal considerare due aspetti:

- Eni ha scelto comunque di trascinare il calo della produzione dovuta al Covid fino al plateau (probabilmente anche a causa dei tagli nella produzione decisi dall'OPEC);
- il piano di decarbonizzazione di Eni, pur anticipando il raggiungimento del Net Zero, rimane comunque deficitario, per i motivi illustrati in precedenza e per quelli che si illustreranno in seguito.

Una novità molto rilevante del nuovo piano strategico di Eni 2021-2024 è rappresentata dall'inclusione dei nuovi target di decarbonizzazione nella politica di remunerazione del management, in particolare per quanto riguarda gli incentivi a lungo termine basati su azioni, nel piano 2020-2022. L'indicatore "Sostenibilità ambientale e transizione energetica" peserà per il 35% del totale (15% su target di decarbonizzazione in termini di "emission intensity"; 10% su target di generazione di elettricità da fonti rinnovabili e 10% su target relativi ai biocarburanti)¹⁵. Si tratta di un elemento positivo che ancorerà, almeno in parte, la remunerazione dei manager a chiari obiettivi ambientali.

Gli idrocarburi come motore della transizione energetica

La crescita nella produzione di idrocarburi continuerà comunque, per tutta la durata del piano (2021-2024), con una media del 4% all'anno (CAGR), superiore al 3,5% medio annuo previsto l'anno scorso per il periodo 2019-2025.

Il capex dedicato all'upstream (estrazione di idrocarburi) sarà pari, in media, a 4,5 miliardi di euro all'anno nel periodo 2021-2024, per un totale di 18 miliardi di euro. Il capex per investimenti "green" sarà invece pari a 4 miliardi di euro per tutta la durata del piano, anche se include (e non distingue) gli investimenti per rinnovabili e quelli per il comparto retail Eni Gas & Power. E quindi potrebbe non trattarsi di investimenti al 100% green¹⁶.

In totale il capex 2021-2024 sarà pari a circa 28 miliardi di euro o 7 miliardi di euro in media all'anno, di cui - in base a quanto riportato da Eni - «oltre il 20% sarà destinato a progetti green e al retail gas & power (si veda l'osservazione fatta sopra), mentre il 65% sarà destinato all'upstream e il 15% ad altri investimenti. Nella fase "pre-plateau", quindi, buona parte degli investimenti continuerà ad essere destinata all'estrazione di nuovi quantitativi di fonti fossili.

¹⁵ Eni, *Remuneration Report 2020*, pag. 30. Link:

<https://www.eni.com/assets/documents/governance/2020/eng/Remuneration-Report-2020.pdf>

¹⁶ <https://www.eni.com/assets/documents/press-release/migrated/2021-en/02/PR-strategy-2021-2024.pdf>

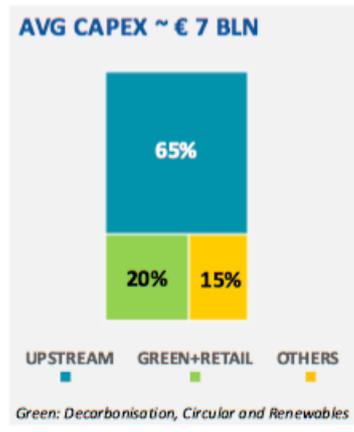


Grafico 3. Gli obiettivi di capex media nel periodo 2021-2024 per tipologia di business. Fonte: Eni, Strategy Presentation 2021-2024 and 2020 Results, 19 febbraio 2021.

Questo, secondo quanto dichiarato dallo stesso CEO Descalzi nel corso della presentazione agli analisti, è un «fattore critico» per «vincere (la sfida) della transizione energetica»:

«Per noi, questa attività (l'esplorazione di idrocarburi, ndr) è (sempre) stata un forte "cash contributor" nell'ultimo decennio e sarà un fattore distintivo e critico di successo per vincere la (sfida della) transizione energetica».

Quindi l'esplorazione e produzione di petrolio e gas (upstream) deve aumentare, fino al plateau, e comunque continuare anche successivamente al suo raggiungimento (pur se diminuendo in modo graduale) per produrre la liquidità necessaria alla transizione energetica di Eni.

L'attività di esplorazione di Eni, in particolare, precisa Descalzi:

- è una fonte di cash che ha un punto di breakeven molto basso, con costi medi unitari dell'esplorazione sotto i 2 dollari;
- sarà un elemento chiave della trasformazione di Eni verso un portafoglio più ricco di gas;
- è efficace (e quindi flessibile) dal punto di vista temporale, grazie a una selezione di progetti che saranno per quasi il 90% "near field" e in "proven basins";
- creerà ulteriori occasioni per potenziali cessioni (di quote dei bacini esplorati), alimentando il (noto) modello duale di esplorazione di Eni, che esplora e sviluppa giacimenti per poi venderne delle quote e ottenere liquidità nel breve periodo.

Nel corso del piano 2021-2024, Eni si aspetta di scoprire 2 miliardi di barili di olio equivalente di nuove risorse, «di cui una gran parte sarà gas». Nel 2024, circa il 55% delle riserve P1 ("proven reserves") sarà costituito da gas, contro il 50% di oggi.

Il nuovo mix energetico futuro: il ruolo delle bio-raffinerie

Come si è visto in precedenza, nel corso della presentazione agli analisti del febbraio del 2020, si è insistito molto:

- sul CCS, con la produzione di idrogeno blu e un abbattimento di Co2 che passa 5 MTPA a 50 MTPA al 2050;
- sulle bio-raffinerie, il cui contributo alla decarbonizzazione, sia in termini assoluti sia di intensità carbonica, è strettamente legato alla produzione di idrogeno blu.

L'Ebit di Eni nel comparto R&M (refining & marketing) sarebbe destinato quasi a raddoppiare dal 2021 al 2024, sia per quanto riguarda il bio-refining, sia per gli impianti di raffinazione tradizionali.

Il volume di produzione delle bio-raffinerie sarebbe destinato a raddoppiare, a 2 Mton, già entro il 2024, alla fine del piano, con l'obiettivo di conquistare oltre il 10% del mercato dei biocarburanti per l'aviazione (bio-jet fuel).

Le bio-raffinerie diventerebbero plam-oil free nel 2023, con un crescente contributo di materie prime provenienti da rifiuti e residui (organici), pari a circa l'80% del totale entro la fine del piano (2024), contro il 20% di oggi.

Le bio-raffinerie e il marketing dei bio-prodotti raffinati porterà a raggiungere un EBIT di circa 750 milioni di euro a fine piano, mentre le raffinerie tradizionali genereranno un EBIT di 1,4 miliardi di euro (poco meno del doppio rispetto alle bio-raffinerie).

Sempre Michele Della Vigna, di Goldman Sachs, fa una domanda interessante a Eni sulle bio-raffinerie:

«State puntando a 2 MTPA di produzione di biocarburante. Mi chiedo dove troverete le materie prime a lungo termine. Chiaramente, niente olio di palma. Ma qual è il giusto mix tra rifiuti (organici) e biomassa che non compete con l'agricoltura? E pensate di poterlo espandere ulteriormente a lungo termine? E il vincolo principale sarà la materia prima o piuttosto la capacity della produzione?»

Il CEO Descalzi risponde che le materie prime (feedstock) di seconda generazione (rifiuti e residui) saranno innanzitutto acquisite sul mercato. Ma nel lungo termine l'obiettivo sarà quello di ridurre i costi, puntando sull'agricoltura (e, quindi, sugli scarti agricoli), in sostanza internalizzando la catena di approvvigionamento. «In futuro l'agricoltura starà alle bio-raffinerie come le riserve (di idrocarburi) stanno oggi all'upstream». Descalzi parla poi dei test sull'olio di ricino in Tunisia e in Italia, anche se non fornisce obiettivi concreti. Si tratterebbe di materie prime di prima generazione, che non sarebbero però in competizione con l'agricoltura.

Anche Thomas Adolff, del Crédit Suisse, insiste sulle bio-raffinerie. Attualmente le raffinerie convenzionali non sono così redditizie.

«Come si potrà aumentare gli utili dalle bio-raffinerie? Ci saranno margini più elevati per le bio-raffinerie rispetto alla raffinerie convenzionali? Si ridurranno i costi perché le materie prime, proveniente dai rifiuti, saranno meno costose?»

Descalzi risponde che Eni ha già esperienza di riconversione di raffinerie a Marghera e Gela. Ci sarebbe la possibilità di un'ulteriore riconversione in Italia e si sta pensando di costruire una nuova bio-raffineria negli USA.

Giuseppe Ricci, COO Energy Evolution, aggiunge che il tasso di rendimento interno delle bio-raffinerie sarebbe molto alto, pari quasi al 15%. La conversione delle raffinerie tradizionali esistenti permetterebbe inoltre di ridurre drasticamente la capex. A questo si aggiungerebbe il passaggio alle materie prime secondarie e terziarie (rifiuti e residui) per l'80% del totale (già nel 2024), che abbatterebbe i costi di approvvigionamento.

Ci sarà, poi, una diversificazione del mercato. Spiega Ricci:

«Ora stiamo producendo principalmente HVO, olio vegetale idrotrattato, che viene mescolato al diesel. Ma c'è un'ottima opportunità per accelerare la decarbonizzazione dei trasporti usando HVO puro al 100% perché in questo modo, la decarbonizzazione aumenterà di 4, 5 volte rispetto al mix richiesto dalla normativa europea. E, ultimo ma non meno importante, il bio-jet. Il bio-jet sarà il futuro. La commercializzazione pre-Covid del carburante per l'aviazione era di 350 milioni di tonnellate all'anno. È sufficiente il 2%, 5% di sostituzione con il bio-jet per aumentare (in modo significativo) il (volume del) mercato e anche la commercializzazione»

Ritorna sul tema anche Oswald Clint, analista di Bernstein, che si chiede a chi saranno venduti i biocarburanti di Eni:

«Mi interesserebbe sapere cosa venderà Eni e a chi nel segmento industriale, nel segmento commerciale o a quali compagnie aeree, a quali aziende IT. Stiamo vedendo che alcuni dei vostri colleghi iniziano a stipulare grandi contratti. Potrebbe darci qualche esempio dei tipi di accordi che potrebbero essere possibili?»

Su questa domanda, sia Descalzi sia Ricci non sono in grado di dare risposte concrete. Descalzi parla di idrogeno blu, di domanda potenziale da parte di non meglio specificate «imprese del nord Italia» (si veda sopra). Ricci spiega invece che la domanda per i bio-prodotti, o biocarburanti, il bio-jet «deve aumentare», perché così sarà richiesto dalle normative. Ci si aspetta, in particolare, un intervento legislativo per imporre l'uso del bio-jet.

Anche l'analista Henry Tarr, di Berenberg, insiste sulle bio-raffinerie:

«Avete parlato di un potenziale 80% di materia prima costituita da rifiuti e residui (organici) entro il 2023. Avete iniziato ad assicurarvi questi rifiuti e residui? Voglio dire, credo che le fonti principali siano gli oli alimentari esausti (da frittura, ad esempio, ndr) e il grasso animale; la disponibilità di queste materie prime non sembra crescere rapidamente in Europa, anche se la domanda è in forte aumento. Quindi sarebbe interessante sapere quanto sono già dettagliati i vostri piani per

l'approvvigionamento delle materie prime (necessarie per la produzione di biocarburanti)?»

La risposta di Giuseppe Ricci è molto interessante, anche perché inizia finalmente a svelare di quali materie prime si stia effettivamente parlando:

«Il nostro obiettivo di utilizzare per l'80% rifiuti e dei residui entro il 2024 è dovuto al fatto che possiamo contare su un trading di queste materie prime a livello globale che è molto sviluppato. E abbiamo riconosciuto che c'è una grande disponibilità di questi prodotti: UCO, Tallow, POME, e altri materiali organici di scarto. In tutto il mondo stiamo parlando di un mercato da oltre 35 milioni di tonnellate all'anno. La nostra strategia, come ha detto Claudio (Descalzi) prima, è di aggiungere al trading anche lo sviluppo interno di questa raccolta di materie prime, anche attraverso l'integrazione verticale (delle catene di produzione agricole, ndr) per garantire una migliore disponibilità di materie prime».

L'acquisto di materie prime secondarie per le bioraffinerie è però soggetto a notevoli rischi di carattere ambientale.

L'UCO (used cooking oil) e il POME (Palm Oil Mill Effluent) sarebbero al centro di una serie di controversie. Secondo il Gestore Servizi Energetici, negli ultimi anni, almeno 90.000 tonnellate di "falso" UCO sarebbero state importate in Italia dalla Cina, trattate in raffinerie spagnole e infine distribuite nelle normali pompe di carburante italiane. Si tratterebbe, in realtà, di olio di palma o di soia grezzo, probabilmente di qualità scadente, coltivato in piantagioni non certificate e frutto di deforestazione, certificato però come UCO per ottenere sussidi¹⁷. Il POME avrebbe impatti altrettanto negativi sull'ambiente rispetto all'olio di palma¹⁸, che Eni si impegna a sostituire completamente entro il 2023.

La crescita delle rinnovabili tramite fusioni e acquisizioni

Come si è visto in precedenza, per le rinnovabili si parla ora di 60 GW di capacità installata al 2050 (contro gli «oltre 55 GW» del piano precedente). Le energie rinnovabili dovrebbero raggiungere i 4 GW di capacità installata entro il 2024 e 15 GW entro il 2030. Il mix di rinnovabili entro la fine del piano (2024) sarà coperto per il 60% dall'energia solare e per il 40% dall'eolico onshore e offshore.

A questo proposito è interessante la domanda dell'analista Massimo Bonisoli, di Equita Sim:

«Potete darci un po' di colore sull'espansione della capacità sulle rinnovabili? Quanto sarà dovuta ad M&A?»

¹⁷ <https://www.lanuovaecologia.it/olio-esausto-dalla-cina-il-greenwashing-dei-biocarburanti/>

¹⁸ <https://www.legambiente.it/wp-content/uploads/2020/07/piu-olio-di-palma-nei-motori-che-nei-biscotti.pdf>

Il CFO Francesco Gattei risponde che, chiaramente, se si vuole crescere con la velocità che abbiamo prospettato è necessario fare ricorso a fusioni e acquisizioni (M&A), anche se questo si farà soprattutto dopo il 2024, visto che nell'attuale piano quadriennale ci sarebbero «molte opportunità di crescita organica».

«Chiaramente, per raggiungere i 15 GW di capacità installata nel 2030, probabilmente si dovrebbe pensare ad M&A. Quello che vogliamo fare è sfruttare la nostra capacità di M&A, cercando di non pagare troppo». «Chiaramente non siamo interessati a correre insieme a, diciamo, 100 diversi concorrenti per raccogliere ginawatt nelle rinnovabili».

La fissazione di obiettivi intermedi

Un importante passo avanti nella definizione degli obiettivi del piano di Eni è la pubblicazione di target intermedi per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, cosa che era stata richiesta espressamente dagli azionisti critici nel 2020.

Se nel 2020 si fornivano solamente l'anno di partenza (2018), l'anno finale (2050) e un anno intermedio (2035), ora gli obiettivi di decarbonizzazione sono dettagliati al 2030, 2040 e 2050.

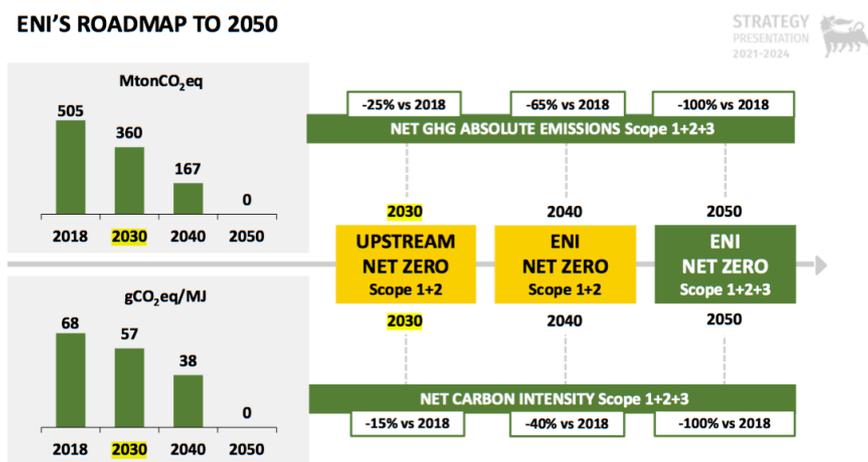
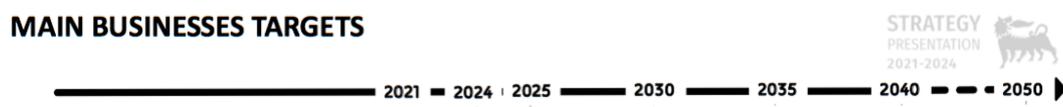
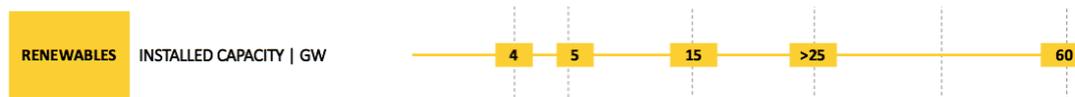


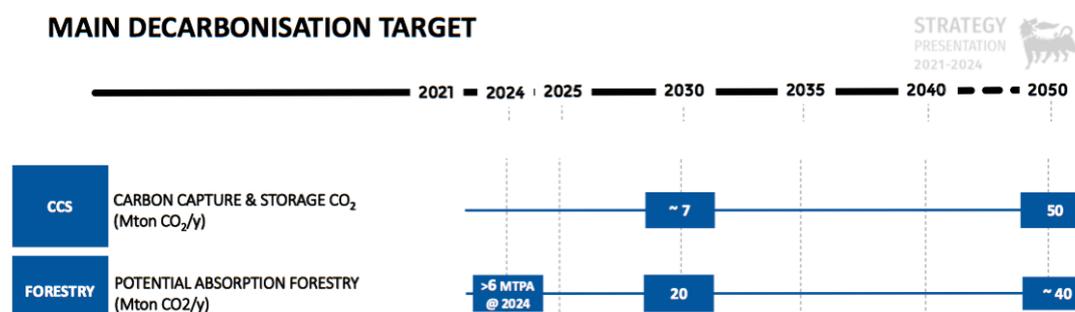
Grafico 4. Gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030, 2040 di Eni. Fonte: Eni, Strategy Presentation 2021-2024 and 2020 Results, 19 febbraio 2021.

Lo stesso vale per gli obiettivi di capacità installata nelle rinnovabili, dettagliati al 2024, 2025, 2030, 2035 e 2050:





Mentre per i "carbon sink" (CCS e forestry) gli obiettivi continuano ed essere indicati su orizzonti temporali più ampi:



Grafici 5 e 6. Gli obiettivi su rinnovabili, CCS e forestry di Eni. Fonte: Eni, Strategy Presentation 2021-2024 and 2020 Results, 19 febbraio 2021.

Sul sito di Eni è possibile seguire il raggiungimento degli obiettivi anno per anno, visualizzato nella sezione "Road to 2050"¹⁹, con i dati attuali e le proiezioni al 2024, 2025, 2030, 2040, 2050. Questo è sicuramente un passo avanti rispetto al piano presentato nel 2020.

Il piano di decarbonizzazione di Shell

Anche Shell programma di abbattere la "carbon intensity" e le emissioni totali in termini assoluti (Scope 1, 2 e 3) del 100% entro il 2050²⁰. L'abbattimento della "carbon intensity" si concentrerà negli ultimi 15 anni e ha come baseline il 2016 per la carbon intensity e il 2018 per le emissioni assolute, con un picco, raggiunto nel 2018, di **1.700 MTPA**; anche per Eni la baseline è il 2018 con **537 MTPA**).

¹⁹ <https://www.eni.com/it-IT/investitori/piano-lungo-termine.html>

²⁰ Shell, Energy transition strategy, 2021. Link: https://www.shell.com/promos/energy-and-innovation/shell-energy-transition-strategy/_jcr_content.stream/1618407326759/7c3d5b317351891d2383b3e9f1e511997e516639/shell-energy-transition-strategy-2021.pdf

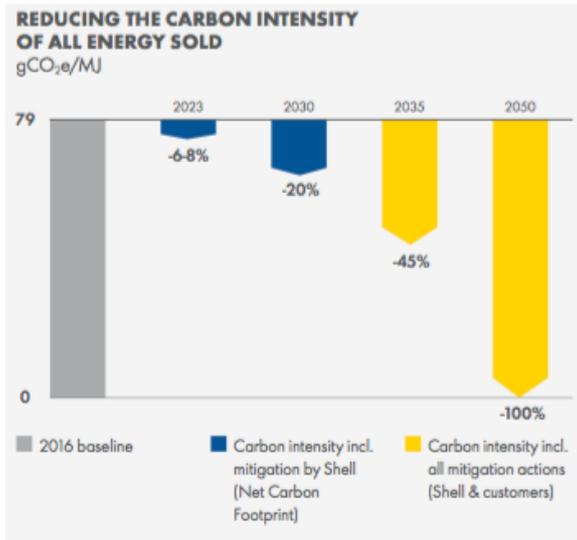


Grafico 7. Gli obiettivi di riduzione della carbon intensity di Shell. Fonte: Shell, Energy transition strategy, 2021

Il percorso di abbattimento è simile a quello di Eni, anche se in anticipo di 5 punti percentuali sul 2030 (-20% vs -15%) e di 5% e cinque anni nel 2035 (-45% di Shell al 2035 vs -40% di Eni nel 2040).

A differenza di Eni, Shell fissa obiettivi di riduzione specifici della "carbon intensity" su più anni: 2021, 2022, 2023 (6-8%), 2030, 2035 e 2050. Gli obiettivi al 2035 e al 2050 "includono azioni di mitigazione da parte dei clienti di Shell (e quindi non da parte della stessa Shell, ndr), come il CCS e offset nature-based".

Anche il percorso di abbattimento delle emissioni di gas serra in termini assoluti è simile a quello di Eni, con alcune interessanti differenze.

EXAMPLES OF ENERGY TRANSITION MILESTONES BY 2030

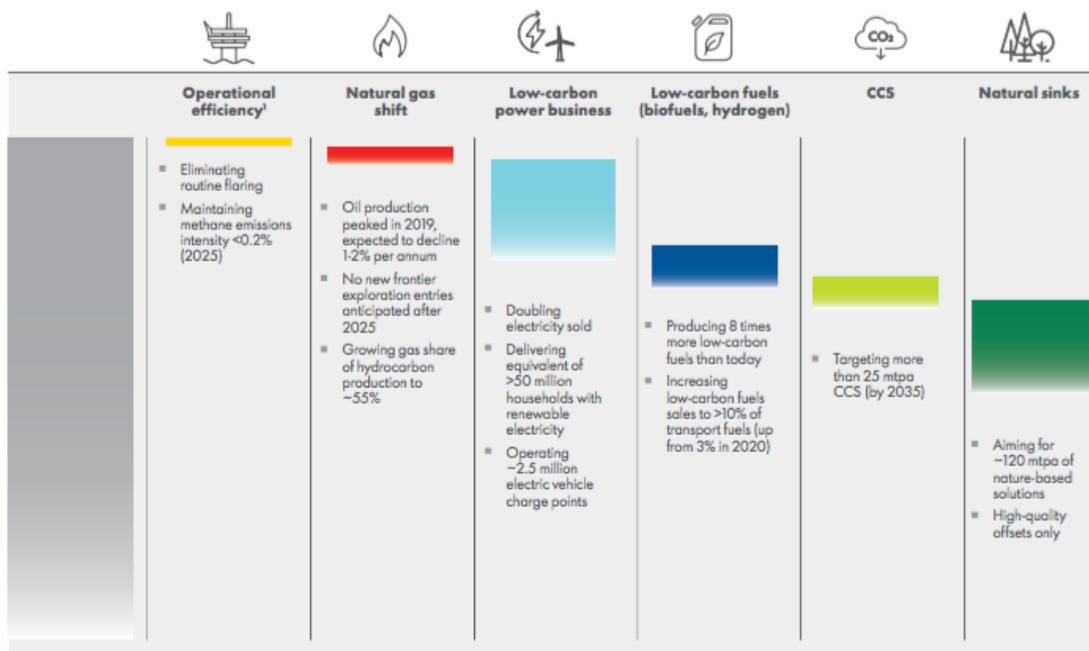


Grafico 8. I principali obiettivi per la ridefinizione del mix di produzione di Shell al 2030.
Fonte: Shell, *Energy transition strategy*, 2021

Come si vede dal grafico, che indica alcuni obiettivi di ridefinizione del mix di produzione di Shell al 2030, la produzione di petrolio per Shell ha già raggiunto il suo picco (quello che Eni chiama "plateau") nel 2019 e, da allora, si dovrebbe ridurre dell'1-2% all'anno. Non ci saranno nuove esplorazioni "frontier" (deepwater, etc.) dopo il 2025 (Eni non si è dato un obiettivo su questo tipo di esplorazione, la porzione "frontier" dell'E&P sarà pari al 12% al 2024 per Eni). Il gas sostituirà il petrolio nella produzione, arrivando al 55% del totale nel 2030 (obiettivo che Eni si prefigge di raggiungere già nel 2024, come si è visto sopra). Al 2030 Shell prevede di raddoppiare la vendita di elettricità alle famiglie e di vendere energia elettrica a oltre 50 milioni di clienti. Quindi anche Shell, come Eni, prevede di diventare sempre di più una società retail, sia per la vendita di energia, sia per i biocarburanti, per i quali si prevede un aumento di "8 volte" entro il 2030.

Anche il piano di decarbonizzazione di Shell sarà sostenuto da progetti di "carbon sink": più di 25 MTPA di CCS entro il 2035 (per Eni si tratta di 7 MTPA al 2030 e 50 MTPA al 2050, anche se in proporzione al totale delle emissioni da abbattere per entrambi il valore si attesta intorno all'1,30-1,40% nel 2030-2035); circa 120 MTPA di "nature-based solutions" al 2030 (contro le 40 MTPA di Eni al 2050. In termini relativi, i due dati sono paragonabili e intorno al 7-7,4% solo che Shell ci arriva 20 anni prima). Shell sembra quindi relativamente di più su progetti di conservazione forestale e riforestazione rispetto ad Eni, anche se non fa riferimento esplicito a progetti Redd+.

Nel 2020 Shell ha acquisito la società **Select Carbon** in Australia, "che gestisce più di 70 progetti di carbon farming, che coprono un'area di circa 10 milioni di ettari".

Entro il 2030 Shell si aspetta che il portafoglio di progetti "nature-based" fornisca la maggior parte dei crediti-carbonio per i clienti del gruppo. "Con il trading acquisteremo il resto dei crediti-carbonio da sviluppatori di progetti che controlleremo per garantire che soddisfino gli stessi standard elevati (*dei progetti proprietari, ndr*)".

In generale, il piano di Shell si baserà su tre pilastri:

- Il pilastro "upstream", che "fornisce la liquidità e i rendimenti necessari per finanziare i dividendi agli azionisti e la trasformazione dell'impresa, e provvede a generare l'offerta vitale di petrolio e gas naturale di cui il mondo ha bisogno oggi";

- il pilastro "transition", che comprende i settori "integrated gas" (LNG) e l'attività "chemicals and products". Il gas LNG sarà reso "carbon-neutral", per i clienti con "net zero ambitions", tramite compensazioni da progetti "nature based" (conservazione forestale e riforestazione).

- il pilastro "growth" (crescita), comprende le stazioni di servizio, i carburanti per i clienti commerciali, l'energia (rinnovabile), l'idrogeno, i biocarburanti, la

ricarica dei veicoli elettrici, il carbon sink (forestry e CCS).

All'interno del pilastro "growth" anche Shell vuole puntare sull'idrogeno "pulito", con una quota di mercato "a doppia cifra" entro il 2030. Per idrogeno "pulito", Shell intende sia quello "verde", prodotto con le rinnovabili, sia l'idrogeno "blu", prodotto a partire dal gas naturale con il CCS.

Shell non fornisce obiettivi di capacità installata per lo sviluppo delle rinnovabili da oggi al 2050.

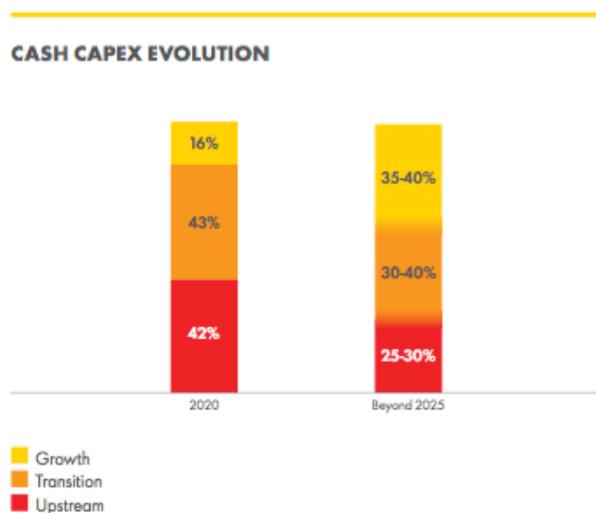


Grafico 9. Gli obiettivi di capex di Shell nel 2020 e dopo il 2025 per tipologia di business. Fonte: Shell, *Energy transition strategy*, 2021

Anche per Shell la capex attuale è principalmente focalizzata sull'upstream, anche se in misura minore rispetto ad Eni (42% vs 65%). La quota di capex destinata all'upstream si ridurrà al 25-30% dopo il 2025 e i tre pilastri raggiungeranno un sostanziale equilibrio in termini di capex.

Il piano di decarbonizzazione di Total

Total programma di abbattere tutte le emissioni (Scope 1, 2 e 3) in termini assoluti "entro il 2050 o prima"²¹. Per lo Scope 3, si fa riferimento però solo ai prodotti energetici usati dai clienti del gruppo in Europa. Mentre per la "carbon intensity" si parla di un obiettivo di riduzione globale (Europa e Paesi extraeuropei) al 2050 di almeno il 60%, con obiettivi intermedi del 15% (2030) e 35% (2040). Per Total la baseline utilizzata è il 2015, con **456 MTPA** di Co2.

²¹ Total, *Getting to net zero. Climate Report 2020*. Link: <https://www.total.com/sites/g/files/nytnzq111/files/documents/2020-09/total-climate-report-2020.pdf>

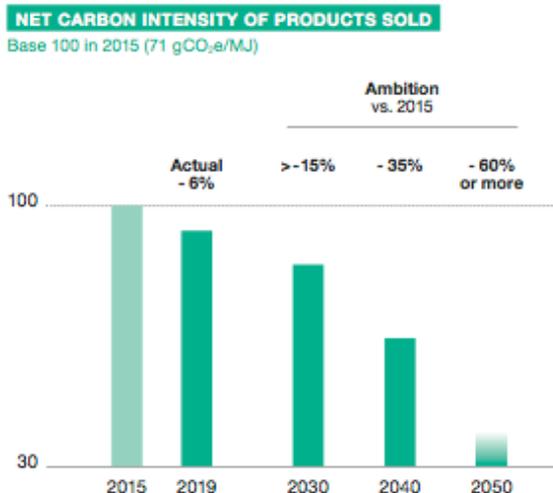


Grafico 10. Gli obiettivi di riduzione dell'intensità carbonica di Total fino al 2050. Fonte: Total, *Getting to net zero. Climate Report 2020*, Settembre 2020

Gli obiettivi, come si vede, sono meno ambiziosi rispetto a quelli fissati da Eni e Shell. E sono fissati su intervalli di dieci anni, analogamente a quanto si è visto per Eni.

Per realizzare i suoi obiettivi, Total, come Eni e Shell, si propone di diversificare il mix energetico, riducendo le vendite di prodotti petroliferi e aumentando le vendite di gas e elettricità: "per raggiungere una riduzione del 15% dell'intensità carbonica dei prodotti del gruppo entro il 2030, l'elettricità, e in particolare quella prodotta da energia rinnovabili, salirà al 15% delle nostre vendite contro il 35% dei prodotti petroliferi e il 50% del gas naturale". E' significativo che Total si ponga obiettivi chiari di mix energetico per il 2030, cosa che non sembrano voler fare né Eni né Shell.

Total punta molto sugli investimenti in energie rinnovabili, con una capacità installata di 35 GW entro il 2025 (mentre per Eni l'obiettivo è 15 GW al 2030 e oltre 25 GW nel 2035, in presenza però di emissioni totali da abbattere superiori del 18% rispetto a quelle di Total). Total dichiara di aver destinato più del 10% dei suoi investimenti alle energie rinnovabili e all'elettricità dal 2015: "più di qualsiasi altra grande azienda". Questa quota aumenterà in media a più del 15% tra il 2021 e il 2025 e a più del 20% tra il 2026 e il 2030" (per Eni si tratta del 20% al 2024 ma, come sappiamo, si tratta di una quota che non distingue tra rinnovabili, investimenti nel mercato retail, nell'economia circolare e nella decarbonizzazione, senza specificare in modo chiaro le ultime tre voci).

Total sarà attiva (come Shell) anche nella mobilità elettrica, grazie a una joint venture con il gruppo PSA per sviluppare la produzione di batterie per veicoli elettrici, sfruttando il know-how e la capacità produttiva dell'affiliata Saft, un produttore di batterie acquisito nel 2016²².

Anche Total investirà nei "carbon sink": CCS e forestry. Gli investimenti in

²² <https://www.saftbatteries.com/media-resources/press-releases/proposed-acquisition-saft-group-total>

forestry hanno un target di assorbimento di CO2 di 5-10 MTPA²³ al 2030 (uguale, in termini relativi, considerando la soglia più bassa di 5 MTPA - all'obiettivo di Eni - oltre 6 MTPA al 2025 ma inferiore di 6 punti percentuali all'obiettivo di Shell). Anche gli obiettivi sul CCS sono simili a quelli di Eni in termini relativi (1,1% vs 0,93%) e leggermente inferiori a quelli di Shell (1,48%). In termini assoluti si tratta di 5 MTPA al 2030, contro i 25 MTPA di Shell al 2035 e i 20 MTPA di Eni al 2030.

La diversificazione del mix energetico si raggiungerà, anche per Total, puntando sul gas LNG e sull'idrogeno blu (dal gas tramite CCS) e verde (da energie rinnovabili). Non sono forniti però obiettivi di crescita per nessuna delle due fonti.

In generale, gli obiettivi forniti da Total sono molto più vaghi e si fermano al 2030. Non sono forniti obiettivi precisi di capex su upstream ed energie verdi né all'interno del piano di carbonizzazione né nelle presentazioni agli investitori²⁴. Nell'ultima presentazione agli investitori si parla di un capex del 20% per rinnovabili ed elettricità ma non si specifica come sarà investito il rimanente 80%, dedicato ai combustibili fossili²⁵.

²³ https://www.total.com/system/files/documents/2021-02/climate_roadmap_in_action.pdf

²⁴ <https://www.total.com/investors/results-investor-presentations/investor-presentations>

²⁵ https://www.total.com/system/files/documents/2021-02/2020_results_outlook.pdf