INFRASTRUTTURE ENERGETICHE, AMBIENTE E TERRITORIO

2018

novembre

CONFINDUSTRIA ENERGIA

CONFINDUSTRIA ENERGIA

Con il contributo di:

Anigas
FEDERCHIMICA ASSOGASLIQUIDI Associazione nazionale imprese gas di petrolio liquefatti
ASSOMINERARIA
ELETTRICITÀ FUTURA imprese elettriche italiane
IGAS Imprese Gas
unione petrolifera
snam
Terna

Si ringrazia PWC Strategy& per il supporto metodologico e analitico

strategy& Part of the PwC network
pwc

Sommario

Obiettivi dello studio

Il modello di vita attuale e delle generazioni future è e sarà fortemente connesso con l'utilizzo dell'energia resa accessibile grazie ad un sistema infrastrutturale tecnologicamente evoluto, interconnesso, efficiente, competitivo, compatibile con l'ambiente e integrato con il territorio.

In uno scenario nazionale ed europeo che prevede una domanda stabile o in riduzione grazie anche agli interventi di efficienza energetica, il sistema energetico italiano è impegnato in una profonda **fase di trasformazione** verso gli obiettivi di contenimento delle emissioni climalteranti e di miglioramento degli standard di efficienza raggiungibili con le tecnologie digitali.

Il settore energetico si sta evolvendo su nuove logiche basate sulla **sostenibilità, efficienza e riciclo**, dando avvio ad una fase complessa di transizione che richiede il lavoro concertato e il dialogo continuo tra le istituzioni, nazionali ed europee, la società civile e i settori industriali e produttivi del Paese.

In questa direzione il progetto ***Infrastrutture energetiche, ambiente e territorio*** di **Confindustria Energia** si è proposto di mettere insieme le diverse anime della filiera energetica nazionale per fornire un contributo alla programmazione degli interventi necessari per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, facendo leva su una visione da condividere con un ampio contesto di interlocutori.

Lo studio illustra il ruolo fondamentale che le infrastrutture energetiche primarie saranno chiamate a svolgere per soddisfare la domanda energetica secondo gli indirizzi e gli obiettivi che verranno definiti nel Piano Integrato Energia e Clima.

Dall'analisi del programma di investimenti previsti emergono significativi impatti sull'**indotto nazionale, sul tasso di occupazione, sulla crescita del PIL, sul contenimento delle emissioni in atmosfera e sull'economia circolare**.

Disporre nei tempi programmati di infrastrutture energetiche adeguate è essenziale per rispondere alle sfide della transizione energetica.

In questo contesto così dinamico, l'obiettivo è quello di sottolineare l'importanza del concetto di **pianificazione ragionata e condivisa** per lo sviluppo, la realizzazione e il mantenimento delle opere infrastrutturali. Si potrà così evitare e/o contenere il rischio legato allo slittamento dei tempi attuativi e garantire l'efficacia degli interventi, anche in termini di utilizzo efficiente delle risorse economiche investite.

Investimenti previsti

Gli investimenti esaminati sono valutati in **96 Mld€ nel periodo 2018-2030** e riguardano le infrastrutture energetiche primarie previste nei programmi di sviluppo elaborati dalle Associazioni rappresentate da Confindustria Energia (Anigas, Assogasliquidi, Assomineraria, Elettricità Futura, Igas e Unione Petrolifera), da Snam e da Terna.

Il nuovo mix energetico risultante al 2030 sarà caratterizzato da una rilevante componente delle fonti rinnovabili e dalla loro necessaria complementarietà con quelle tradizionali, in modo che venga garantita la sicurezza e la stabilità del sistema energetico nazionale e la sua competitività rispetto agli altri paesi europei.

Lo sviluppo delle rinnovabili elettriche riguarderà principalmente la realizzazione di impianti solari fotovoltaici ed eolici (compreso il repowering). La loro non programmabilità e il phase out del carbone richiederanno anche nuova capacità di generazione elettrica alimentata a gas, nonché una maggiore integrazione tra il sistema elettrico e quello del gas.

La produzione di biometano inoltre potrà dare un significativo supporto al raggiungimento degli obiettivi per le rinnovabili nel settore dei trasporti, assicurando al gas un ruolo attivo nella transizione energetica. La ricerca sull'idrogeno aiuterà poi lo sviluppo dei gas a zero emissioni.

Nel quadro della complementarietà delle fonti energetiche, l'utilizzo delle riserve di idrocarburi nel canale di Sicilia, nell'Adriatico settentrionale e in Basilicata contribuirà a soddisfare la domanda nazionale, riducendo la quota di importazione di gas e di petrolio con un positivo impatto sulla bilancia commerciale e sulla sicurezza degli approvvigionamenti.

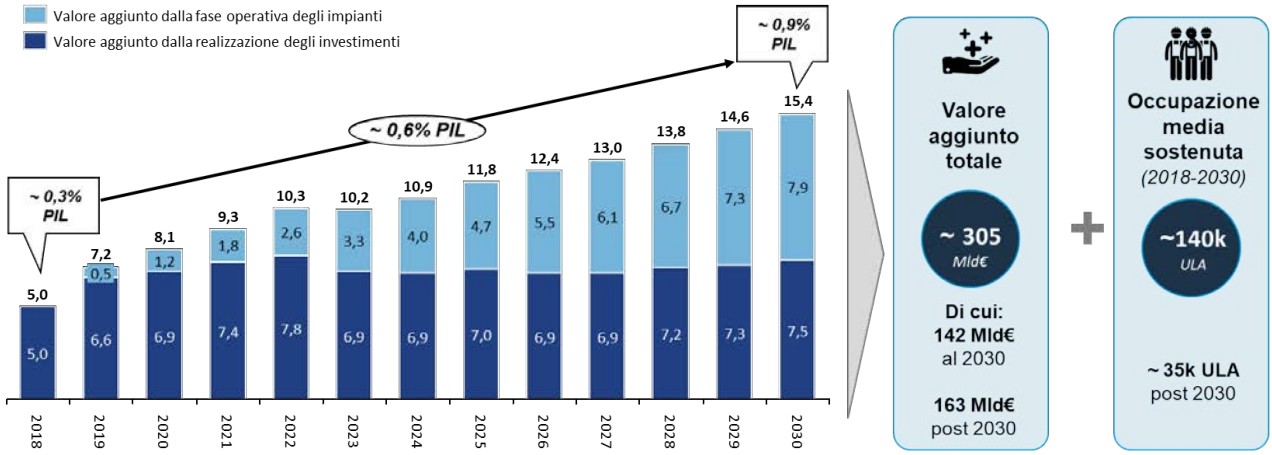
L'ammodernamento delle raffinerie aumenterà la loro competitività sui mercati internazionali e permetterà di migliorare ulteriormente la qualità dei prodotti petroliferi e di sviluppare prodotti innovativi, quali i biocarburanti (sia liquidi che gassosi), per assicurare l'immissione sul mercato di combustibili con minor contenuto di carbonio e con migliori prestazioni ambientali. Parallelamente si svilupperà l'attività di R&D sugli e-fuel e sui sistemi di cattura della CO_2.

Gli investimenti previsti per le reti di trasmissione elettrica e di trasporto gas, per gli accumuli elettrici, per lo stoccaggio gas e per i depositi GNL e GPL sono funzionali alla sicurezza e alla resilienza del sistema energetico nazionale, alla gestione dello sviluppo delle fonti rinnovabili interrompibili e alla decarbonizzazione della produzione di energia elettrica, dei trasporti, degli utilizzi industriali e delle utenze off-grid.

Pil e occupazione

Il programma di investimenti indicato avrà una significativa ricaduta sul tessuto produttivo nazionale e un **impatto addizionale sul PIL** progressivamente crescente dallo **0,3%** nel 2018 allo **0,9%** nel 2030, al netto della fiscalità indiretta, royalties e canoni concessori.

Valore aggiunto annuo (Mld €) e occupazione sostenuta (ULA)[1]



Fonte: Partecipanti allo studio, Database IHS, Analisi PwC Strategy&

La **ricaduta complessiva** in termini **di valore aggiunto** sull'economia nazionale è di **305 Mld€** riferita all'intero ciclo di vita degli investimenti (**142 Mld€** durante il periodo 2018-2030).

L'onere degli investimenti sarà sostenuto da operatori di mercato (regolato e non) senza comportare **alcun effetto sul debito pubblico nazionale**.

L'analisi approfondita della tipologia dei progetti previsti e delle attività di gestione e manutenzione degli impianti, svolta con il metodo input/output descritto nello studio, indica una **ricaduta occupazionale** di **140.000 ULA**[2] tra il 2018 e il 2030 per la realizzazione e la gestione delle infrastrutture e di **35.000 ULA** post 2030.

L'evoluzione tecnologica prevista richiederà un impegno crescente nelle attività **R&D**, con la conseguente e necessaria **conversione delle professionalità esistenti e la creazione di nuove figure professionali**. Il processo implicherà l'adeguamento dei modelli organizzativi aziendali con un più diffuso utilizzo di tecnologie digitali.

Ambiente ed economia circolare

Il mix energetico reso possibile dalle infrastrutture primarie indicate permetterà inoltre di conseguire una **riduzione di emissioni GHG** di **72 Mton/anno** al 2030 rispetto al livello del 2016 con un importante contributo al raggiungimento degli obiettivi europei. Saranno significativamente ridotte anche le emissioni con impatto prevalentemente locale quali SOx, NOx e polveri. Sono previsti inoltre specifici interventi per garantire la compatibilità e l'integrazione delle infrastrutture con i territori.

[1] Contributo del valore aggiunto annuale della fase di realizzazione delle infrastrutture e della fase di operatività degli impianti sulla proiezione del PIL reale nazionale 2018-2030, con moneta costante.
[2] Unità Lavorative Annue.

L'applicazione dei criteri di **economia circolare** (riduzione, riutilizzo, riciclo) viene considerata come importante riferimento per l'impostazione delle varie fasi di costruzione, utilizzo e dismissione delle infrastrutture energetiche. Lo studio riporta alcuni esempi specifici che riguardano i settori del gas, della generazione e trasporto dell'energia elettrica, della produzione e raffinazione dei prodotti petroliferi.

Sicurezza e competitività

Il programma di investimenti analizzato ha anche lo scopo di incentivare la **competitività** del settore energetico ed industriale nazionale e di incrementarne i parametri di **sicurezza** con riferimento ad **altri paesi europei**, che sono in procinto di realizzare rilevanti investimenti in infrastrutture di importazione gas e di trasmissione elettrica.
Inoltre, un sistema energetico delle dimensioni di quello italiano, innovativo e resiliente, situato nel centro del Mediterraneo potrà costituire il riferimento per le strategie energetiche dei paesi del Sud Est Europa e del Nord Africa interconnessi direttamente ed indirettamente con l'Italia. L'accesso a nuove riserve di idrocarburi, la loro trasformazione in prodotti finiti e l'impiego delle fonti rinnovabili nei paesi della sponda Sud - Sud-Est permetterà di sviluppare un **sistema mediterraneo dell'energia** più sicuro e sostenibile.

Procedure autorizzative

Un fattore rilevante per l'efficacia delle infrastrutture energetiche è la loro realizzazione in un orizzonte temporale coerente con le **necessità del mercato** e con **i tempi previsti** dagli operatori per la **sostenibilità economica degli investimenti** e per il **raggiungimento degli obiettivi ambientali al 2030**. A questo proposito la durata dell'iter autorizzativo è in Italia superiore a quello della fase realizzativa degli impianti e a volte anche a quello delle dinamiche di mercato che generano la necessità dell'infrastruttura. Lo studio presenta alcune proposte per il **superamento e/o la mitigazione di tali criticità** e alcune considerazioni sul **Dibattito Pubblico** recentemente prescritto per alcune infrastrutture energetiche di rilevante importo economico.

Informazione e condivisione

Il programma di investimenti descritto non si potrà comunque realizzare senza la **condivisione** con le Istituzioni nazionali degli indirizzi e degli obiettivi a medio lungo termine e senza l'accordo con le Amministrazioni locali sulle ricadute economiche e sociali e sugli aspetti relativi alla compatibilità ambientale.

È pertanto auspicabile un confronto approfondito con le Istituzioni sulla base delle analisi e delle valutazioni degli investimenti presentati anche come supporto alla elaborazione del **Piano Energia e Clima** con cui il Paese deciderà nei prossimi mesi quali obiettivi ambientali traguardare e con quali strumenti.

Una successiva iniziativa di Confindustria Energia di informazione nei riguardi delle rappresentanze dei territori e dei consumatori e più in generale dell'opinione pubblica faciliterà la definizione e la **condivisione** degli aspetti che interessano maggiormente i residenti delle zone interessate dalle infrastrutture prese in esame.

Indice

1. Un mondo in veloce cambiamento 1
1.1. Il ruolo dell'energia e delle infrastrutture energetiche 1
1.2. Trend globali: diverse regioni, diverse sfide 2
1.3. Riflessioni sull'energy mix italiano 4
1.4. Il Mediterraneo e il ruolo dell'Italia 8
1.5. Le politiche europee per la transizione energetica 11
1.6. La Strategia Energetica Nazionale ed il Piano Integrato Energia Clima 12
2. Lo sviluppo e la gestione delle infrastrutture energetiche 15
2.1 I progetti considerati dallo studio 15
2.2 Le ricadute economiche 18
2.3 Le ricadute occupazionali 22
2.4 Ambiente, territorio ed economia circolare 23
2.5 La sicurezza energetica 37
3. Le procedure autorizzative 40
3.1 I soggetti interessati e il loro coinvolgimento e ruolo 40
3.2 Considerazioni sul procedimento autorizzativo 41
3.3 Possibili interventi migliorativi 42
3.4 Il Dibattito Pubblico 43
4. Conclusioni 45

1. Un mondo in veloce cambiamento

I processi di integrazione dei mercati e il progresso tecnologico sempre più veloce e permeante impattano profondamente ogni strato della società. Gli effetti del cambiamento tecnologico abbracciano con intensità diversa ogni settore economico e non sorprende che questo processo di trasformazione riguardi da vicino uno dei settori più strategici quale quello energetico. Infatti, i processi di produzione, approvvigionamento e consumo dell'energia rappresentano temi che determinano e guidano la visione del modello di sviluppo al quale le nostre società ambiscono.

Queste sfide stanno generando profondi cambiamenti nel modo di concepire l'ambiente, divenuto uno dei driver in grado di influenzare i processi industriali e gli usi e abitudini della società civile. Tali processi riguardano sia l'insieme degli asset tangibili indispensabili a rendere il cambiamento stesso tecnologicamente possibile (*hard factors*), sia gli aspetti socio-economici ed istituzionali (*soft factors*) che definiscono il funzionamento e le regole generali dei diversi settori, non da ultimo quello energetico.

1.1. Il ruolo dell'energia e delle infrastrutture energetiche

Il legame esistente tra infrastrutture e sviluppo economico-sociale è stato lungamente studiato ed è oggetto di approfondimenti nella letteratura economica per la sua rilevanza sulle politiche industriali. Gli impatti che derivano da questa relazione sono molteplici: dalla riduzione della povertà di un territorio all'aumento dell'equità sociale, dalla creazione di posti di lavoro all'accesso ai mercati, dal miglioramento degli indicatori sociali all'innalzamento del livello dell'istruzione e delle competenze professionali[3]. La teoria economica, pur riconoscendo che questi effetti sono complessi e dinamici, è tuttavia unanime nel sottolineare il ruolo positivo che gli investimenti in infrastrutture giocano per la crescita economica[4].

Gli investimenti fissi (lordi) sono una delle componenti che ha maggior impatto sull'andamento del Prodotto Interno Lordo e infatti il recente trend negativo degli investimenti nel nostro Paese ha rallentato la crescita economica nazionale.

La centralità dell'energia nel sostenere e migliorare gli standard di vita, combinata al ruolo delle infrastrutture nella creazione di ricchezza e miglioramento tecnologico, mette in evidenza il processo positivo che si innesca sui territori ospitanti le infrastrutture energetiche in termini di crescita economica, miglioramento tecnologico, adozione di soluzioni mirate alla salvaguardia ambientale e sviluppo sociale.

A livello globale lo sviluppo di infrastrutture energetiche è in continuo aumento, consentendo di mettere a disposizione energia per una fascia sempre più estesa della popolazione, assecondando: l'aumento demografico e l'espansione della classe media in vaste aree del mondo, da cui consegue un costante incremento della domanda energetica; la necessità di garantire a tutti, ed in particolare alle aree più svantaggiate del mondo, l'accesso all'energia; l'accelerazione del processo di interconnessione tra diversi paesi; la crescente urbanizzazione;

[3] Straub 2008; Calderon e Servén 2010a, 2010b; Calderon et al, 2011
[4] Rud, 2012; Cook, 2011; Arnold et al., 2008

e, la necessità di realizzare investimenti a bassa emissione di CO_2 per combattere le sfide climatiche legate al problema del surriscaldamento globale[5].

Il tema della riduzione delle emissioni in termini di CO_2 equivalente è divenuto negli ultimi anni il fulcro del dibattito sugli scenari futuri per i mercati economici ed energetici. La stabilizzazione della concentrazione in atmosfera di tali gas, è l'obiettivo principale della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici delle Nazioni Unite (UNFCCC).

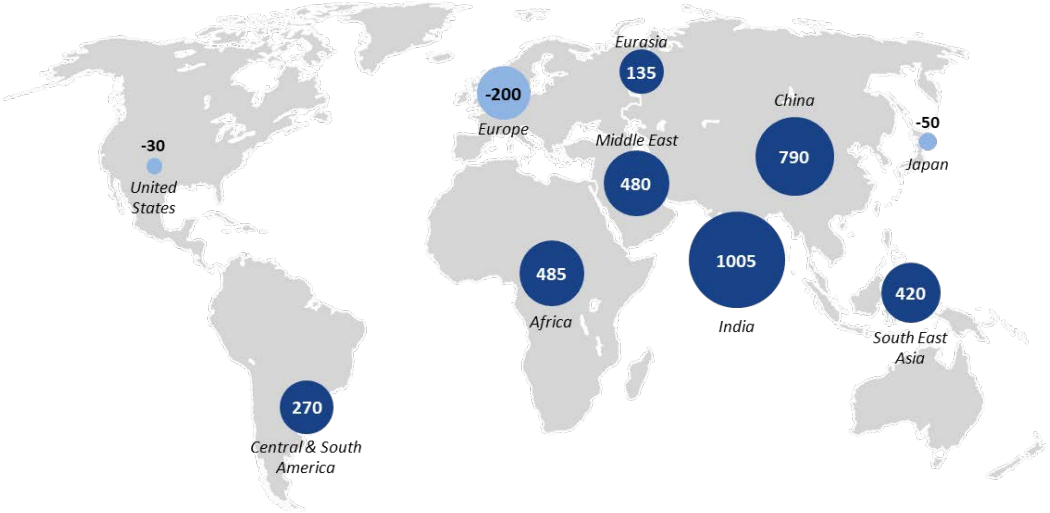
A questo percorso si è aggiunta l'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile: un programma d'azione per le persone, il pianeta e la prosperità, sottoscritto nel settembre 2015 dai governi dei 193 Paesi membri dell'ONU. L'Agenda ingloba 17 Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile - *Sustainable Development Goals*, SDGs. Coerentemente con gli SDGs, l'accordo di Parigi (COP 21 del 2015) mira a rafforzare la risposta globale alla minaccia dei cambiamenti climatici e fissa l'obiettivo di mantenere l'aumento della temperatura media globale al di sotto di 2°C rispetto ai livelli preindustriali, con l'impegno a "portare avanti sforzi per limitare l'aumento di temperatura a 1,5°C"[5].

In questo composito panorama, è indubitabile che la transizione verso un sistema economico a basse emissioni richieda una nuova e diversa comprensione delle esigenze di investimento in tutti i settori direttamente interessati dal processo di trasformazione del mix energetico.

1.2. Trend globali: diverse regioni, diverse sfide

I principali osservatori globali[6] intravedono due dinamiche determinanti che condizioneranno i mercati energetici del futuro: la crescita della domanda globale di energia e la capacità di produrre energia in maniera flessibile e sostenibile, limitando le emissioni di gas serra.

Figura 1 – Evoluzione della domanda primaria di energia (2016-2040)



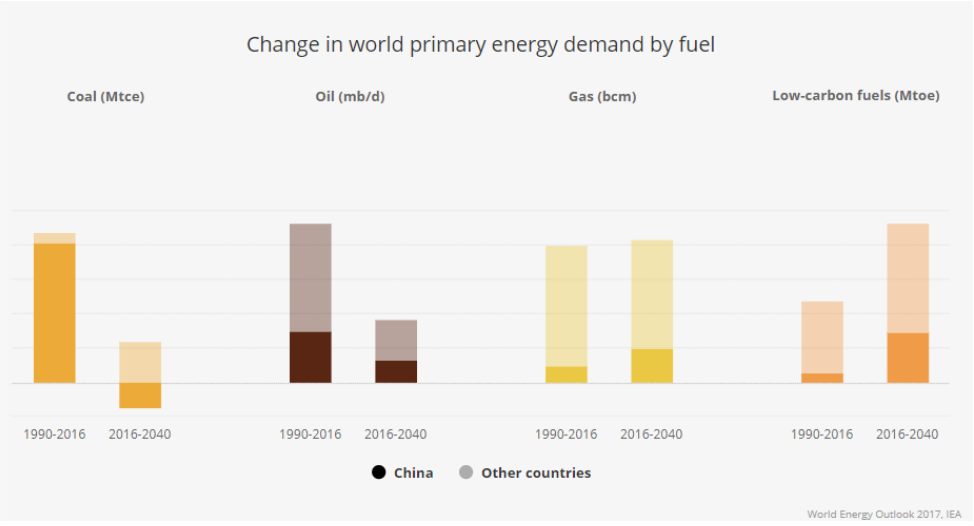
Fonte: World Energy Outlook 2017

[5] Fay et al., 2011; Bhattacharya et al., 2012
[6] IEA; BP Energy Outlook e IRENA

La domanda globale di energia è destinata ad aumentare di circa il 30% nei prossimi anni[7]. Il principale fattore trainante sarà la crescita demografica accompagnata dalle nuove condizioni di benessere nei paesi emergenti, e dall'espansione della classe media. La totalità della crescita della domanda mondiale di energia al 2040 è prevista concentrarsi in particolare nei paesi in via di sviluppo con l'India che da sola peserà circa l'11% e la Cina che, rappresentando il 24% della domanda energetica globale, diventerà già nel 2030 il maggior consumatore di petrolio raggiungendo i 13 milioni di barili al giorno di importazioni nette nel 2040. Attualmente la Cina si sta affermando anche tra i maggiori investitori in tecnologie di generazione da fonti rinnovabili, nonostante che il carbone detenga tuttora una posizione dominante nel suo mix energetico.
Scenario differente si prospetta per i paesi OCSE, dove sembra affermarsi un trend di richiesta dell'energia piatto o addirittura negativo. E' necessario tuttavia mantenere la convergenza tra i paesi OCSE sui macro obiettivi da perseguire, ovvero la sostenibilità e la sicurezza dell'approvvigionamento di energia, anche in linea con il ruolo tradizionalmente esercitato di "standard setter".

Caratteristica interessante da osservare è che il mix energetico, che soddisferà questa crescente domanda di energia, sarà il più diversificato che la storia dei mercati energetici abbia mai visto in termini di provenienza e varietà dell'offerta. Inoltre, la velocità con cui si sta imponendo l'evoluzione tecnologica fa sì che i sistemi energetici attuali si debbano adeguare al cambiamento in corso con maggiore rapidità rispetto al passato.

Figura 2 – Evoluzione della capacità primaria di energia (Per fonte)



Fonte: World Energy Outlook 2017

La domanda di petrolio è destinata a crescere nel periodo considerato, assecondata dal consolidato ruolo degli USA come fornitore di idrocarburi, al fianco dei produttori OPEC che stanno adottando imponenti strategie di diversificazione. Anche il gas, tra le fonti fossili più sostenibili, vede un'offerta in espansione sospinta da una domanda in forte crescita e in particolare del Gas Naturale Liquefatto che rappresenta una soluzione efficace in numerose regioni a bassa dotazione infrastrutturale. In questo panorama, le energie rinnovabili

[7] World Energy Outlook, 2017; BP Energy Outlook, 2018

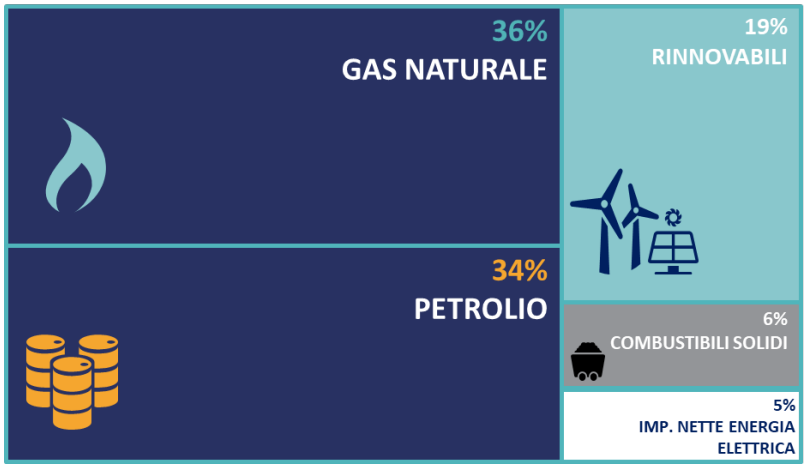
rappresentano le fonti con la crescita relativa più rapida e con un contributo al soddisfacimento dell'aumento della domanda globale di energia intorno al 40% al 2040. Nel mix energetico globale non è poi da trascurare il ruolo del carbone, che attualmente soddisfa circa un quarto della domanda energetica globale e che per disponibilità e relativa accessibilità (anche in termini di costo) giocherà ancora un ruolo non marginale nel breve-medio termine soprattutto nei paesi in via di sviluppo.

In questo contesto, il volume e la specificità degli investimenti in infrastrutture energetiche assumono un ruolo fondamentale per gestire le profonde evoluzioni lato domanda e offerta di energia e per traguardare la sfida energetica. Nella sola Unione europea, si stima che saranno necessari circa 207 Mld€ di investimenti annui fino al 2030 in infrastrutture di trasmissione e distribuzione contro una media di 94 Mld€ all'anno[8] (relativa al periodo 2011-13) per essere in linea con i target ambientali. Sulla base di queste valutazioni il volume degli investimenti in infrastrutture energetiche dovrà più che raddoppiare nei prossimi anni. A livello mondiale, l'IPCC stima una spesa annua per l'adeguamento degli asset energetici pari a circa il 2,5% del PIL mondiale.

1.3. Riflessioni sull'energy mix italiano

Sia in Italia che in Europa gli idrocarburi rappresentano la quota principale dell'energy mix, arrivando a coprire fino al 70% del fabbisogno energetico nel nostro Paese. La restante parte è soddisfatta dalle fonti energetiche rinnovabili, dai combustibili solidi e dalle importazioni di energia elettrica. Il mix italiano è caratterizzato per l'alto grado di dipendenza energetica, che ad oggi supera il 76% mentre l'Europa importa il 54% dell'energia di cui necessita[9].

Figura 3 - Mix energetico Italiano (2017) – Consumi energetici totali



Fonte: Unione Petrolifera

[8] Investment Challenges in Energy, Transport & Digital Markets Economic and Financial Affairs ISSN 2443-8014 (online) A Forward Looking Perspective institutional paper 041 November 2016
[9] Eurostat

Le fonti energetiche primarie che contribuiscono a soddisfare la domanda di energia sono:

Gas. Il gas è recentemente divenuto la prima fonte energetica del Paese. L'Italia, con i suoi 75,2 miliardi di mc consumati nel 2017, rappresenta il terzo mercato europeo; la crescita della domanda italiana di gas (+6% verso il 2016), riflette la tendenza mondiale, anche perché il gas è riconosciuto internazionalmente come fonte energetica ottimale per gestire la transizione. A fronte di questo trend di crescita non ne è conseguito tuttavia un aumento della produzione domestica, accentuando in tal modo la dipendenza dalle importazioni. La richiesta di gas nei prossimi anni è prevista in aumento anche in considerazione del phase out del carbone per la generazione elettrica. Sono presenti peraltro promettenti sviluppi per la produzione del biometano e in generale di gas a basso contenuto di carbonio (green hydrogen o blue hydrogen) anche per effetto dei recenti provvedimenti normativi di incentivazione per il suo utilizzo nel settore dei trasporti e a tendere in altri settori quali la generazione elettrica.

Petrolio. Pur mantenendo la sua posizione tra i maggiori componenti energetici nella fornitura di energia primaria per il Paese, il consumo interno lordo della fonte petrolifera negli ultimi 10 anni è stato caratterizzato da una costante diminuzione. Come nel caso del gas, sul territorio nazionale insistono giacimenti di idrocarburi che producono l'equivalente di circa il 10% del fabbisogno nazionale, mentre il restante 90% viene importato. In riferimento agli impianti, le 11 raffinerie presenti sul territorio nazionale hanno passato in lavorazione circa 80 milioni di tonnellate di prodotto (+3,6% verso il 2016), evidenziando una tendenza a progressivi aumenti dell'export. Come riscontrato nel settore gas, anche il settore petrolifero è in forte trasformazione grazie alla riconversione di due raffinerie tradizionali in *green refineries* per la produzione di biocarburanti avanzati.

Fonti rinnovabili. L'ultimo decennio è stato caratterizzato da una crescita tumultuosa delle fonti rinnovabili, arrivate a pesare quasi un quinto del mix energetico nazionale. In Italia le FER sono diffusamente impiegate sia per la produzione di energia elettrica che per la produzione di calore, sia infine in forma di biocarburanti immessi in consumo. Pertanto, l'incidenza dei consumi finali lordi di energia da FER sui consumi finali lordi complessivi ammonta per il 2017 a 17,7%, un valore superiore per il quarto anno consecutivo al target (17%) stabilito per l'Italia dagli obiettivi europei 20-20-20.

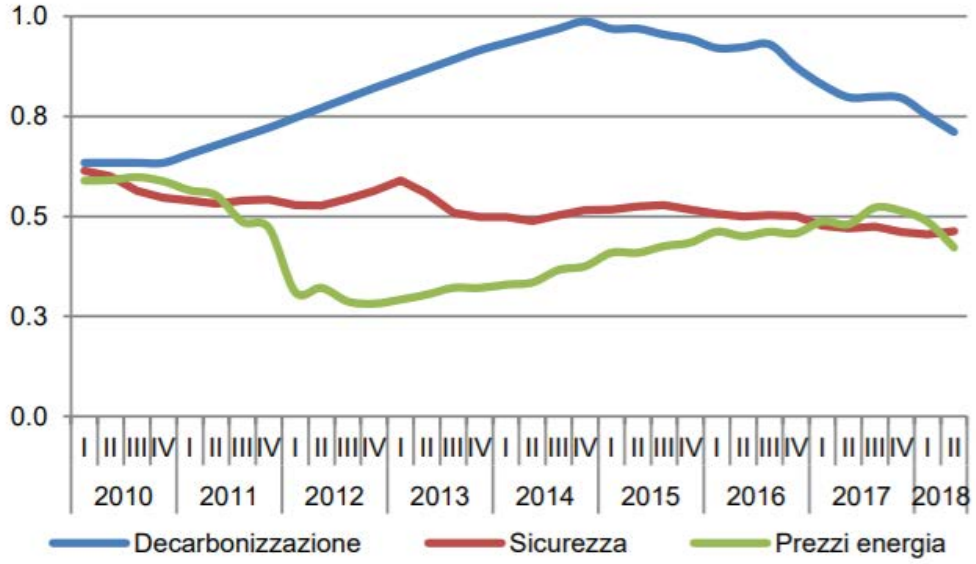
Carbone. In costante calo il peso del carbone sull'energy mix nazionale, che oggi vale per il 6% dei consumi rispetto alla media europea del 14,5%. Nonostante la bassa incidenza, permangono in Italia 12 centrali a carbone che producono un terzo delle emissioni del sistema elettrico nazionale.

Per completezza dell'analisi sul panorama energetico nazionale, si ritiene utile fornire alcuni dati sullo stato del **settore elettrico**, benché rappresenti un vettore energetico, in quanto destinatario di significativi investimenti in termini di rete e di impianti di generazione.

Energia elettrica. La penetrazione elettrica (ovvero il rapporto tra energia elettrica e consumi energetici totali) oggi nel mondo è di circa il 22% ed è un fenomeno in crescita. In Italia la percentuale è allineata alle medie mondiali, con il 21%. Il mix generativo elettrico in Italia è ambientalmente sempre più virtuoso, grazie al fatto che l'85% della generazione di elettricità si ottiene attraverso gas naturale e fonti rinnovabili. Tale combinazione ha permesso di dimezzare le emissioni unitarie di CO_2 derivanti dalla produzione di energia elettrica, poco sopra i 250g per KWh, ben al di sotto di altri grandi paesi europei.

Le profonde trasformazioni derivanti dalla transizione energetica hanno spinto l'ENEA a sviluppare un modello di monitoraggio delle dinamiche evolutive del sistema energetico nazionale, attraverso gli indici sintetici della Transizione Energetica a cadenza trimestrale[10], basati sugli indicatori della decarbonizzazione, della sicurezza e dai prezzi dell'energia, fattori rilevanti per una transizione sostenibile verso gli obiettivi 2030 e 2050.

Figura 4 - Evoluzione degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico (indice da 0 a 1)



Fonte: ENEA (2018)

Guardando l'evoluzione degli indici, è evidente come i fattori che compongono il trilemma energetico non abbiano ancora raggiunto uno sviluppo equilibrato e sinergico. Il rapido sviluppo delle fonti rinnovabili incentivate ha causato un rialzo generalizzato dei prezzi dell'energia a partire dal 2012. D'altro canto la successiva sospensione degli incentivi e la ripresa della produzione industriale hanno influenzato negativamente il trend di decarbonizzazione a causa di una stazionarietà delle emissioni non in linea con gli obiettivi 2030.

Per quanto riguarda la sicurezza energetica sia il sistema gas che elettrico hanno superato alcune criticità contingenti, pur rimanendo insoddisfacente il livello di adeguatezza e capacità di bilanciamento del sistema elettrico per far fronte all'interrompibilità delle fonti rinnovabili.

Il settore della raffinazione è esposto inoltre alla concorrenza dei paesi extra UE soprattutto a causa di un costo dell'energia molto più basso in quei paesi. Questa criticità si aggraverebbe in presenza di una risalita dei prezzi del petrolio.

[10] http://www.enea.it/it/Stampa/news/energia-1deg-trimestre-2018-consumi-3-rinnovabili-2-prezzi-in-calo-per-gli-energivori/

Una più attenta analisi da una prospettiva comparata con altri paesi consente inoltre di apprezzare come l'intensità energetica del sistema energetico italiano sia al di sotto della media dei paesi OCSE ed UE [Figura 5].

Figura 5 - Energia e carbon intensity (2016)

	Italy	IEA average
TPES per capita (toe/cap)	2.46	4.42
Electricity consumption per capita (MWh/cap)	5.00	8.69
Emissions* per capita (tCO_2/cap)	5.45	9.88
Energy intensity (TPES) (Mtoe/USD PPP million)	73	96
Emission* intensity (tCO_2/ USD PPP million)	164	193

* CO_2 emissions from fuel combustion (2015 data)

Fonte: IEA – Country overview Italia (2016)

Gli ulteriori sviluppi delle fonti rinnovabili (elettriche e termiche), le politiche di efficienza energetica e il completo switch verso il gas della produzione termoelettrica migliorano ulteriormente questo trend positivo.

1.4. Il Mediterraneo e il ruolo dell'Italia

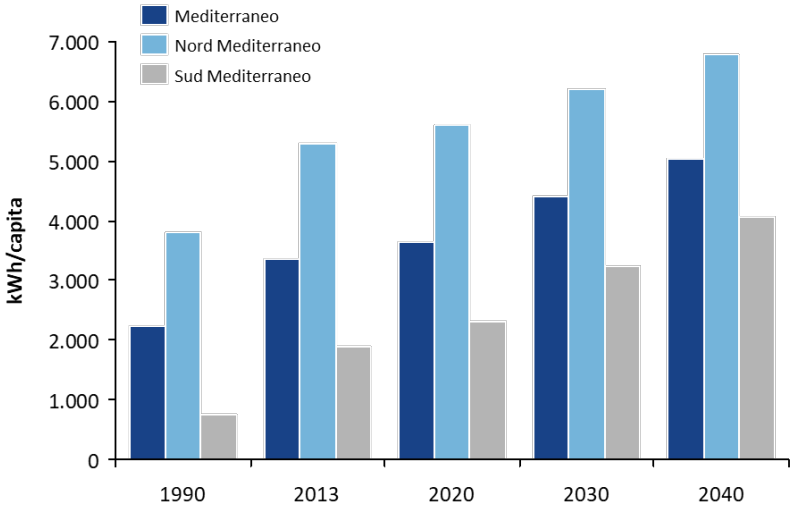
Nel contesto globale fortemente dinamico, i paesi che si affacciano sul Mediterraneo presentano una forte interdipendenza economica, che in passato ha determinato importanti risvolti anche per lo scambio tra i sistemi energetici nella regione.

Storicamente i paesi della sponda Nord del bacino mediterraneo hanno importato consistenti forniture energetiche dai paesi del Nord Africa e del Medio Oriente. La regione oggi si presenta fortemente frammentata e si trova ad affrontare importanti sfide di natura economica e sociale. Nonostante ciò, le forti asimmetrie dei paesi che compongono il bacino mediterraneo, oltre a rappresentare punti di debolezza, possono determinare importanti opportunità di integrazione e di sviluppo, soprattutto nel settore energetico.

I paesi della sponda Est e Sud[11] pur rappresentando attualmente solo il 25% del PIL dell'area mostrano una forte crescita demografica e ospiteranno, entro il 2030, circa il 60% della popolazione del bacino. Inoltre, è previsto che i paesi della sponda Sud si svilupperanno al doppio del tasso annuale di crescita economica rispetto ai paesi del Nord del Mediterraneo. Queste proiezioni evidenziano rilevanti ricadute sulla crescita della domanda energetica aggregata nei paesi del Nord Africa e del vicino Oriente.

Al contrario, nei paesi della sponda Nord[12], fattori quali la maturità economica, i progressi nel campo dell'efficienza energetica e i deboli trend demografici fanno prospettare livelli di consumo meno dinamici da qui al 2030.

Figura 6 - Domanda di elettricità (pro-capite)



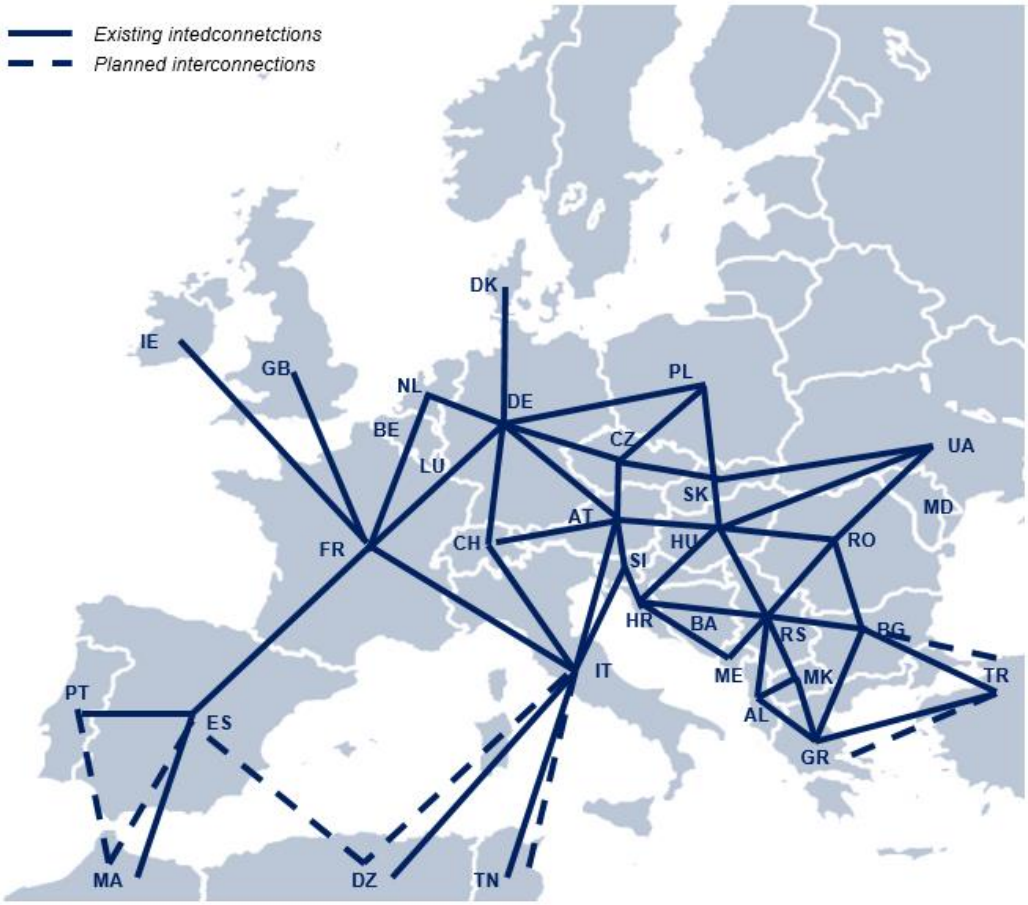
Fonte: OME (2015) - MEP

[11] Classificazione OME: Algeria, Egitto, Libya, Morocco, Tunisia, Turchia, Israele, Giordania, Libano, Palestina e Siria.
[12] Classificazione OME Cipro, Francia, Grecia, Italia, Malta, Portogallo, Slovenia, Spagna e Albania, Bosnia Erzegovina, Croazia, FYROM, Serbia

In questa situazione, esistono rilevanti ragioni che possono giustificare una crescente integrazione dei mercati energetici a Nord e a Sud del Mediterraneo.

Lo sviluppo di interconnessioni elettriche nei prossimi anni potrebbe consentire ai paesi europei di esportare energia grazie alla loro attuale sovraccapacità di generazione per soddisfare la crescente domanda dei paesi MENA (Middle East and North Africa); mentre nel medio-lungo periodo il flusso potrà essere bi-direzionale quando il potenziale delle rinnovabili nelle zone Sud del Mediterraneo sarà pienamente sviluppato.

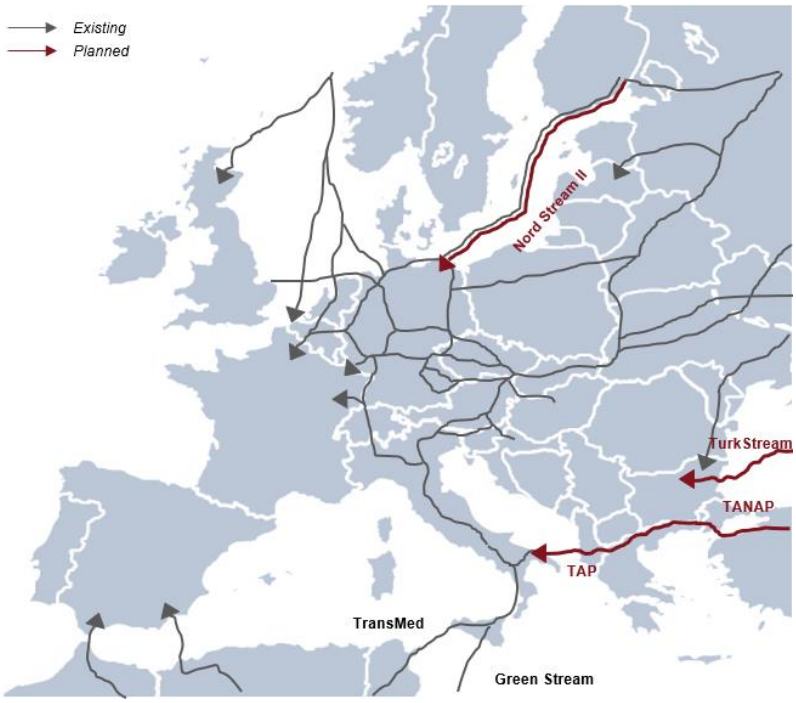
Figura 7 - Interconnessioni elettriche esistenti e pianificate- Europa



Fonte: MedTso 2018, ENTSO-E (TYNDP 2018), Strategy& analysis

La realizzazione di nuovi sistemi di trasporto di gas naturale consentirebbe di valorizzare le abbondanti risorse nel bacino, che potranno contribuire a migliorare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento dei paesi nell'area Nord garantendo una maggiore sicurezza e competitività delle importazioni.

Figura 8 - Principali gasdotti di importazione esistenti e pianificati - Europa



Fonte: ENTSO-G Capacity map (2015), Nordstream 2, Strategy& analysis

Per realizzare questa integrazione, l'OME (Osservatorio Mediterraneo dell'Energia) ha stimato che oltre 700 Mld€ di investimenti saranno necessari entro il 2030 per garantire la necessaria dotazione infrastrutturale (in termini di capacità aggiuntiva) oltre che ulteriori 20 Mld€ per le interconnessioni necessarie a connettere le reti elettriche Nord e Sud del bacino (MedTSO, 2013).

In questo contesto, l'Italia potrà svolgere un importante ruolo di transito e gestione degli scambi attraverso il proprio sistema infrastrutturale, sia nel settore del gas che in quello dell'energia elettrica, diventando da un lato il terminale delle reti dei mercati UE verso Sud e dall'altro lo sbocco privilegiato delle risorse provenienti dal Medio-Oriente e Nord Africa e dirette ai mercati dell'Europa continentale.

1.5. Le politiche europee per la transizione energetica

Gli impegni sottoscritti dalla comunità internazionale con l'Accordo sul Clima di Parigi nel 2015 per la lotta ai cambiamenti climatici hanno indotto l'Unione europea ad elaborare una nuova politica energetica per il periodo 2021-2030 con il duplice obiettivo di esercitare il ruolo di leader a livello globale in campo di salvaguardia ambientale e di avviare un'attività di follow-up della strategia europea 20-20-20. Le politiche europee Clima Energia sono in fase evolutiva nell'ambito del trilogo tra Commissione, Parlamento e Consiglio ed hanno riflessi importanti per gli strumenti di indirizzo delle politiche nazionali. I termini fissati nel 2014 per il Clima e l'Energia prevedono:

- l'obiettivo UE vincolante di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra almeno del 40% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990, da realizzare sia nei settori coperti dal sistema ETS[13] (con una riduzione del 43% rispetto al 2005) che in quelli non coperti da esso (con una riduzione del 30% rispetto al 2005);
- l'obiettivo vincolante a livello UE di almeno una quota del 27% per le fonti energetiche rinnovabili sui consumi finali lordi al 2030, vincolante per l'intera UE.
- l'obiettivo indicativo di almeno il 27% a livello UE per l'efficienza energetica nel 2030, con l'opzione di una revisione dell'obiettivo entro il 2020 in vista di un suo innalzamento al 30% entro il 2030.

Per facilitare il raggiungimento di tali obiettivi, il Consiglio Europeo ha ribadito l'importanza di completare la riforma del mercato interno dell'energia e di garantire la sicurezza energetica. Si è prefissato, inoltre, di sviluppare un sistema di governance affidabile e trasparente affinché l'UE garantisca nel suo insieme il rispetto degli obiettivi di politica energetica, con la necessaria flessibilità per gli Stati membri di stabilire il proprio mix energetico. Tale sistema di governance dovrà basarsi sui Programmi Nazionali per il Clima e l'Energia, i Piani Nazionali per le Fonti Energetiche Rinnovabili e l'Efficienza Energetica ed i Piani per la Sicurezza Energetica, integrandoli allo scopo di facilitare il coordinamento delle politiche energetiche nazionali e favorire la cooperazione regionale fra gli Stati membri.

La Comunicazione "A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy"[14] del febbraio 2015 ribadisce l'obiettivo di una Unione dell'Energia che fornisca ai consumatori europei energia sicura, sostenibile e a prezzi competitivi, mantenendo al centro un'ambiziosa politica sul clima. La Strategia dell'Unione dell'Energia recepisce agli obiettivi 2030 e promuove:

- la sicurezza energetica, la solidarietà e la fiducia reciproca, basate sulla diversificazione delle fonti, dei fornitori e delle rotte di approvvigionamento (con particolare attenzione al gas naturale e a quello liquefatto); sulla stretta cooperazione fra gli Operatori Nazionali dei Sistemi di trasporto e trasmissione (ENTSO) nel fronteggiare situazioni di crisi e gestire i sistemi di stoccaggio; sul rafforzamento della proiezione internazionale dell'UE nei confronti dei propri partner energetici;
- un mercato energetico pienamente integrato e caratterizzato dallo scambio transfrontaliero (anche bidirezionale) di elettricità, gas e petrolio, dall'integrazione dei mercati regionali, con una maggiore apertura dei mercati nazionali ad operatori di altri paesi e da regolamenti che consentano l'empowerment dei consumatori;

[13] Emission Trading System
[14] COM[2015]80 final

- la ricerca, l'innovazione e la competitività per sostenere la leadership europea nell'ambito delle tecnologie a basse emissioni di carbonio (rinnovabili, efficienza energetica, sistemi di stoccaggio dell'energia, CCS[15] e nucleare) e per coinvolgere i cittadini nella transizione energetica verso un'economia low carbon.

Il 30 novembre 2016 la Commissione Europea ha presentato un pacchetto di proposte normative nell'ambito del "*Clean Energy Package for All Europeans*"[16] (nell'abbreviazione CEP e noto anche col nome di *Winter Package*) che contiene importanti direttive per i settori delle fonti rinnovabili, dell'efficienza energetica, del mercato elettrico e della governance dell'UE.

A giugno 2018[17], la Commissione, il Parlamento Europeo, ed il Consiglio hanno raggiunto un accordo su due proposte contenute nel CEP, relative alle fonti di energia rinnovabili e all'efficienza energetica.

L'accordo fissa l'obiettivo vincolante di una quota di energia da fonti rinnovabili pari al 32% del consumo finale lordo dell'Unione, con un sostanziale incremento rispetto al 27% concordato dai leader europei nel 2014. È stato inoltre trovato un punto d'accordo sulla revisione della direttiva efficienza energetica, incrementando l'obiettivo non vincolante dal 27% al 32,5% al 2030. In entrambi i casi sono previste clausole di revisione nel 2023.

Oltre ai precedenti obiettivi si prevede anche una quota di fonti rinnovabili nei trasporti del 14% e viene confermata la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra almeno del 40% entro il 2030.

1.6. La Strategia Energetica Nazionale ed il Piano Integrato Energia Clima

L'Italia ha aggiornato nel 2017 la Strategia Energetica Nazionale per dotare il Paese di una pianificazione degli interventi da realizzare per raggiungere gli obiettivi ambientali al 2030.

Tali interventi sono stati indirizzati verso tre obiettivi strategici:

- **competitività**, attraverso l'adozione di misure mirate alla riduzione del gap del prezzo dell'energia rispetto agli altri paesi dell'Unione Europea, intervenendo sul completamento dei processi di liberalizzazione e con interventi specifici a tutela dei settori industriali energivori;
- **sicurezza**, per assicurare l'approvvigionamento e la flessibilità del sistema energetico e garantire l'integrazione di quantità crescenti di FER e la gestione dei flussi e punte di domanda di gas con andamenti variabili e con fluttuazioni sempre più ampie;
- **ambiente**, per raggiungere gli obiettivi ambientali previsti dalla Strategia europea del *Clean Energy Package* e in linea con gli impegni presi nella COP21 contribuendo in particolare all'obiettivo della decarbonizzazione dell'economia e alla lotta ai cambiamenti climatici.

A valle dell'intesa raggiunta nel giugno 2018 sulla Direttiva Rinnovabili e sull'Efficienza Energetica tra Consiglio, Parlamento Europeo e Commissione, la SEN dovrà essere opportunamente rivista in un'ottica di coerenza con i nuovi obiettivi concordati.

[15] Carbon Capture and Storage
[16] https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans
[17] http://europa.eu/rapid/press-release_STATEMENT-18-4155_en.htm

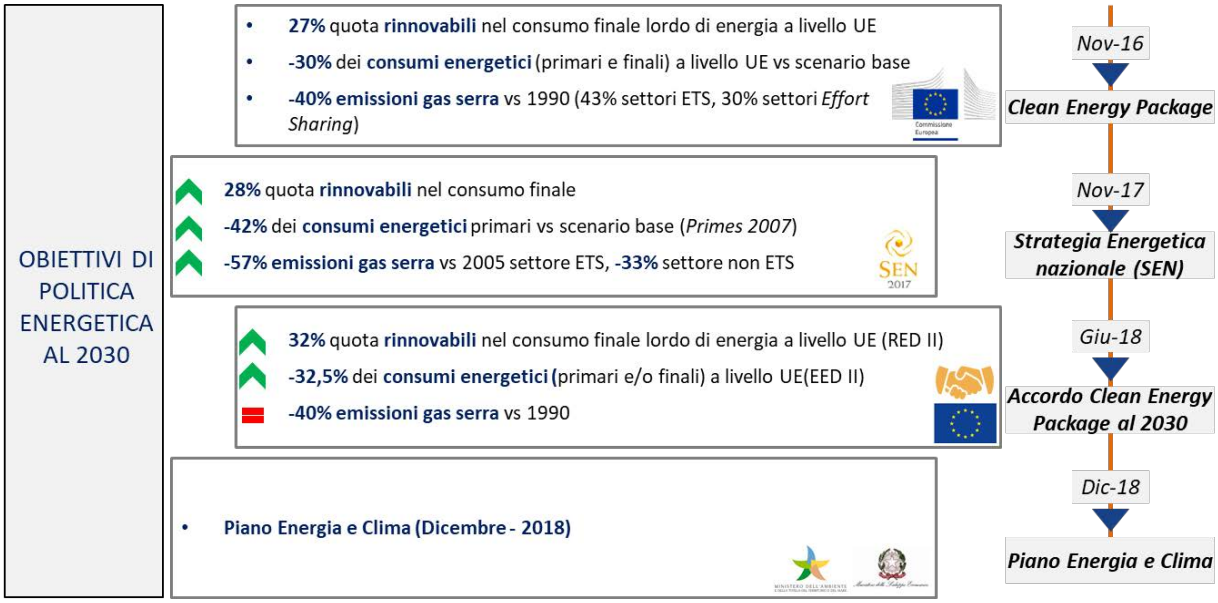
A questo proposito il Piano Nazionale Integrato Energia Clima definirà il contributo nazionale ai nuovi obiettivi stabiliti nel contesto dell'Unione dell'Energia, e potrà contare sulla flessibilità necessaria di determinare il mix energetico a cui ricorrere, in rispetto del principio di sussidiarietà.

Il Piano si comporrà nella sua organizzazione di due sezioni: una prima parte di inquadramento generale contenente gli obiettivi, le politiche e le misure necessarie a livello nazionale per conseguire gli obiettivi preposti; una seconda sezione contenente la base analitica, la definizione di uno scenario di riferimento e una valutazione degli impatti e delle politiche e delle misure previste (*scenario policy*).

Si dovrà tenere conto anche delle cinque dimensioni dell'Unione dell'Energia: decarbonizzazione, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno dell'energia e ricerca, innovazione e competitività.

Gli obiettivi da conseguire potranno essere definiti tenendo conto di una visione collettiva a livello unionale, affinché l'ambizione degli sforzi sia equamente ripartita tra gli Stati membri.

Figura 9 - Obiettivi di politica energetica al 2030



Fonte: Confindustria Energia

Il Piano dovrà essere trasmesso a Bruxelles entro il 31 dicembre 2018 e sarà oggetto di analisi da parte della Commissione che ha previsto un sistema puntuale di monitoraggio e di verifica dei contributi dei piani nazionali riservandosi di adottare raccomandazioni qualora riscontri tra gli Stati membri progressi insufficienti a raggiungere i traguardi previsti.

È importante sottolineare il carattere trasversale che assumerà il documento di governance. Nel determinare gli interventi non si potrà non tenere conto dell'impatto della strategia sugli altri settori economici quali trasporti, ambiente e industria come tra l'altro riconosciuto dalla Commissione europea nel regolamento che parla proprio di coerenza degli interventi per assicurare la governabilità del processo.

È evidente come il Piano assuma una forte rilevanza strategica per la politica non solo energetica ma anche industriale del Paese. Le azioni qui programmate daranno impulso al mercato a destinare importanti investimenti nello sviluppo di tecnologie energetiche innovative, anche al servizio della flessibilità del sistema energetico nel suo complesso, che per essere realmente efficaci dovranno essere supportate da adeguate infrastrutture sempre più integrate (come per esempio nel caso del gas ed elettricità, dove il primo consente ulteriore flessibilità per il bilanciamento del sistema elettrico).

In questo quadro, un fattore rilevante è l'attenzione dedicata dal legislatore europeo a garantire al settore privato di poter contare su quadri normativi nazionali più trasparenti, alla base per le decisioni di investimento nei settori dell'energia e del clima, e ad assicurare ai cittadini una migliore informazione sull'attuazione dell'Unione dell'energia e delle relative politiche.

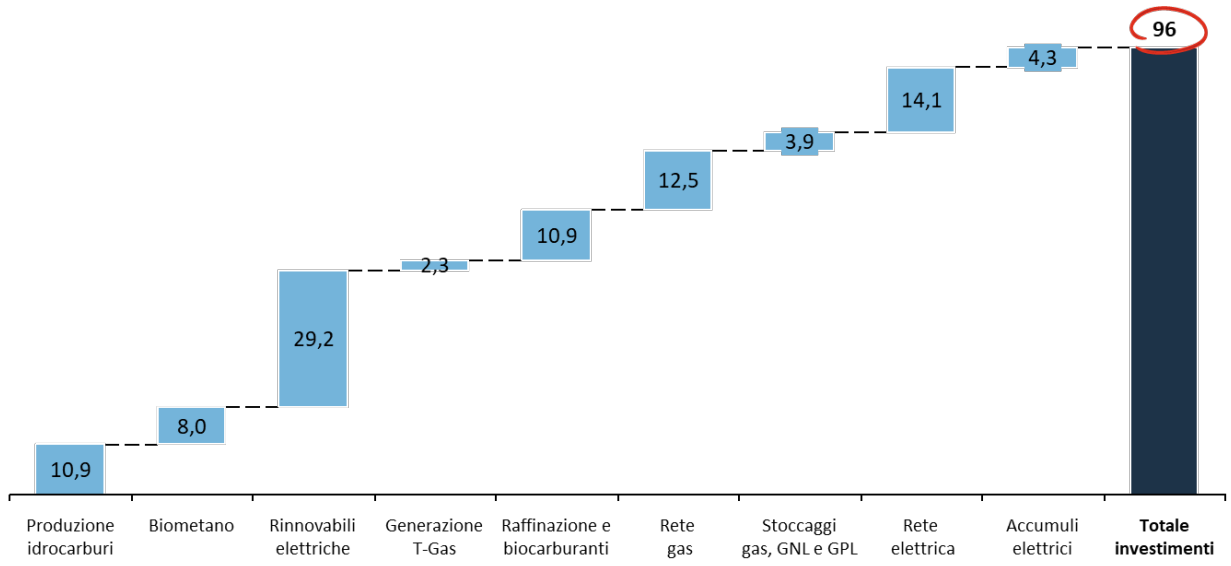
2. Lo sviluppo e la gestione delle infrastrutture energetiche

Nel contesto energetico europeo e nazionale descritto nel precedente capitolo, Confindustria Energia ha promosso il progetto "Infrastrutture energetiche, ambiente e territorio" che si propone di mettere insieme le diverse anime della filiera energetica nazionale per elaborare un contributo alla programmazione degli interventi necessari al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione da condividere con un ampio contesto di interlocutori.

2.1 I progetti considerati dallo studio

Gli investimenti esaminati nel presente studio considerano i contributi dei principali operatori del comparto energetico in tutta la catena settoriale delle attività di generazione, trasformazione, trasporto e stoccaggio (ad esclusione della distribuzione). Essi riguardano le infrastrutture energetiche primarie previste dai programmi di sviluppo relativi al periodo **2018-2030** elaborati dalle Associazioni rappresentate da Confindustria Energia (Anigas, Assogasliquidi, Assomineraria, Elettricità Futura, Igas, Unione Petrolifera), oltreché da Snam e da Terna**.**

Figura 10. Investimenti in infrastrutture energetiche (Mld€, 2018-2030)[1]



Fonte: Partecipanti allo studio

Le prime considerazioni di carattere generale che emergono dalle analisi effettuate sono:

- il valore complessivo stimato degli investimenti per le differenti filiere energetiche raggiunge quasi i 100 Mld€;
- gli obiettivi 2030, previsti dalle politiche comunitarie e di prossimo recepimento nell'ordinamento nazionale con il Piano Integrato Energia e Clima, richiederanno un ruolo sempre maggiore delle fonti rinnovabili nel mix energetico nazionale;
- gli investimenti esaminati saranno sostenuti da operatori di mercato (regolato e non) senza comportare **alcun effetto sul debito pubblico nazionale**.

Il processo di trasformazione dovrà comunque compiersi con il necessario apporto delle fonti tradizionali che garantiranno la sicurezza e la stabilità del sistema energetico nazionale e la sua competitività rispetto agli altri mercati europei e internazionali.

Per quanto riguarda la **produzione di idrocarburi** in base alla valutazione degli impegni previsti dai principali operatori del settore, è stato previsto un programma di investimenti in linea con gli ultimi 10 anni, mirato a valorizzare le risorse naturali del sottosuolo per ridurre, a tendere, la dipendenza nazionale dalle importazioni di petrolio e gas naturale tramite l'utilizzo delle riserve di idrocarburi nel canale di Sicilia, nell'Adriatico settentrionale e in Basilicata. Pertanto, gli investimenti di **10,9 Mld€** previsti per la **produzione di idrocarburi liquidi e gassosi** includono interventi per l'efficientamento e la riqualificazione delle infrastrutture esistenti, per la mitigazione degli impatti ambientali e per la salvaguardia della capacità produttiva. Tale stima non considera altri potenziali investimenti che potrebbero materializzarsi in caso di ritorno alle attività di esplorazione.

Per quanto riguarda il **biometano**, fonte rinnovabile particolarmente favorevole all'economia circolare, gli esperti del settore valutano un potenziale di produzione pari a 8Bcm/a.
Questo studio tuttavia considera soltanto il contributo relativo al settore dei trasporti pari a 4Bcm/a al 2030 (**8,0 Mld€** di investimenti) alla luce degli indirizzi normativi attuali.
Un più esteso impiego del biometano e in futuro dell'idrogeno (*green hydrogen*) potrà essere valorizzato a seguito dei previsti nuovi obiettivi per le rinnovabili (nel Piano Energia e Clima) e delle modifiche del quadro normativo regolatorio (es. incorporazione di rinnovabili termiche per usi industriali e nel residenziale).

Per quanto riguarda le **rinnovabili per la generazione elettrica**, il cumulato di investimenti nel settore risulta pari a **29,2 Mld€**, e si riferisce alla realizzazione di impianti fotovoltaici (20,3 Mld€), eolici (8,4Mld€) e geotermici (0,5 Mld€). La nuova capacità di generazione stimata è stata prevista in due fasi al fine di tenere conto di un primo periodo, pre 2020, in linea con gli incentivi previsti per la promozione dello sviluppo della generazione da fonti rinnovabili, ed un secondo periodo, 2020-2030, corrispondente ai successivi target del *Clean Energy Package*.

Entro il 2025 è prevista la sostituzione della **generazione termoelettrica** a carbone con le fonti rinnovabili e le centrali turbogas. Con riferimento a queste ultime si prevede la necessità di realizzare circa 3,4GW di nuova capacità elettrica, di cui almeno il 50% a ciclo combinato e almeno 400MW di capacità situata in Sardegna. La realizzazione di nuovi impianti OCGT/CCGT comporterà un investimento medio di **2,3 Mld€**.

Le infrastrutture produttive e logistiche del settore della **raffinazione** nazionale si andranno progressivamente trasformando per essere funzionali ai nuovi carburanti/energie alternative per la mobilità. L'avanguardia tecnologica del settore potrà contribuire positivamente alla transizione verso un'economia a minor contenuto di carbonio garantendo tra le altre cose l'affidabilità, la sostenibilità e la sicurezza degli approvvigionamenti dei prodotti petroliferi. Saranno necessari adeguamenti strutturali delle raffinerie per aumentare la loro competitività sui mercati internazionali e permettere di migliorare ulteriormente la qualità dei prodotti petroliferi e di sviluppare prodotti innovativi, quali i biocarburanti (sia liquidi che gassosi). Parallelamente si svilupperà la ricerca per la produzione degli e-fuel e dei sistemi di cattura della CO_2.
In linea con il trend di interventi infrastrutturali effettuati dall'industria petrolifera italiana negli anni scorsi, gli investimenti programmati entro il 2030 dal settore ammontano ad un totale di **10,9 Mld€**.

Gli investimenti in impianti di produzione e trasformazione necessitano di interventi complementari in **infrastrutture di trasporto e di stoccaggio** per aumentare la flessibilità e sicurezza delle reti gas ed elettrica.

Per quanto concerne la **rete di trasporto nazionale del gas naturale**, SNAM prevede investimenti pari a **11,6 Mld€** per il periodo 2018-2030 allo scopo di sviluppare ulteriormente le infrastrutture gas italiane e la loro interconnessione con quelle europee. Riguardano in particolare: lo sviluppo della rete del trasporto gas in Sardegna, il collegamento con il gasdotto TAP, il completamento del reverse-flow verso altri paesi europei, la manutenzione e la sostituzione a tratti della rete di trasporto. La realizzazione di queste opere avrà molteplici effetti: una maggiore differenziazione delle fonti di approvvigionamento, aumentando la flessibilità del sistema e la sicurezza delle forniture, il supporto alla trasformazione dell'Italia in un hub del gas, una maggiore interconnessione con l'Europa, riducendo il differenziale di prezzo che oggi sconta l'Italia con i mercati europei con maggiore liquidità. Verrà così migliorata la competitività del sistema e si ridurrà l'attuale footprint emissivo utilizzando in maniera efficiente le infrastrutture esistenti per veicolare il gas naturale e i gas a basso contenuto di carbonio.

Oltre agli investimenti previsti sulla rete nazionale, questo studio considera strategico lo sviluppo delle **nuove infrastrutture di importazione via gasdotto** (**0,9 Mld€** di investimento sul territorio nazionale): il progetto TAP e quello del gasdotto Poseidon. Tali infrastrutture, seppur interessando in modo marginale il territorio italiano nella fase di costruzione, porteranno indubbi vantaggi al sistema industriale nazionale, in termini di commesse e referenze per futuri lavori. Entrambi i gasdotti sono riconosciuti come Progetti di Interesse Comune da parte della Commissione Europea poiché permetteranno di connettere i mercati finali e di diversificare le rotte e le fonti di approvvigionamento, sostenendo così lo sviluppo del Corridoio Sud del gas. Il TAP entrerà in funzione nel 2020 mentre il Poseidon, nel medio termine, veicolerà il gas disponibile nella piattaforma East-Med e in Turchia.

Nell'ottica della sicurezza e della resilienza del sistema gas e della riduzione delle emissioni di CO_2 nei diversi segmenti trasporto, industria e utenze off-grid, il settore richiede nuove strutture di **stoccaggio gas, GNL e GPL,** per un valore di **3,9 Mld€** entro il 2030.

In particolare, tali interventi riguarderanno: gli investimenti per l'incremento della capacità di stoccaggio di gas naturale; lo sviluppo di stoccaggi di GNL stimati in base agli obiettivi della Direttiva Europea DAFI, recepita a livello nazionale dal D.lgs. 257/16; lo sviluppo di stoccaggi GPL, stimati in base alla necessità del settore di sviluppare basi di approvvigionamento in particolari aree geografiche.

Per quanto riguarda infine la **rete elettrica**, in coerenza con le esigenze derivanti dall'applicazione delle politiche ambientali, Terna prevede di sviluppare e adeguare le infrastrutture per garantire il dispacciamento di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nell'ottica di sostituire l'energia prodotta dai combustibili fossili più inquinanti, e per promuovere l'efficienza energetica attraverso un accorto sviluppo della rete di trasmissione volto a ridurre le perdite di esercizio e a rispondere al potenziale incremento della penetrazione elettrica negli usi finali. Gli investimenti complessivi previsti da Terna entro il 2030 ammontano a **14,1 Mld€** e riguardano la posa di nuovi elettrodotti, la razionalizzazione e ottimizzazione della rete esistente e la realizzazione di compensatori di tensione e stazioni elettriche.

Infine, l'incremento previsto del contributo delle **rinnovabili** nel mix generativo elettrico concomitante con il **phase out del carbone** al 2025, richiedono lo sviluppo di infrastrutture

complementari quali i sistemi di accumulo e bilanciamento della rete. I sistemi di accumulo, infatti, svolgono un ruolo strategico di supporto alla generazione elettrica, offrendo servizi di bilanciamento e regolazione di frequenza e tensione sulla rete e compensando l'aleatorietà delle rinnovabili attraverso l'immissione in rete di energia prodotta secondo un profilo prevedibile.
Il totale degli investimenti in **sistemi di accumulo elettrico,** di capacità stimata tra i 3,0 e i 5,0 GW situati principalmente nell'area Sud e in Sicilia, è pari a **4,3 Mld€.**

Una maggiore integrazione tra il sistema elettrico e quello del gas incrementerà la sicurezza e la flessibilità del sistema energetico nazionale.

2.2 Le ricadute economiche

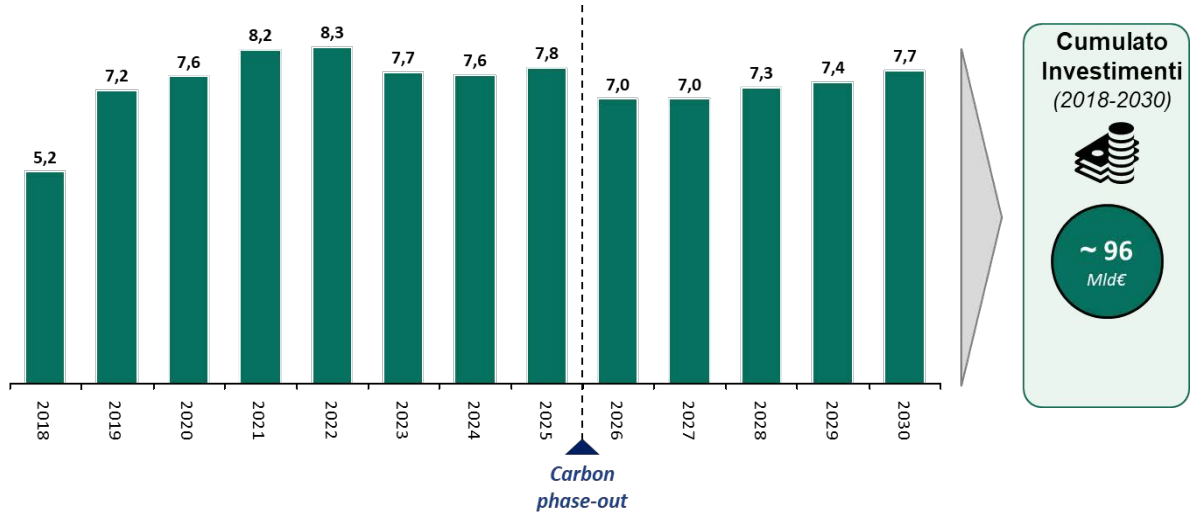
Gli effetti economici e sociali riconducibili agli investimenti descritti si articolano in due momenti:

- la fase di **realizzazione**, che include le attività di progettazione, costruzione, fornitura delle materie prime e collaudo delle opere;
- la fase di **esercizio,** che include le attività di gestione e manutenzione degli impianti realizzati.

Per la fase di realizzazione, la stima delle ricadute economiche e occupazionali connesse agli investimenti descritti nella sezione precedente è stata realizzata utilizzando un modello input-output basato sulle teorie di Wassily Leontief e sulle matrici delle interdipendenze settoriali per l'economia italiana pubblicate da ISTAT- Eurostat e rielaborate dal World Input-Output Database[18].

Il punto di partenza sono gli investimenti considerati nello studio.

Figura 11. Investimenti totali annui (Mld€, 2018-2030)[19]



Fonte: Partecipanti allo studio

[18] Progetto di ricerca europeo, FP7;
[19] Include investimenti in infrastrutture energetiche primarie (ad esclusione della distribuzione). Il 2018 include investimenti di circa 5,2 Mld €, in parte già realizzati

I risultati dell'analisi sono da ritenersi al netto delle importazioni, e rappresentano il contributo della realizzazione degli investimenti al PIL nazionale e all'occupazione sostenuta nella fase di realizzazione delle infrastrutture.

Il primo impatto di questa serie di investimenti riguarda gli effetti sulla produzione di ricchezza nel Paese, il valore aggiunto.

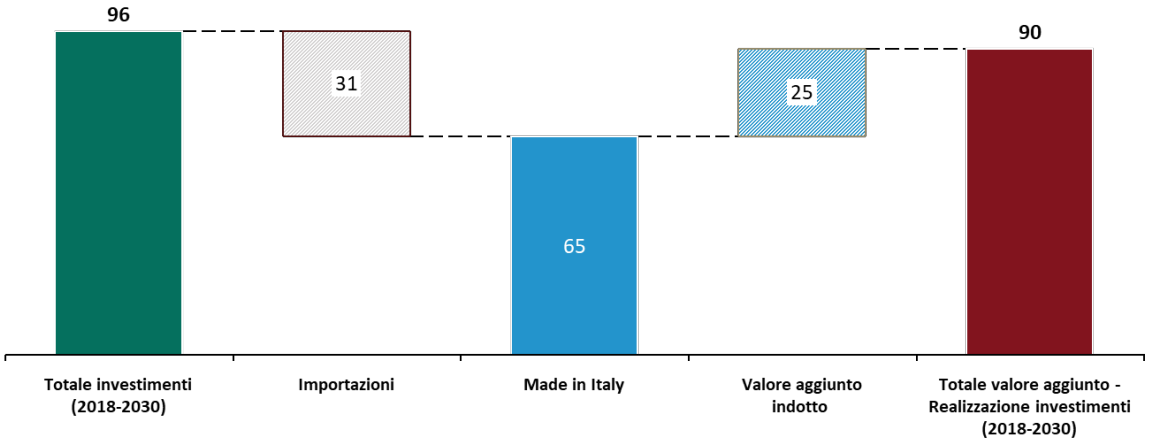
Per la fase di realizzazione, nel periodo tra il 2018 ed il 2030, si stima la creazione di valore aggiunto nazionale pari in media a quasi **7,0 Mld€/anno** per un totale di **90 Mld€.**

Tale valore aggiunto è generato a tre livelli:

- valore aggiunto **diretto**, generato al primo livello della catena di fornitura, ovvero tramite le aziende direttamente coinvolte dai committenti nella realizzazione dell'investimento o tramite le aziende che gestiscono i nuovi impianti;
- valore aggiunto **indiretto**, generato nei livelli successivi della catena di fornitura, ovvero dalle imprese che hanno ricevuto delle commesse per la fornitura di beni primari/intermedi o servizi alle aziende impegnate direttamente nella realizzazione dell'investimento o nella gestione dei nuovi impianti;
- valore aggiunto **indotto**, generato dalla domanda aggiuntiva che si viene a creare grazie ai consumi e ai servizi collegati direttamente o indirettamente nella realizzazione degli investimenti e gestione dei nuovi impianti.

L'analisi mostra che il piano di investimenti avrà una notevole ricaduta sul tessuto produttivo nazionale (i.e. **made in Italy**), in termini di valore aggiunto diretto, indiretto e indotto.

Figura 12. Valore aggiunto dalla fase di realizzazione delle infrastrutture (€Mld)[20]



Fonte: Partecipanti allo studio, Eurostat, Analisi PwC Strategy&

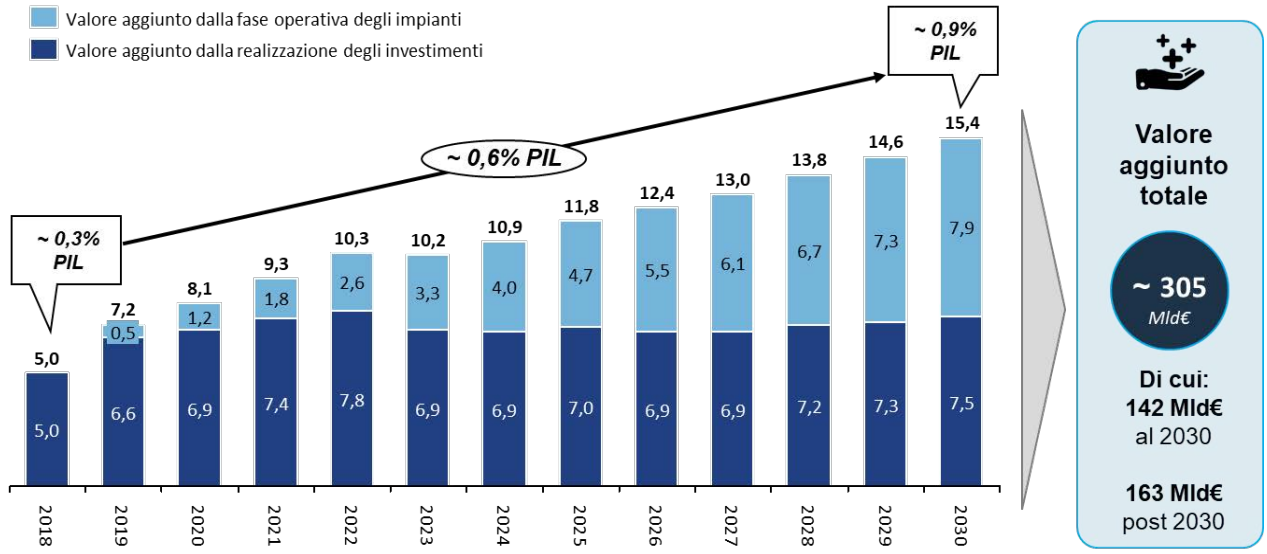
[20] Il valore aggiunto è al netto della fiscalità indiretta, royalties e canoni concessori. La fase di realizzazione delle infrastrutture include progettazione, costruzione materie prime e collaudo.

Per la fase di esercizio sono stati stimati il valore aggiunto e l'occupazione permanente a partire dalla stima delle spese di gestione e manutenzione degli impianti (i.e. spese O&M).

Pertanto, in aggiunta alle ricadute economiche derivanti dalla fase di realizzazione, la fase di esercizio delle opere genererà una ricaduta economica durante tutta la vita utile degli impianti di **215 Mld€** (di cui **52 Mld€** entro il 2030).

In sintesi, la realizzazione degli investimenti a piano nei diversi ambiti della filiera energetica considerati, comporterà una ricaduta sull'economia nazionale (in termini di valore aggiunto al netto dei beni intermedi importati) di **305 Mld€** con un impatto addizionale sul **PIL** progressivamente crescente dal **0,3%** nel 2018 al **0,9%** nel 2030[21] e **senza alcun impatto sul debito pubblico nazionale**.

Figura 13. Valore aggiunto annuo (Mld€)[22]



Fonte: Partecipanti allo studio, Database IHS, Analisi PwC Strategy&

La realizzazione delle opere sopra descritte avrà degli ulteriori effetti di ampio respiro, di incidenza strutturale e di grande rilevanza, in termini di "legacy", anche se non direttamente quantificabili, quali ad esempio:

- l'incremento della **sicurezza** e della **competitività** del sistema energetico italiano;
- le ricadute tecnologiche, in **ricerca**, sviluppo e **formazione** di personale;
- il supporto e referenze per **l'export** dell'impiantistica energetica nazionale.

La maggiore solidità (sicurezza, resilienza e competitività) del settore energetico nazionale assicurerà un maggiore bilanciamento dei flussi import-export energetico, e rafforzerà il **ruolo dell'Italia** come hub tra i paesi del Nord Europa e quelli del **Mediterraneo**.

Gli investimenti descritti tracciano una progressiva transizione verso un modello energetico a ridotte emissioni che richiede un impegno pervasivo in termini di ricerca e sviluppo di nuove

[21] Impatti sul PIL sono da considerarsi rispetto ad uno scenario di mancanza di nuovi investimenti nel settore energetico.
[22] Contributo del valore aggiunto annuale della fase di realizzazione delle infrastrutture e dalla fase di operatività degli impianti sulla proiezione del PIL reale nazionale 2018-2030, con moneta costante.

tecnologie. Ad esempio, il forte incremento delle rinnovabili elettriche nel mix energetico darà maggiore spinta allo sviluppo di reti intelligenti, dei sistemi di accumulo distribuiti e dei processi Power-To-Gas. Tale ricerca e sviluppo tecnologico genererà un'ulteriore ricaduta economica positiva sul sistema Italiano aumentando l'impatto degli investimenti sul PIL.

Nello studio non sono state considerate la fiscalità indiretta, le royalties petrolifere, i canoni concessori e gli eventuali effetti economici derivanti da politiche di sostegno al processo di decarbonizzazione.

2.3 Le ricadute occupazionali

Le ricadute occupazionali si distinguono in:

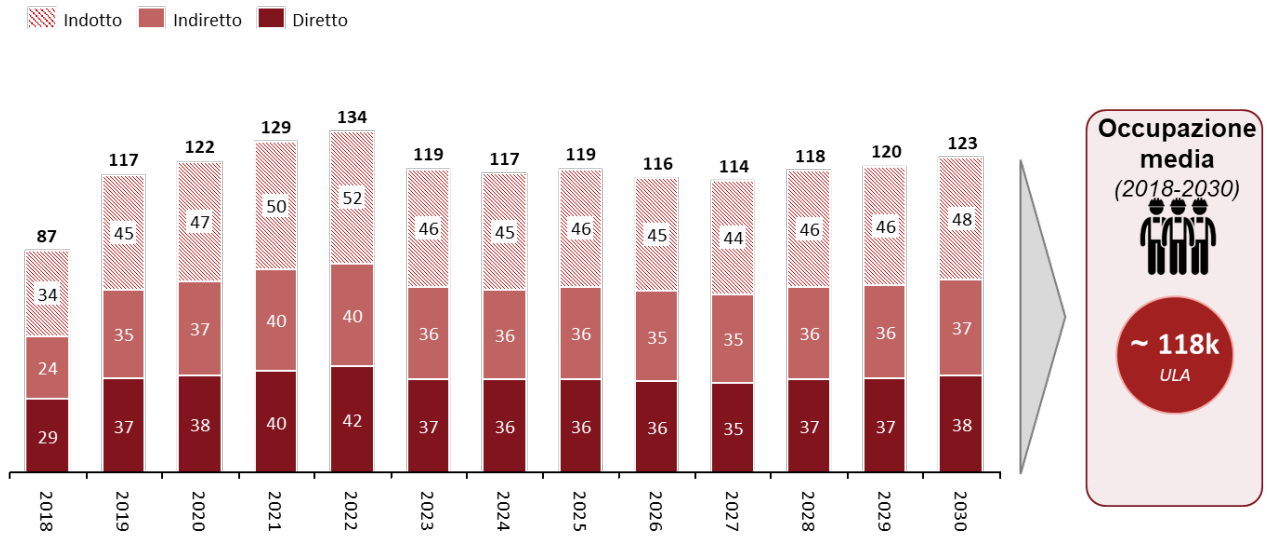
- **temporanee**, relative all'occupazione durante la fase di realizzazione delle opere e dedicate alle attività di progettazione, sviluppo, installazione degli impianti;
- **permanenti**, riferite all'occupazione correlata alla fase di esercizio degli impianti per l'intera durata del loro ciclo di vita.

Inoltre, come per il valore aggiunto generato, l'occupazione sostenuta è distinta in:

- occupazione **diretta**, riferita alle Unità di Lavoro direttamente impiegate nel settore oggetto di analisi;
- occupazione **indiretta**, riferita alle Unità di lavoro nei settori fornitori della filiera analizzata sia a valle che a monte;
- occupazione **indotta**, necessaria a soddisfare la domanda aggiuntiva che si viene a creare tramite i consumi dell'occupazione diretta ed indiretta.

Si valuta che la progettazione, costruzione ed installazione dei nuovi impianti tra il 2018 ed il 2030 attiverà un'occupazione "temporanea" corrispondente a circa **118.000** unità di lavoro annue (ULA) dirette, indirette ed indotte.

Figura 14. Occupazione temporanea sostenuta - media annua (Migliaia di ULA)



Fonte: Partecipanti allo studio, Analisi PwC Strategy&

La gestione di tutto il parco degli impianti e delle infrastrutture in esercizio, si stima che attiverà oltre **22.000** unità lavorative annue (equivalenti a tempo pieno) entro il 2030 (per un totale di circa **140.000** ULA tra il 2018 e il 2030); e **35.000** ULA dopo il 2030 per tutta la durata della vita utile degli impianti.

2.4 Ambiente, territorio ed economia circolare

In una società sempre più attenta e consapevole alla questione ambientale, le misure per la prevenzione e la protezione connesse alle attività industriali e al tema dell'energia richiedono un'attenzione e un'efficacia sempre maggiore. Nel quadro delle politiche in materia di clima e di energia è essenziale promuovere una sinergia tra i temi di qualità dell'aria e quelle dello sviluppo dei settori responsabili delle principali emissioni nell'ambiente.

È inoltre fondamentale promuovere una diffusa informazione rivolta ai cittadini utilizzando tutti i sistemi di comunicazione disponibili. Infatti, la sensibilizzazione e l'informazione dell'opinione pubblica, svolgono un ruolo importante nell'affrontare le problematiche ambientali in modo costruttivo e trasparente. Per tale motivo, la concertazione e il dialogo con le comunità locali rivestono una fondamentale importanza, al fine di una reciproca comprensione delle esigenze sottese alla realizzazione di un'opera.

Le aziende coinvolte nella realizzazione, gestione e manutenzione delle opere, in diversa misura e come meglio rappresentato nella trattazione nelle sezioni successive, sono impegnate ad integrare sistematicamente la gestione delle tematiche di tutela del suolo e del paesaggio, della biodiversità e servizi eco-sistemici delle infrastrutture da realizzare, lungo tutto il ciclo di vita progettuale. Ciò è attuato attraverso lo sviluppo e l'implementazione di strumenti metodologici che permettono di valutare gli impatti ambientali e di identificare le opportune azioni e interventi di prevenzione e di mitigazione.

I temi ambientali hanno sensibilizzato le aziende a ripensare i modelli di business utilizzando come base il driver della sostenibilità. Vero è che l'ambiente ha stravolto il paradigma economico e sta spingendo le aziende ad affrontare il tema non più in un'ottica settoriale bensì trasversale, creando nuove opportunità nella logica del riciclo, risparmio e riutilizzo.

In questa ottica l'economia circolare, ispirandosi ai suddetti principi, presuppone l'adozione di misure di riduzione del consumo di risorse (materie prime, energia, acqua), contribuendo in tal modo anche alla mitigazione e all'adattamento ai cambiamenti climatici e alla salvaguardia degli aspetti ambientali, territoriali e paesaggistici.

Relativamente alla realizzazione di un'infrastruttura, le direttrici di progettazione (ecodesign), costruzione, esercizio e decommissioning con ripristino ambientale (*life cycle*), terranno conto dei dettami della circolarità economica sia in fase di esercizio sui singoli processi di produzione, ad esempio prelevando risorse rinnovabili o utilizzando materie prime secondarie, sviluppando prodotti "circolari" quali i biocarburanti e il biometano, sia in fase realizzativa, ad esempio recuperando/valorizzando asset dismessi e/o selezionando ed utilizzando tecniche esecutive a minor impatto ambientale.

A tutti i livelli progettuali dunque possono essere trovate soluzioni che circoscrivano e monitorino l'impronta sul territorio dell'opera infrastrutturale non rinunciando così a strategie energetiche che portano al futuro che ci immaginiamo.

Riscaldamento globale e riduzione emissioni GHG

La lotta ai cambiamenti climatici, per essere effettivamente sostenibile, deve essere affrontata nella duplice ottica di coniugare lo sviluppo economico e la tutela del clima. In tale contesto, lo sviluppo delle infrastrutture energetiche rappresenta la opportunità di far convergere la crescita industriale del Paese con una sostanziosa riduzione delle emissioni GHG. Il ricorso ad un mix energetico più pulito con una maggiore valorizzazione del gas, la trasformazione di prodotti energetici tradizionali in innovativi come i biocarburanti e una crescita maggiore delle FER (Fonti Energetiche Rinnovabili) porterà infatti alla riduzione delle emissioni climalteranti dei principali settori economici.

Secondo i dati ISPRA[23], quello italiano risulta tra i sistemi energetici più efficienti in Europa e a minor impatto ambientale in termini di emissioni di gas serra, denotando la possibile coesistenza tra l'impiego di fonti tradizionali e rinnovabili. In particolare, le emissioni di CO_2 per unità di consumo derivanti dal mix di fonti energetiche fossili sono tra le più basse a livello europeo attestandosi a **3,41 tCO_2 eq/tep, contro i 3,56 tCO_2 eq/tep** degli altri Paesi UE.

L'**Italia** ha inoltre ottime possibilità di raggiungere gli **obiettivi europei al 2020** in termini di riduzione della CO_2, quota delle rinnovabili ed efficienza energetica.

Nella **generazione elettrica**, gli obiettivi di riduzione delle emissioni CO_2 saranno traguardabili attraverso alcuni punti focali di sviluppo quantificati dalle aziende nella programmazione dei seguenti interventi: 1) phase out del carbone (8GW al 2025); 2) sviluppo della capacità produttiva delle fonti rinnovabili (55% consumi finali); 3) contributo della produzione elettrica da gas (inclusi i gas rinnovabili). Affinché ciò si realizzi sarà necessario costruire circa 3,4 GW di nuovi impianti a gas di cui almeno il 50% a ciclo combinato; aumentare la capacità produttiva da FER in particolare attraverso lo sviluppo dell'eolico e del solare, realizzare nuova capacità di stoccaggio/accumuli e realizzare investimenti di adeguamento sulla rete di trasmissione nazionale (RTN), necessari per rimuovere i vincoli e integrare la nuova produzione da rinnovabile. Questo mix di interventi comporterà al 2030, rispetto al 2016, una **riduzione annua complessiva delle emissioni di 48$MtCO_2$**[24], di cui oltre 18 milioni di tonnellate/anno, imputabili al solo phase out completo del carbone e **500$ktCO_2$** all'anno dovute alla metanizzazione della Sardegna.

Il **settore dei trasporti**, che da solo rappresenta ¼ delle emissioni antropiche di CO_2, giocherà un ruolo determinante per il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO_2 nonché per il miglioramento della qualità dell'aria e per la riduzione delle emissioni inquinanti in ambito urbano. A tal proposito si rende necessario sviluppare un mix di soluzioni volto a migliorare l'efficienza e la sostenibilità dei trasporti, quali i sistemi di mobilità collettiva, un maggior impiego di veicoli efficienti e a minor emissione. Particolare attenzione sarà rivolta allo sviluppo dei biocarburanti avanzati liquidi e gassosi, alle motorizzazioni a gas (GNC, GNL e GPL) e alla diffusione della mobilità elettrica.

In tale contesto risultano essenziali gli interventi nel settore petrolifero per il miglioramento delle performance ambientali dei **carburanti tradizionali** e per la produzione e l'utilizzo di **biocarburanti avanzati**. La riconversione delle raffinerie di Venezia e Gela in *green refineries* garantirà la produzione di 1 milione di tonnellate all'anno di green diesel entro il 2021, con una

[23] Emissioni nazionali di gas serra: Indicatori di efficienza e decarbonizzazione nei principali paesi europei (ottobre 2018).
[24] Considerando il mix energetico per la produzione elettrica al 2030 da scenario SEN vs dati consolidati 2016 forniti da Terna e i dati ISPRA per le emissioni.

corrispondente **riduzione di circa 2 milioni di tCO_2 annue**. A regime, le bioraffinerie potranno avviare la produzione di biocarburanti avanzati derivanti da rifiuti o materie prime non edibili dall'uomo e dagli animali, con riduzioni di CO_2 ancora più elevate.
In aggiunta è atteso, dal miglioramento delle performance ambientali dei carburanti tradizionali sempre più a minor impronta carbonica, un **ulteriore risparmio di 2 $MtCO_2$/annue**.

Inoltre, lo sviluppo del **GPL** e del **GNL** può contribuire al processo di decarbonizzazione del settore trasporti, con **riduzioni annue pari a 1,5 $MtCO_2$**[25]. Relativamente ai punti di rifornimento di GNL l'obiettivo è realizzare oltre 800 nuovi distributori su scala nazionale, che si andranno ad aggiungere ai circa 1.200 di GNC, equilibrando maggiormente la diffusione territoriale nelle diverse regioni del Paese.

Il contributo degli sviluppi del biometano e della diffusione del vettore elettrico offriranno la possibilità di ulteriori e significative riduzioni delle emissioni di CO_2.

Nel corso del 2017 è stato allacciato alla rete nazionale il primo impianto di produzione di **biometano**. Nel 2018 sono stati ultimati i lavori per la connessione di altri due impianti, mentre le richieste di allacciamento sono salite a 26. Al 2030 si stima per il biometano un potenziale di penetrazione nei trasporti di 4 Bcm annui, pari al 10% del fabbisogno di carburanti del settore, con una relativa **riduzione delle emissioni climalteranti pari a circa 10 $MtCO_2$/annue** [26].

Un importante contributo alla decarbonizzazione del settore dei trasporti potrà derivare dall'utilizzo del **vettore elettrico** da fonti rinnovabili con un potenziale sviluppo di 5 milioni di veicoli elettrici al 2030 equivalenti ad un consumo di 10 TWh/a di energia elettrica e ad una riduzione di circa **8,5 $MtCO_2$/anno**[27].

Il complesso di azioni dirette a dare attuazione alle disposizioni previste dalla nuova direttiva sulle fonti rinnovabili RED II che fissa un obbligo del 14% minimo da raggiungere nel 2030 sul quantitativo di energia rinnovabile da impiegare nei trasporti (biocarburanti e biometano avanzati e mobilità elettrica), può consentire insieme agli investimenti in carburanti fossili innovativi al rinnovo del parco auto e allo sviluppo di GNC, GNL e GPL, **una riduzione di emissioni climalteranti pari almeno a 24 $MtCO_2$ annue.**

In sintesi, il programma complessivo di sviluppo e mantenimento delle **infrastrutture energetiche primarie** trattate nell'ambito del presente studio, riguardanti principalmente i settori della produzione elettrica e dei trasporti, produrrà una consistente e **progressiva riduzione delle emissioni** quantificata al 2030 in **circa 72 $MtCO_2$/annue rispetto al 2016**, portando il livello di GHG nel nostro Paese da 428 Mt a 356 Mt, in sintonia con gli obiettivi europei[28].

---

[25] La stima tiene conto prevedendo al 2030 una consistenza del parco auto circolante a GPL del 9% e la movimentazione merci con il 32% di mezzi alimentati a GNL nonché una penetrazione del 30% di GNL nel mix di carburanti ne trasporto marittimo.
[26] Il Potenziale di utilizzo nei trasporti e il dato unitario di riduzione emissioni per il suo impiego nel settore dei trasporti è desumibile dal paper di RSE "Biometano, pronti? via" del 14 maggio 2018.
[27] Valutati prendendo a riferimento i consumi nei trasporti su strada 2015 e i relativi fattori di emissione CO_2 dei combustibili petroliferi.
[28] Il *Clean Energy Package* fissa un obiettivo a livello europeo al 2030 di riduzione del 40% delle emissioni GHG rispetto ai livelli del 1990 che rimodulato sui livelli di emissioni 2005 prevede un decremento del 43% per i settori ETS e del 30% per i settori non-ETS. Questo obiettivo, tradotto per il nostro Paese in una riduzione delle emissioni del 43% per i settori ETS e del 33% per i settori non-ETS, porterebbe il livello complessivo di emissioni al 2030 a 361 Mt. Per completezza lo scenario SEN prevedeva al 2030 un abbattimento delle emissioni per il settore ETS del 57% vs 43% UE con una relativa previsione dei livelli di emissioni di 332 Mt.

Questo scenario delinea per il nostro Paese un percorso particolarmente virtuoso verso il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, anche considerando gli ulteriori contributi di riduzione delle emissioni di gas serra derivanti da altri interventi, come la riqualificazione e il miglioramento dell'efficienza energetica negli edifici pubblici e residenziali, l'efficientamento dei processi industriali e dell'agricoltura e dalla maggiore diffusione di forme di *smart mobility*.

Mitigazione delle emissioni con effetti locali

Il problema "inquinamento dell'aria" nel mondo occidentale ha assunto negli ultimi decenni sempre maggiore rilevanza per l'opinione pubblica e per il legislatore che si è dotato di opportuna regolamentazione in termini di politiche, atti normativi e standard di riferimento. L'accresciuta attenzione deriva ovviamente dai rischi associati alla salute pubblica (in particolare per ozono e polveri sottili), oltre che dai danni osservati agli ecosistemi e ai materiali, anche in riferimento al patrimonio artistico-culturale. Infatti, i rilasci in atmosfera di sostanze inquinanti sono all'origine di alcuni dei problemi ambientali considerati prioritari ormai in tutte le sedi nazionali e internazionali per gli impatti associati di tipo locale e/o transfrontaliero, quali i cambiamenti climatici, l'effetto serra, lo smog fotochimico, l'effetto delle piogge acide, le molestie olfattive.

Come evidenziato nel Rapporto ISPRA 208/2018, nel periodo 1990-2012, i trend emissivi degli inquinanti principali correlati ai diversi settori, mostrano generalmente una tendenza a decrescere. L'andamento delle emissioni è stato influenzato da una serie di misure riconducibili all'implementazione di varie direttive europee che hanno introdotto nuove tecnologie e limiti di emissione agli impianti migliorando le performances ambientali nel settore industriale, e hanno previsto l'incremento della produzione elettrica da fonti rinnovabili. Hanno ulteriormente contribuito a questo processo la riduzione del contenuto di zolfo nei combustibili liquidi e, nel settore trasporti, la diffusione di carburanti più puliti quali i biocarburanti ed il gas.

In particolare nel settore energetico la riduzione delle emissioni GHG a livello globale si accompagna a quella delle emissioni dei principali inquinanti con effetti potenziali di tipo regionale e locale, che hanno ricadute sulla qualità dell'aria, quali NO_x, SO_2 e polveri, in particolare per gli insediamenti che insistono nelle vicinanze di aree urbane.

A partire dal 2005, come evidenziato nel suddetto Rapporto ISPRA**, il settore elettrico** osserva una costante diminuzione dei fattori di emissione dei principali contaminanti

Figura 15. Fattori di emissione dei contaminanti atmosferici emessi dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore

Contaminanti atmosferici	2005	2010	2015	2016
		mg/kWh*		
Ossidi di azoto - NO_x	368,2	288,1	253,1	237,6
Ossidi di zolfo - SO_x	524,7	222,5	95,4	71,6
Composti organici volatili non metanici - COVNM	51,6	71,0	78,3	82,7
Monossido di carbonio - CO	106,2	98,1	94,0	95,7
Ammoniaca - NH_3	0,6	0,5	0,6	0,5
Materiale particolato - PM_{10}	16,9	9,6	6,0	5,7

* energia elettrica totale al netto dai pompaggi + calore in kWh

Di particolare rilievo, anche ai fini della qualità dell'aria, è la riduzione del fattore di emissione degli ossidi di zolfo che nel 2016 segna una diminuzione del 86,4% rispetto ai valori del 2005, dovuta ai combustibili solidi che sono utilizzati da impianti ad alta efficienza con sistemi di

abbattimento delle emissioni. L'adozione diffusa di tali sistemi ha contribuito, inoltre, alla significativa riduzione delle emissioni di ossidi di azoto e di materiale particolato.

Considerando i dati di produzione elettrica 2016 consolidati da Terna e quelli previsti al 2030 dallo scenario SEN ed utilizzando, in prima approssimazione, i fattori di emissione 2016 forniti da ISPRA, è possibile rappresentare e confrontare gli scenari emissivi 2030:

	----------2016----------					----------2030----------				
Voci Produzione Lorda	**Dati TERNA Produzione Lorda (TWh)**	**Dati ISPRA Emissioni CO2 (Mt)**	**Dati ISPRA Emissioni [tNOx]**	**Dati ISPRA Emissioni [tSOx]**	**Dati ISPRA Emissioni [tPM10]**	**SEN2017 Produzione Lorda (TWh)**	**SEN2017 Stima Emissioni CO2 (Mt)**	**Stima Emissioni [tNOx]**	**Stima Emissioni [tSOx]**	**Stima Emissioni [tPM10]**
Totale	***289,8***	***92,5***	***43195,68***	***13016,88***	***1036,26***	***304***	***44,83***	***28512***	***8592***	***684***
di cui, da RES	108	0	0	0	0	184	0	0	0	0
di cui, da gas	126,1	46,4	29961,36	9028,76	718,77	118	43,42	28036,8	8448,8	672,6
di cui, coal	35,6	31,9	8458,56	2548,96	202,92	0	0	0	0	0
di cui, altro	20,1	14,2	4775,76	1439,16	114,57	2	1,41	475,2	143,2	11,4

Elaborazione Confindustria Energia

Quindi la realizzazione del complesso di infrastrutture **nel settore elettrico** pianificate per il raggiungimento degli obiettivi comunitari e nazionali (phase-out del carbone e crescita delle rinnovabili minimo al 55%) porterà ad un sostanziale beneficio ambientale in termini di emissioni di inquinanti locali evitate indicate nella tabella seguente corrispondenti ad una percentuale di **riduzione del 34% rispetto ai valori del 2016**:

Riduzioni di emissioni 2030 vs 2016	**Δ [tNOx] /anno**	**Δ [tSOx] /anno**	**Δ [tPM10] /anno**
Totale	***-14.684***	***-4.425***	***-352***
di cui, da gas	*-1.925*	*-580*	*-46*
di cui, coal	*-8.459*	*-2.549*	*-203*
di cui, altro	*-4.301*	*-1.296*	*-103*

Per le aree urbane in generale, le emissioni sono dovute in gran parte ai **trasporti su strada e al riscaldamento**. Il settore dei processi industriali assume minore importanza, tranne che in particolari realtà locali dove gli insediamenti industriali sono prossimi alle zone residenziali.

Al riguardo, analizzando il piano degli investimenti infrastrutturali a breve e medio termine delle aziende del **downstream petrolifero** nel nostro Paese, si evidenzia che esso è volto ad assicurare da un lato l'ammodernamento degli impianti per soddisfare i requisiti ambientali divenuti negli anni sempre più stringenti[29] e dall'altro per rispondere ai mutamenti del mercato nella domanda dei combustibili per i trasporti sempre in risposta alle politiche ambientali (rapporto diesel/benzina, biocarburanti, bunker a basso zolfo per le navi, ecc).

Pertanto, l'attuale configurazione operativa degli impianti evolverà verso una struttura che farà sempre più ricorso ai processi di conversione spinta e di idrogenazione dei residui, con tipologie impiantistiche completamente nuove, specializzate nella produzione di prodotti sempre più performanti dal punto di vista ambientale.

L'impegno del settore sui suddetti fronti ha già conseguito effetti positivi sulla riduzione delle emissioni degli inquinanti locali (quali SO_2, NO_x, Polveri e Composti Organici Volatili) registrando un continuo miglioramento nell'ultimo decennio. In particolare, la formulazione di carburanti innovativi di ultima generazione è in grado di rispettare i valori soglia fissati dalla normativa **EURO VI**[30], e sono caratterizzati da una sempre migliore prestazione ambientale con emissioni dei veicoli diesel a valore trascurabili per NO_x e prossimi allo zero per le polveri sottili. Per cogliere a pieno questa opportunità sarà necessario sostenere il **rinnovo del parco auto circolante** con prestazioni motoristiche più efficienti e sostenibili.

Inoltre sempre sul tema dei trasporti, secondo quanto stabilito a livello europeo dalla Direttiva DAFI, recepita con il Decreto Legislativo n. 257/2016, riguardo alla neutralità tecnologica, si prevedono una serie di interventi per migliorare la sostenibilità nei trasporti, finalizzati alla produzione e distribuzione di combustibili alternativi, (biocarburanti, biometano, GNC, GNL, GPL, elettricità e idrogeno) che comporteranno ulteriori importanti benefici ambientali in termini di emissioni evitate di NO_x e polveri.
In questo ambito, gli investimenti del settore petrolifero evidenziano anche l'impegno nella produzione di combustibili rinnovabili (biocarburanti) attraverso la riconversione di due raffinerie tradizionali in bioraffinerie. I due impianti, come visto, oltre a contribuire alla riduzione delle emissioni di CO_2, concorrono alla diminuzione di inquinanti ad effetto locale (come ossidi zolfo, NO_x e particolato) e possono contribuire in modo significativo al raggiungimento di obiettivi di qualità dell'aria.

Per quanto riguarda il **biometano** lo sviluppo previsto di infrastrutture, di produzione e trasporto, per consentirne l'immissione di 4 Bcm per uso autotrazione in sostituzione di carburanti fossili, comporterà ulteriori benefici ambientali, peraltro già presenti con l'utilizzo di GNC anche non di origine bio, costituiti principalmente da emissioni nulle di PM_{10} e da minori emissioni di monossido di carbonio e di idrocarburi incombusti (-40% rispetto al gasolio, circa -80% rispetto a benzina e GPL), e di NO_x (il 70% in meno rispetto a benzina e GPL; – 95% rispetto al gasolio).

[29] L'attuazione di interventi tecnico-gestionali mirati a contenere le emissioni di inquinanti associati ai processi della raffineria, hanno drasticamente ridotto le emissioni in termini assoluti. Gli effetti ambientali saranno tangibili a fronte degli investimenti pianificati nel periodo 2020 – 2030, richiesti anche nell'ambito del riesame delle autorizzazioni ambientali. Verranno realizzati numerosi interventi sia sotto il profilo operativo (ulteriore ricorso al fuel-swicthing con il passaggio da olio combustibile a gas di raffineria o a gas naturale) che sotto il profilo impiantistico con l'istallazione di sistemi di combustione più avanzati ed il relativo upgrading dei sistemi di controllo e abbattimento delle emissioni al camino.
[30] La normativa EURO VI prevede valori soglia per NO_x e particolato (PM_{10}) pari rispettivamente a 0,06 e 0,005 g/km. La normativa EURO I del 1993, prevedeva per gli stessi parametri un limite di 1,4 e 0,19 g/km.

Anche lo sviluppo della **mobilità elettrica urbana**, con il rafforzamento della dotazione infrastrutturale e l'espansione dei punti di ricarica, unito allo sviluppo tecnologico dei sistemi di accumulo, fa prevedere la diffusione al 2030 di circa 5 milioni di veicoli elettrici e ibridi elettrici. Ciò consentirà una drastica riduzione di NO_x e polveri all'interno delle nostre città, contribuendo all'utilizzo delle fonti rinnovabili elettriche nel settore dei trasporti.

Nel campo del **trasporto leggero** una maggiore diffusione del **GPL** al 2030, considerando una percentuale di penetrazione del 9%, consentirà di ottenere risparmi emissivi di circa 12k tNOx/a e di circa 600 tPM/a. Per quanto riguarda il **trasporto pesante**, la diffusione del 32% di veicoli alimentati a **GNL** (D.lgs. 257/2016), consentirà di ottenere risparmi emissivi di ossidi di azoto e polveri pari rispettivamente a 18 k tNOx/a e 1,1 tPM/a.

Gli investimenti programmati nel periodo di riferimento nel settore downstream e GNL continueranno ad essere diretti anche al miglioramento delle caratteristiche qualitative dei **combustibili per il trasporto marittimo**. In particolare, a partire dal 1° gennaio 2020, dovrà essere formulato un bunker fuel per le navi con un tenore di zolfo drasticamente ridotto rispetto ai valori attuali, passando dal 3,5% allo 0,5%. Per produrre questa qualità saranno necessari:

- investimenti nei processi di raffinazione ed in particolare in impianti di Hydrocracking, Idrogeno e recupero zolfo e nella logistica per realizzare l'adeguamento e il potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio e di distribuzione.
- investimenti nelle infrastrutture di stoccaggio, logistica e distribuzione GNL, carburante sostanzialmente pulito, a zero emissioni di zolfo[31].

Considerando gli attuali consumi nazionali di bunker, questi interventi complessivamente permetteranno di abbattere di oltre il 90% (pari a 150kton/anno) le attuali emissioni di SO_2.

Nel settore **termico-residenziale** un importante contributo, che oltre a favorire il processo di decarbonizzazione consente di ridurre le emissioni nei centri urbani, può derivare dall'impiego di pompe di calore a gas ed elettriche e dalla micro-generazione, in sostituzione delle esistenti caldaie o ad integrazione delle caldaie ad alta efficienza o ad altro combustibile fossile. Contribuisce, inoltre, al trend di miglioramento ambientale, l'incremento dei consumi di GPL[32], stimato al 10% al 2030 in sostituzione dei volumi di biomassa consumati nel riscaldamento domestico.

Inoltre nel **settore industriale**, il passaggio ad alimentazione a gas, ipotizzando una penetrazione di circa il 30% di **GNL** nei consumi di impianti di grossa taglia e del 15% di **GPL** degli impianti di piccola e media taglia, porta benefici ambientali in termini di emissioni evitate[33] pari a: circa 1000 tNO_x; 1300 tSO_X e 80tPM.

In conclusione, il programma complessivo di sviluppo delle infrastrutture energetiche primarie che supportano la produzione e il consumo di prodotti energetici sempre più sostenibili e a miglior performance ambientale, porterà ad una consistente **riduzione delle emissioni con effetti locali di NO_x, di Polveri e di SO_x** contribuendo in modo fondamentale al miglioramento della qualità dell'aria, a partire dai centri urbani.

[31] Ipotizzando una crescente penetrazione di GNL nel comparto marittimo in linea con gli obiettivi della Direttiva DAFI che stima una penetrazione del 30% di GNL nel mix di carburanti.
[32] Assumendo come riferimento lo studio comparativo sulle emissioni di apparecchi a gas, GPL e pellet condotto da INNOVHUB nel 2016 si ottengono le seguenti riduzioni: -2.600 tNO_x/a - 254 tSO_x/a e - 6.000 tPM/a.
[33] Valutati considerando gli incrementi delle performance tecnologiche ed emissive stimato dovute al passaggio ad alimentazione a gas (GPL e GNL), stimati da INNOVHUB ed ENEA.

Tutela del paesaggio, uso del suolo e biodiversità

In linea generale, di qualsiasi infrastruttura e/o impianto si tratti, ai fini dell'espletamento dell'iter autorizzativo, le aziende propongono progetti in cui già a livello ingegneristico la tutela del territorio risulta centrale.

Dalla pianificazione alla progettazione degli interventi, il processo è volto a minimizzare e a mitigare gli eventuali impatti ambientali e territoriali, relativi a: biodiversità, paesaggio, reti ecologiche, patrimonio naturalistico e culturale, rischio idrogeologico, rischio antropico e campi elettromagnetici. Tali effetti sono misurabili attraverso indicatori di sostenibilità territoriale.

Vengono di conseguenza implementati specifici "*assessment*" e iniziative per identificare, valutare e mitigare efficacemente i potenziali impatti associati in qualsiasi ambiente e contesto operativo, evidenziando al contempo potenziali opportunità per contribuire positivamente alla conservazione delle risorse naturali locali. Si sottolinea come alcuni degli interventi previsti rappresentino essi stessi una compensazione in quanto operano un risanamento di vaste aree di territorio.

Ogni metro quadro reindustrializzato equivale ad un metro quadro di suolo vergine "risparmiato"; per le opere in area urbana andranno valutate tutte le possibili alternative prima di pervenire ad una localizzazione che comporti consumo di suolo.

Nella scelta delle soluzioni progettuali saranno selezionate quelle che uniscono al beneficio economico la sostenibilità ambientale e sociale.

Egualmente strategica è l'ingegnerizzazione delle attività di mitigazione e monitoraggio degli impatti sui "Servizi Ecosistemici" che può raggiungere un livello di specializzazione estrema.

Esaminando nel dettaglio possibili impatti sulla conservazione della biodiversità e la tutela del suolo emergono differenti tipologie di interventi.

Per gli impianti elettrici esistenti le principali misure di mitigazione messe in atto rappresentano il ripristino ambientale, con la realizzazione di opere di ingegneria naturalistica[34], rimboschimento e inerbimento, con la messa a dimora di sementi e specie arboree e arbustive autoctone. Un esempio su tutti è il "mascheramento" delle stazioni elettriche, che prevede il loro inserimento nell'ambiente circostante grazie a interventi di piantagione e piantumazione di alberi lungo il tracciato dell'infrastruttura. *Nella fase di pianificazione* dei nuovi interventi va ricercato il giusto equilibrio con le esigenze territoriali dove si andrà a operare.

I progetti che riguardano l'installazione di **impianti fotovoltaici** insisteranno prevalentemente su aree industriali dismesse, capannoni e tetti, senza trascurare l'individuazione di aree non altrimenti valorizzabili da destinare alla produzione energetica rinnovabile.

Nel delicato rapporto tra paesaggio e la presenza di **centrali eoliche**, la valutazione d'impatto non può non tenere conto della compatibilità dell'intero complesso (rotore e servizi connessi) con la destinazione d'uso del territorio circostante, dell'impatto visivo sul paesaggio e della valutazione degli impatti acustici e dell'interazione con la fauna.

[34] L'ingegneria naturalistica è una disciplina tecnico-scientifica che studia le modalità di utilizzo, come materiale da costruzione, del materiale vegetale vivo (piante o parti di esse) in abbinamento con altri materiali inerti non cementizi quali il pietrame, la terra, il legname e l'acciaio.

Il *repowering* e il *revamping* degli **impianti eolici esistenti** con aerogeneratori di nuova generazione consentirà il riutilizzo dei siti combinando un risparmio di suolo e migliori performance dell'impianto.

Anche per le grandi **reti di trasporto dell'energia** si persegue la piena sostenibilità; in particolare per quanto riguarda i benefici ambientali, il riutilizzo delle infrastrutture, la demolizione delle reti dismesse e la realizzazione di cavidotti interrati assicurano una diminuzione delle aree di territorio occupate dalle reti, preservando quelle di interesse naturale e paesaggistico.

Particolare attenzione viene posta all'aspetto di cantierizzazione che, pur transitorio, ha l'impatto più immediato e tangibile sulle aree attraversate.

Compatibilmente all'opera i cantieri e le piste saranno posizionati in zone a minor valore vegetazionale (aree agricole) e con viabilità esistente e verranno riportati allo stato originario dei luoghi. Durante la realizzazione vengono previsti accorgimenti per l'abbattimento delle polveri in atmosfera anche mediante adeguata nebulizzazione di acqua dolce.

I progetti, realizzati sulle **reti di trasmissione elettrica**, prevedono nel dettaglio, iniziative per la tutela del territorio, quali il ricorso all'utilizzo di strutture meno impattanti nelle linee aeree (monostelo), l'interramento dei cavi, la scelta di soluzioni localizzative a minor pregio naturalistico e paesaggistico, l'impiego di tecniche di scavo a basso impatto e il ripristino dello status *ante operam* in armonia con il contesto naturale.

Relativamente al tema della biodiversità, gli investimenti sulle reti di trasmissione elettrica tengono conto dei seguenti aspetti: minimizzazione degli impatti sull'ecosistema, piani di monitoraggio su specie sensibili interventi di ricostruzione di habitat, installazione di dissuasori anticollisione per l'avifauna, pianificazione delle attività realizzative compatibile ai periodi riproduttivi e metodi innovativi per l'analisi degli impatti sull'avifauna.

La soluzione ottimale per la **realizzazione di gasdotti** sia nelle fasi di fattibilità che di costruzione è rappresentata dall'individuazione di siti che non rientrino nelle aree protette, sia offshore che onshore.

La fase di costruzione prevede l'utilizzo, compatibilmente con la fattibilità tecnica, di procedure e tecnologie che riducano le interferenze con l'ambiente circostante. Ad esempio: la riduzione della larghezza della fascia di lavoro, la minimizzazione delle infrastrutture di cantiere provvisorie e le tecniche esecutive "*trenchless*" (tunnel e microtunnel) in alternativa agli scavi tradizionali e che risultano meno invasive in ambienti naturali di pregio.

Terminata la fase di costruzione viene effettuata un'accurata operazione di ripristino ambientale in modo da riportare il terreno nelle condizioni originali.

Per quanto riguarda in particolare gli impatti sulla biodiversità, la loro gestione riguarda l'implementazione delle misure di mitigazione e compensazione in tutte le fasi del progetto. Per le **aree offshore**, le indagini biologiche valutano il campionamento degli organismi viventi presenti sui fondali (benthos) e l'identificazione della flora e fauna marina per caratterizzare e mappare gli elementi degli habitat marini presenti (per esempio le praterie di Posidonia oceanica o dei coralli bianchi).

Durante la *fase di costruzione* il prelievo di acqua del mare per l'*hydrotesting* della condotta offshore non presenta potenziali effetti sulle comunità planctoniche, come pure sulle specie

pelagiche, demersali e bentoniche derivanti dalla risospensione dei sedimenti. Sono da ritenersi trascurabili le conseguenze sui mammiferi marini. Durante *la fase di esercizio* i potenziali impatti saranno i medesimi identificati per la fase di costruzione e pertanto marginali.

Per le **aree onshore** la vegetazione durante la *fase di costruzione* sarà rimossa all'interno dell'area della pista di lavoro e delle altre aree di cantiere, il degrado e la frammentazione degli habitat naturali saranno minimi. Per limitare gli impatti saranno implementate specifiche misure di mitigazione, quali la predisposizione del Piano di Azione per la Biodiversità e il rimboschimento con specie vegetali autoctone.

I successivi progetti di *monitoraggio ambientale* servono poi a verificare il processo di rinaturalizzazione dei tracciati dei metanodotti realizzati, confrontando le condizioni ambientali originarie ("*ante operam*") e le condizioni ambientali dopo i ripristini ("*post operam*").

Successivamente, nella *fase di dismissione* le infrastrutture vengono rimosse in accordo con le autorità competenti. In alcuni casi, proprio per salvaguardare la biodiversità ricostituita, viene valutata la possibilità di mantenere la tubazione interrata (previa inattività), evitando così ulteriori attività di cantiere.

Concludendo le attività di progetto durante la fase di costruzione, esercizio e dismissione non avranno un significativo impatto su specie e habitat sia per le aree onshore che offshore.

Le opportunità legate all'Economia Circolare

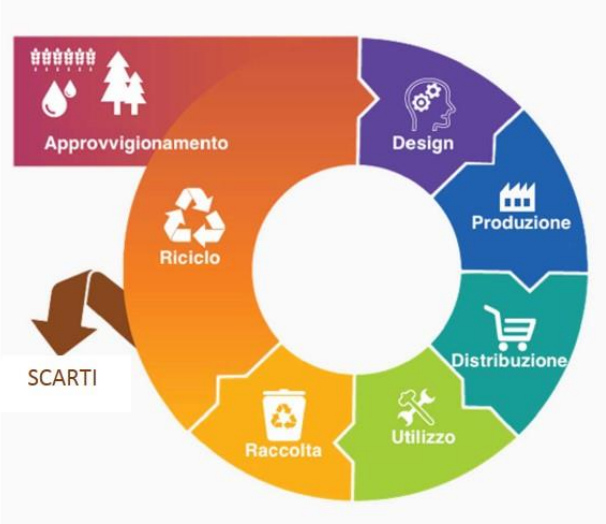
Attualmente il modello predominante di produzione e consumo è quello lineare "*take-make-use-dispose*", ovvero prelievo di risorse (materie prime, acqua, energia), produzione di prodotti, loro uso ed infine smaltimento. Tuttavia, negli ultimi anni si è registrata una crescita senza precedenti nella domanda di tali risorse, il cui approvvigionamento si è rilevato essere soggetto a significativi limiti, poiché il loro consumo avviene ad una velocità superiore alla capacità della Terra di rinnovarle o fornirle con costi sostenibili. Le iniziative a sostegno dell'efficienza – che lavorano per la riduzione delle risorse e dell'energia fossile consumata per unità di produzione – da sole possono ritardare la crisi del modello economico, ma non sono sufficienti a risolvere i problemi dati dalla natura finita degli stock.

Il modello di *circular economy* nasce dunque in risposta alla crescente consapevolezza della scarsità di tali risorse.

L' "economia circolare"[35] prevede un sistema economico progettato per auto-rigenerarsi, ove il valore delle risorse, dei prodotti, e degli asset si mantiene lungo il loro di ciclo di vita il più a lungo possibile, minimizzando i prelievi e gli scarti attraverso le cosiddette 3 R (*Reduce, Reuse, Recycle*), con il molteplice obiettivo di ridurre gli impatti ambientali, rendere più sicuro l'approvvigionamento, diminuire i costi di produzione ed aumentare la competitività, determinando in definitiva un ciclo virtuoso che consente uno sviluppo prospero e sostenibile.

[35] Gli autori Martin Geissdoerfer, Paulo Savaget, Nancy M.P. Bocken, Erik Jan Hultink definiscono "*A circular economy is a regenerative system in which resource input and waste, emission, and energy leakage are minimized by slowing, closing, and narrowing energy and material loops; this can be achieved through long-lasting design, maintenance, repair, reuse, remanufacturing, refurbishing, recycling, and upcycling*" (Journal of Cleaner Production 143 (2017) (757e768).

Relativamente alle fasi di vita di un **prodotto** di seguito si riporta un possibile schema del modello di economia circolare, articolato su tre fasi.



Sin dalla fase di approvvigionamento delle risorse è importante che le materie prime e l'energia derivino il più possibile da fonti rinnovabili e/o si sostituiscano le materie prime vergini non rinnovabili in maggiore misura possibile con materie prime secondarie.

Il design ha un ruolo fondamentale per lo sviluppo di prodotti che rispecchino il più possibile i principi dell'economia circolare. Infatti, durante la fase di concezione, progettazione e sviluppo, vengono prese decisioni che possono incidere in modo determinante sulla sostenibilità o meno del prodotto durante il proprio ciclo di vita.

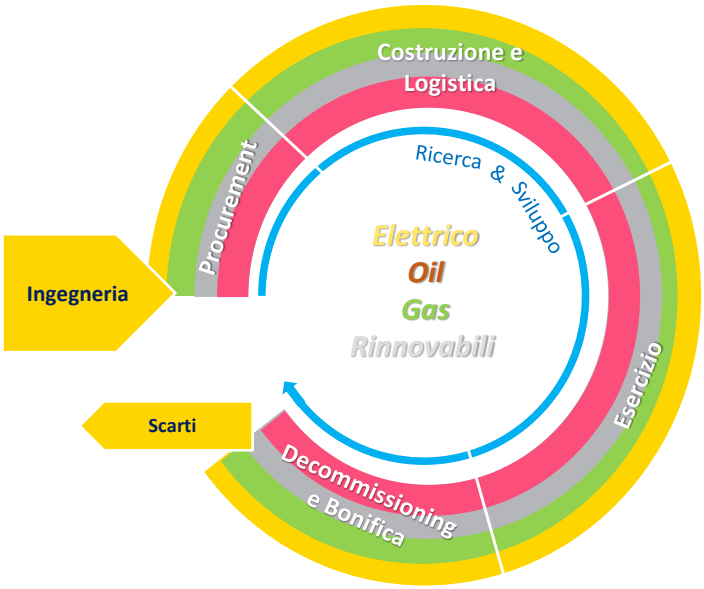
Durante la fabbricazione del prodotto è altresì necessario mantenere alti standard di sostenibilità ed efficienza: un processo efficiente permette il risparmio di importanti quantità di energia e di emissioni inquinanti; i comparti produttivi devono essere riqualificati verso modelli più efficienti e meno energivori.

In tale quadro di riferimento[36], e a seguito delle sollecitazioni ricevute da imprese, associazioni di categoria, consorzi, rappresentanti delle pubbliche amministrazioni, il MATTM e il MISE, con il supporto tecnico e scientifico dell'ENEA, nel maggio del 2018 hanno redatto un documento che individua cinque pilastri su cui basare l'economia circolare:

In particolare gli Input e Output attengono alla circolarità del flusso di risorse impiegate: gli input sono considerati circolari se le materie prime e l'energia derivano da fonte rinnovabile o se le materie prime da riuso/riciclo, mentre gli output se destinati a riuso/riciclo/recupero di materia o energia. In tale ambito rientrano la produzione di energia elettrica da FER e la produzione e l'impiego di biocarburanti e biometano avanzati.

[36] In questo contesto il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) e il Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) nel novembre 2017 hanno redatto e pubblicato il documento "Verso un modello di economia circolare per l'Italia" con l'obiettivo di fornire un inquadramento generale dell'economia circolare, nonché di definire il posizionamento strategico sul tema in continuità con gli impegni adottati nell'ambito dell'Accordo di Parigi sui cambiamenti climatici, dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite sullo sviluppo sostenibile, in sede G7 e nell'Unione Europea; il documento costituisce un tassello importante per l'attuazione della più ampia Strategia Nazionale per lo sviluppo sostenibile.

Analogamente alle fasi di vita di un prodotto è possibile una rappresentazione del modello di economia circolare per un **asset**, quale è il caso di un'infrastruttura energetica primaria:



La circolarità può essere viceversa implementata nella fase realizzativa adottando misure sia per ridurre il consumo di risorse, sia per prolungare la vita utile delle infrastrutture, sia per consentire la valorizzazione dell'asset a fine vita; al riguardo sono esempi significativi la riconversione delle raffinerie tradizionali in bio-raffinerie e la trasformazione delle piattaforme offshore non più produttive in stazioni meteo-marine.

La circolarità economica può essere inoltre sviluppata attraverso un modello di business incentrato sulla simbiosi industriale e la sinergia col territorio circostante creando reti di condivisione, anche mediante opportune piattaforme di incontro domanda/offerta.

Nell'ambito delle infrastrutture **gas** si rileva come una maggiore disponibilità di questa risorsa da un maggior numero di fonti possa contribuire non solo alla sicurezza dell'approvvigionamento e alla riduzione del prezzo di questo combustibile, ma anche ad un suo più ampio utilizzo, favorendo la diffusione di tecnologie più efficienti, contribuendo alla riduzione del prelievo di materie prime (elemento di circolarità economica) e agevolando la diffusione di fonti rinnovabili, quali il biometano.

Il **biometano** è il risultato di un processo di upgrading del biogas; il biometano, rinnovabile come il solare e l'eolico, si ottiene dalla digestione anaerobica di biomasse agricole ed agro-industriali, quali sottoprodotti agricoli, reflui zootecnici, colture di integrazione, dalla frazione organica dei rifiuti urbani provenienti dalla raccolta differenziata (FORSU). La filiera **biogas/biometano**, operando secondo i principi del "Biogasfattobene", garantisce l'integrazione delle produzioni *food&fuel* grazie a colture di integrazione, residui ed effluenti zootecnici ed agisce concretamente sulla fertilità del suolo migliorandola, grazie al regolare ritorno sul suolo del digestato, il sottoprodotto della digestione anaerobica, nonché grazie sempre alle colture di integrazione che consentono una immissione aggiuntiva di carbonio nel terreno. Pertanto il biometano avanzato, evitando la competizione con il mondo agricolo per l'uso del terreno e valorizzando l'utilizzo degli scarti è una fonte energetica ambientalmente compatibile e sostenibile.

La realizzazione di impianti per la rigassificazione e lo stoccaggio del **GNL** potrà altresì offrire opportunità di integrazione con il settore criogenico, in particolare con gli operatori della catena del freddo nel settore alimentare, che potrebbero sfruttare le frigorie in eccesso prodotte dalle infrastrutture in cui viene stoccato o rigassificato il GNL.

Sul fronte della **generazione elettrica** la realizzazione di impianti fotovoltaici ed eolici contribuirà ad aumentare l'apporto di fonti rinnovabili al mix elettrico sostituendo fonti fossili tradizionali, e quindi, in linea con i principi dell'economia circolare, riducendo il consumo di risorse.

Nell'ambito **della rete di trasmissione elettrica** si rinvengono diversi elementi di circolarità in fase di realizzazione delle infrastrutture pianificate per il prossimo decennio.

Nel dettaglio sono state studiate soluzioni progettuali per minimizzare l'occupazione di suolo, anche con riferimento a interventi sulla viabilità nei piani di cantierizzazione (massimizzazione dell'uso dell'elicottero evitando l'apertura di nuove piste di cantiere). Altre iniziative riguardano la localizzazione delle linee RTN con particolare attenzione alle interferenze con zone di pregio paesaggistico e realizzazione di ripristini che incrementano il riutilizzo del suolo escavato. Al riguardo si prevede il riutilizzo delle terre e rocce da scavo, qualora conformi ai requisiti di qualità ambientali, evitando da una parte la produzione di rifiuti e dall'altra l'approvvigionamento di materiale di cava. Spicca poi l'87% del riciclo dei rifiuti originati dalla manutenzione delle infrastrutture elettriche.

Inoltre, è prevista la riconversione di numerosi asset esistenti, quali ad esempio alcuni elettrodotti che saranno convertiti a una tensione superiore attraverso l'installazione di nuovi conduttori e sostegni evitando quindi di consumare nuove porzioni di suolo.

Come già esposto, il piano industriale degli investimenti delle aziende **del downstream petrolifero** nel nostro Paese sarà diretto, tra l'altro, a rispondere prontamente ai profondi mutamenti nella domanda dei combustibili per i trasporti (rapporto diesel/benzina, biocarburanti, bunker basso zolfo per le navi, ecc), ragion per cui il miglioramento della qualità dei carburanti è stato il principale obiettivo della politica ambientale del settore negli ultimi anni.

In particolare ciò è avvenuto mediante la trasformazione di raffinerie tradizionali in bioraffinerie per la produzione di prodotti rinnovabili quali i biocarburanti di prima generazione (bio-etanolo, biodiesel, greendiesel), che derivano però da materie prime agricole potenzialmente utilizzabili a fini alimentari, e recentemente dalla progressiva introduzione di biocarburanti avanzati che, prodotti a partire da biomasse di scarto, FORSU e oli di frittura, non solo non competono con le filiere alimentari, ma anche non implicano consumo di acqua, suolo e fertilizzanti. Quanto realizzato rappresenta un esempio virtuoso in cui si possono ravvisare gli elementi più qualificanti della circolarità economica quali: estensione vita utile dell'asset, riduzione delle risorse naturali in input (acqua, suolo, fertilizzanti e sostituzione delle fonti tradizionali fossili con materiali rinnovabili), recupero dei rifiuti.

Relativamente alle azioni di circolarità sugli output di processo, si è registrata una spinta sempre maggiore alla valorizzazione dei residui quale è il caso del potenziamento degli impianti Claus che hanno consentito di recuperare il 60% dello zolfo contenuto nel greggio lavorato, successivamente commercializzato.

È stato sviluppato inoltre un processo denominato Waste to Fuel (W2F), che permette di valorizzare la frazione umida dei rifiuti organici urbani (FORSU) nella produzione di vettori energetici rinnovabili e sostenibili, per ottenere biocarburanti.

È altresì prevista la realizzazione di impianti di gassificazione del Plasmix, che è il residuo dei processi di selezione delle plastiche da raccolta differenziata dei rifiuti solidi urbani e costituisce una frazione ad oggi destinata a smaltimento, per la produzione di idrogeno da utilizzare nei processi produttivi, in luogo dei processi tradizionali che utilizzano il metano.

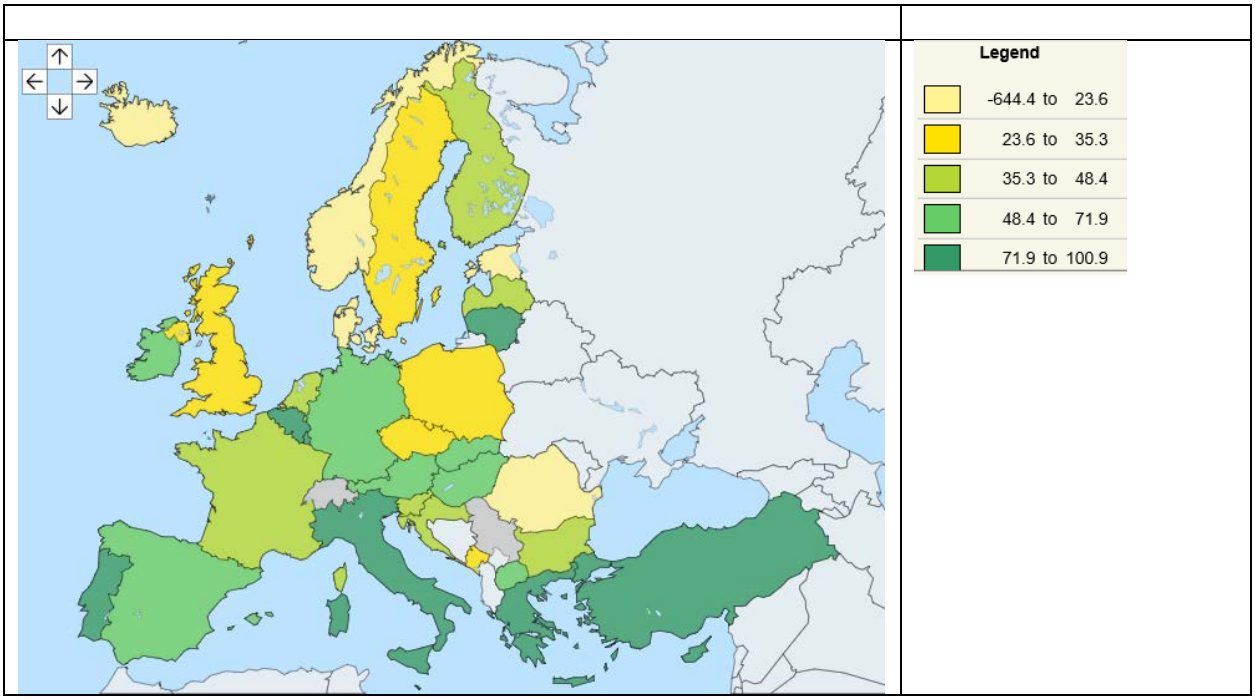
Nell'ambito dell'**upstream** ha speciale rilievo il tema della gestione degli asset offshore non più produttivi. In quest'ambito sono stati avviati numerosi progetti finalizzati all'estensione della vita delle piattaforme (estendere il ciclo di vita degli asset offshore mantenendone il valore o migliorandolo tramite riparazioni, aggiornamenti, rigenerazione e cambio uso); alla condivisione dell'uso delle piattaforme (promuove la collaborazione ed il multi-uso di una piattaforma tra diversi stakeholders, sia individui che organizzazioni); alla riconversione delle piattaforme come servizio (le piattaforme vengono utilizzate da una o più aree geografiche tramite un contratto di locazione o *pay-per-use*).

Nel discorso della circolarità, non è da tralasciare l'aspetto sociale. La circolarità e il cambiamento nel concepimento di un business non possono avvenire senza una forza lavoro formata e con competenze tecniche adeguate.

2.5 La sicurezza energetica

La sicurezza energetica, nella sua accezione più strategica, è indicatore di indipendenza e autonomia di un Paese. È noto che la disponibilità di risorse energetiche naturali attribuisce alle economie mondiali un determinato peso sul mercato internazionale e contribuisce a determinare grado di solidità di un'economia. I Paesi del Medio Oriente, Russia e di recente gli USA sono esportatori di risorse energetiche che permettono loro di condizionare l'andamento dei mercati, ancora legato ai prezzi delle commodities energetiche, e di adottare policy favorevoli per sviluppare l'economia domestica.
Viceversa i Paesi dell'Unione europea sono fortemente dipendenti dalle forniture estere, che oltre a porre questioni relative all'economicità e alla sostenibilità delle importazioni pongono sicuramente il tema dell'affidabilità dell'approvvigionamento. L'Unione europea importa il 54% dell'energia che consuma. In Italia la situazione è ancora più significativa con il tasso di importazioni che si attesta al 76[37]%.

Figura 16. - Mappa della dipendenza energetica in Europa[38]



Fonte: Eurostat

Le recenti e profonde trasformazioni dell'assetto geopolitico internazionale, inoltre, hanno innescato numerosi processi volti a ridefinire le rotte di approvvigionamento di energia, evidenziando la necessità di potenziare gli investimenti infrastrutturali e di salvaguardare gli asset esistenti. Il mix energetico è in piena trasformazione ed evoluzione ed una attenta programmazione degli interventi e degli investimenti in infrastrutture appare fondamentale nonché strategico.

[37] Eurostat
[38] Eurostat https://ec.europa.eu/eurostat/tgm/mapToolClosed.do?tab=map&init=1&plugin=1&language=en&pcode=sdg_07_50&toolbox=types#

Aumentare le interconnessioni tra i paesi dell'Unione europea è anche uno degli obiettivi previsti dalla strategia di resilienza dell'Ue per diversificare le rotte di approvvigionamento. Tale politica fondamentale per ridurre la vulnerabilità energetica rappresenta un'occasione appetibile se si pensa al fattore economico-strategico. Le regioni ospitanti i terminali di approdo delle infrastrutture diverrebbero ponte tra il mercato estero e quello europeo investendoli del ruolo di responsabili del soddisfacimento del mix energetico degli Stati membri, indipendentemente dalla domanda nazionale. Si prenda l'esempio del mix di generazione elettrica della Germania.

Secondo i dati IEA, in Germania la generazione elettrica nel 2016 è stata pari a 642,9 TWh, soddisfatta principalmente da carbone (43%) e rinnovabili (31%). L'impiego di gas nel mix elettrico rappresenta il 13%.

Figura 17. Produzione elettrica (Germany, 2016)

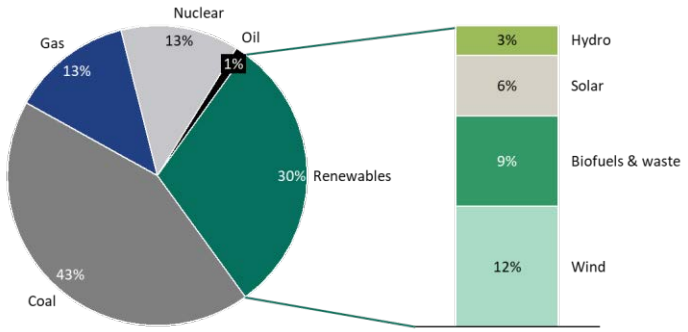
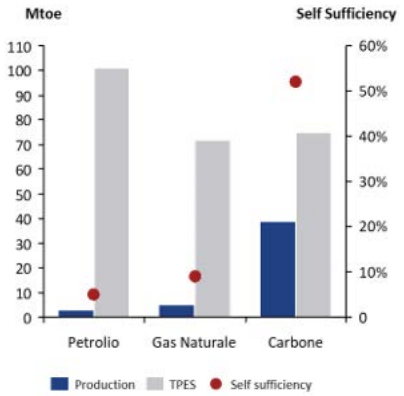


Figura 18. Produzione e Self Sufficiency (Germany, 2016)



Fonte: IEA

Nonostante ciò, il sistema energetico tedesco sta destinando significativi investimenti per aumentare la capacità di importazione di gas dalla Russia in previsione del phase out del nucleare e forse parzialmente del carbone, garantendosi in questo modo anche la possibilità di riesportare quote rilevanti di gas e diventare il principale hub continentale del mercato interno comunitario.

In Italia il rapido sviluppo delle rinnovabili elettriche degli ultimi anni ha certamente contribuito positivamente alla sicurezza del nostro sistema energetico.

Il loro ulteriore sviluppo, quello del biometano, dei biocombustibili e in generale di gas a basso contenuto di carbonio va nella direzione giusta per ridurre l'attuale livello di dipendenza dall'estero in maniera tanto più efficace quanto più sarà possibile realizzare nei tempi previsti gli investimenti sulle reti e i sistemi di accumulo che garantiscano la flessibilità necessaria alle nuove forme di energia, facendole partecipare al mercato con il massimo fattore di utilizzazione.

Il mantenimento inoltre di livelli significativi di produzione e di raffinazione nazionale degli idrocarburi è un altro elemento che questo studio indica come contributo alla stabilità del sistema energetico nazionale. L' Italia dispone ancora di risorse di idrocarburi inesplorate o non utilizzate che possono essere messe in produzione nel rispetto degli standard ambientali europei, moltiplicando investimenti e creazione di lavoro, sostenendo la filiera upstream – che è fortemente radicata nel *made in Italy* - e aumentando la quota di *Government take* tramite il versamento di

royalties petrolifere. Soprattutto, la massimizzazione delle risorse naturali domestiche permetterebbe di diminuire la dipendenza energetica dai mercati esteri, alleggerendo la bilancia energetica dei pagamenti che oggi ammonta a circa 50 miliardi di euro all'anno[39] . Inoltre gli impianti e le tecnologie disponibili nel settore della raffinazione consentono di mantenere un importante ruolo strategico nell'assicurare la sicurezza degli approvvigionamenti di energia soprattutto nel settore dei trasporti dove il petrolio resterà ancora nel 2030 la principale fonte. La loro parziale riconversione nella produzione di biocombustibili consentirà di incrementare sensibilmente la quota di rinnovabili nei trasporti.

Infine, lo sviluppo di nuovi gasdotti sulle rotte Sud Est aumenterà la sicurezza e la competitività degli approvvigionamenti di gas riducendo il gap di prezzo fisiologico rispetto alle importazioni dal Centro Europa e prevenendo la progressiva riduzione delle forniture da parte di alcuni storici operatori di riserve di gas nell' Africa del Nord e nel Nord Europa.

Il suddetto contesto di investimenti accompagnato da uno sviluppo mirato di alcune interconnessioni gas ed elettriche con altri Paesi Europei assicurerebbe un maggiore bilanciamento dei flussi import export del nostro sistema energetico, migliorandone il livello di sicurezza energetica e rafforzandone il ruolo di hub con i paesi del Mediterraneo.

[39] Unione Petrolifera.

3. Le procedure autorizzative

3.1 I soggetti interessati e il loro coinvolgimento e ruolo

Le opere sono soggette ad un'autorizzazione unica rilasciata dal Ministero dello Sviluppo Economico, a seconda dell'opera di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, e previa intesa con la regione o le regioni interessate. Tutti i procedimenti hanno le modalità della Conferenza dei Servizi ai sensi della legge 241/1990. L'amministrazione procedente è il Ministero dello Sviluppo Economico e vi partecipano il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, in caso di attraversamenti di reti stradali o ferroviarie, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo, il Ministero dell' Interno, il Ministero della Difesa, il Ministero della Salute, le Regioni, gli enti locali e le altre amministrazioni interessate, nonché i soggetti preposti ad esprimersi in relazione ad eventuali interferenze con altre strutture esistenti. Nell'ambito dell'iter autorizzativo unico si svolge la Valutazione di Impatto Ambientale che rappresenta un endoprocedimento, nei casi previsti dalla normativa del Codice Ambiente (D.Lgs. 152/2006).

L'autorità competente è il Ministero dell'Ambiente, che si avvale della Commissione tecnica VIA-VAS e della Commissione AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale), se necessaria, per la fase istruttoria. Il provvedimento di VIA è adottato dal Ministro dell'Ambiente, di concerto con il Ministro per i Beni e le Attività Culturali.

L'esito positivo di tale valutazione costituisce parte integrante e condizione necessaria del procedimento autorizzatorio. L'istruttoria si conclude una volta acquisita la VIA o, nei casi previsti, acquisito l'esito della verifica di assoggettabilità a VIA che indica che non ne è previsto lo svolgimento e, in ogni caso, per le centrali termoelettriche, entro" 180 giorni ai sensi della L 55/02. Nella prassi, per dare attuazione al combinato disposto del d.lgs. 152/06 e del d.l. 239/03, si procede alla sospensione della Conferenza di servizi in pendenza della valutazione di impatto ambientale e fino all'adozione del provvedimento di VIA.

Nell'ambito della VIA sono adottati, quando richiesti, i seguenti atti di assenso:

- la valutazione di incidenza (art. 6 del DPR 120/2003) per i progetti incidenti su siti della rete Natura 2000 (Zone Speciali di Conservazione e Zone di Protezione Speciale): rilasciata, a seconda dei casi, dalla Regione, ente parco / ente di gestione delle aree protette;
- l'autorizzazione posa cavi (art. 109 D.Lgs. n. 152/2006), nel caso di cavi in mare: rilasciata dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, sentite le regioni interessate;
- l'autorizzazione paesaggistica, richiesta ai sensi del d.lgs. 42/04 per i progetti che interessano aree sottoposte a vincoli paesaggistici, comprese le aree gravate da uso civico;
- l'autorizzazione riguardante il vincolo idrogeologico.

In ragione della linearità di alcune opere è frequente l'attraversamento di aree sottoposte a particolari vincoli e tutele. Pertanto, ricorre la necessità di raccogliere anche atti di assenso quali:

- il Nulla Osta dell'Ente parco (art. 11, l. 394/1991) che verifica la conformità dell'intervento con le disposizioni del piano e del regolamento del parco attraversato dall'opera;

- la verifica preventiva dell'interesse archeologico ai sensi dell'art. 28 del d.lgs. 42/04;
- l'autorizzazione al taglio piante ai sensi delle normative regionali e del d.lgs. 42/04.

3.2 Considerazioni sul procedimento autorizzativo

La disciplina normativa del settore energetico è stata oggetto di numerosi interventi negli ultimi anni con lo scopo, da parte del legislatore, di semplificare e rendere più rapido il processo autorizzativo (Conferenza dei Servizi, Procedimento Unico).

Ciò nonostante, sinora, il necessario coinvolgimento di numerosi soggetti politici con poteri decisionali, sia a livello di amministrazione dello Stato (MATTM, MIBACT, MISE, MIT) che locale (Regioni, Comuni, Autorità di Bacino, Enti Parco, Comitati ed Associazioni, anche ambientaliste) con una pluralità di interessi non sempre coerenti, rende spesso difficoltoso il cammino verso l'obiettivo comune di assicurare la massima efficacia del processo autorizzativo e la sua conclusione in tempi certi. Tra i soggetti interessati assumono particolare importanza le popolazioni locali con la loro forte domanda di informazione e coinvolgimento.

Anche la fase successiva al rilascio delle autorizzazioni, per quanto soggette a Procedimento Unico, può presentare problemi nel rispetto dei tempi di realizzazione delle opere, a causa di nuove prescrizioni formulate da Amministrazioni diverse da quelle coinvolte in precedenza e/o eventuali ricorsi contro le autorizzazioni ottenute.

La pianificazione dei progetti analizzata in questo studio evidenzia la caratterizzazione dei diversi segmenti che compongono il comparto energetico. Nel caso del procedimento autorizzativo è interessante notare la trasversalità di alcune questioni che fanno da base comune all'intera filiera per la realizzazione degli interventi.

Un primo caso è rappresentato **dall'applicazione delle diverse disposizioni sul territorio e tra i diversi enti.** In questo caso a volte, accogliendo le richieste della popolazione locale, le Regioni tendono a superare i limiti della propria potestà normativa, dettando discipline difformi dal quadro normativo statale. Il quadro assume ulteriori criticità poiché le discipline regionali sono spesso diverse tra di loro. Ciò complica ulteriormente il percorso autorizzativo delle opere lineari che attraversano Regioni diverse.

Ulteriori disomogeneità possono nascere da interventi della Corte Costituzionale e dall'adozione di procedure differenti ad opera degli altri enti territoriali (i.e. Province, Agenzie territoriali delle Dogane).

Un'altra criticità può riguardare il **ritardo nel rilascio dell'intesa regionale**, in alcuni casi, riconducibile ai tempi che le Regioni impiegano per il rilascio dell'intesa stessa, in altri casi a ritardi nella procedura VIA. Nonostante che la legge 241/90 preveda agli artt. 14 e 14-quater che anche le intese siano rilasciate nel corso della Conferenza dei servizi al pari di ogni altro atto di assenso, molte Regioni attendono, per prassi oramai consolidata, la conclusione dei lavori della Conferenza dei servizi per finalizzare il rilascio della propria intesa. Il che determina una sospensione dei tempi per l'intesa indefinita ed incerta, trattandosi di un atto vincolante e necessariamente espresso affinchè si possa concludere il procedimento, come consolidata giurisprudenza ha affermato in virtù della competenza concorrente definendo l'intesa come un'"intesa forte" (cfr. sentenza Corte Costituzionale 383/2005).

Peraltro, come osservato dalla giurisprudenza costituzionale in materia, l'intesa rappresenta un atto politico che esprime assenso o meno rispetto ad un'opera infrastrutturale che interessa il proprio territorio, che può esser espresso nelle prime fasi del procedimento, e comunque nell'ambito della Conferenza dei servizi, mentre spetta alle amministrazioni competenti per materia esprimersi puntualmente rispetto agli aspetti localizzativi e di impatto e mitigazione per il territorio ed il paesaggio.

Si osservi come la citata legge 241/90 sia chiara nel comprendere le intese tra gli atti rilasciati nel corso del procedimento e l'impianto della nuova conferenza di servizi riconosce comunque la particolare importanza degli atti emessi dalle Regioni; da ultimo con la recente Riforma della Conferenza dei servizi (decreto legislativo 127/2016) è stato riconosciuto a queste, ai sensi dell'art. 14-quinquies, la possibilità, in caso di dissenso, di porre opposizione al Presidente del Consiglio ad una determinazione positiva di conclusione della conferenza di servizi autorizzativa.

Una ulteriore criticità è rappresentata dal mancato coordinamento tra il **quadro prescrittivo** contenuto nei diversi atti di assenso. Il quadro prescrittivo della VIA raccoglie tutte le prescrizioni espresse dalle amministrazioni coinvolte nel procedimento di VIA senza un esercizio di coordinamento tra esse. L'**efficacia temporale** della VIA è indicata nello stesso provvedimento di VIA. Considerato che questa interviene nell'ambito dell'iter autorizzativo unico che si conclude anche 12 mesi dopo dal rilascio della VIA, ciò determina incertezza per il mancato coordinamento delle decorrenze. Al momento del rilascio dell'autorizzazione, può accadere che l'efficacia temporale della VIA sia breve e insufficiente a realizzare l'opera in tempo utile. Inoltre, prevedere due termini di validità distinti, uno per il decreto VIA ed uno per atto autorizzativo, che valgano successivamente all'adozione del decreto autorizzativo alla costruzione ed esercizio, come ad oggi stabilito dal Codice Ambiente (D. Lgs. 152/2006 post riforma), costituisce una forzatura rispetto alla volontà del legislatore europeo e non sempre viene rispettato il divieto di "gold plating" sulle normative europee.

Può inoltre succedere che logiche di scelta politica dell'indirizzo economico del territorio, tanto legittime e comprensibili, quanto a volte avulse dal quadro di sviluppo che oltrepassa l'ambito territoriale, possano indurre all'applicazione di norme non sempre in linea con canoni discrezionali appropriati.

Infine le Regioni non sempre ottemperano alle nuove norme sulla conferenza di servizi che richiedono l'emanazione dell'intesa regionale già in avvio della stessa.

3.3 Possibili interventi migliorativi

Sul piano teorico gli strumenti per superare alcune delle criticità descritte sono già disponibili. Esistono norme pregnanti di valutazione di impatto ambientale. Esistono riferimenti tecnologici per la scelta della BAT. Esistono strumenti per il dialogo ed il dibattito con la comunità interessata dall'intervento. In genere, la sostenibilità dell'infrastruttura è già verificabile con dettaglio di analisi.

Permangono tuttavia ancora margini di miglioramento sulla normativa in vigore, affrontando nella fase autorizzativa (qualora non già previsto dalle specifiche norme di settore) anche i temi legati all'urbanistica e alla sicurezza e definendo standard di riferimento dei rischi tenendo conto dei contesti territoriali.

In sintesi, le azioni che potrebbero aumentare l'efficacia del procedimento autorizzativo riguardano:

- il rafforzamento della Conferenza dei servizi quale strumento per raccogliere in un processo autorizzativo unitario e coordinato tutti gli atti di assenso, compresa l'intesa regionale nei tempi previsti dalla procedura;
- la coerenza dei quadri prescrittivi delle diverse amministrazioni, tramite l'inserimento nella procedura di un momento formale di confronto tra il proponente e le amministrazioni che hanno subordinato i propri atti di assenso a specifiche prescrizioni per verificarne coerenza e fattibilità, riducendo conflitti e contenzioso;
- il conferimento di una maggiore stabilità dei vincoli (inclusi quelli ambientali e paesaggistici) applicabili al progetto nel corso del procedimento: opportuno prevedere che tutti gli atti di assenso raccolti nel corso del procedimento e rilasciati in base al quadro vigente al momento dell'avvio dell'iter di autorizzazione non necessitino di essere rinnovati in caso di modifiche della vincolistica intervenute successivamente, salvo per ragioni di sicurezza e salute pubblica;
- la compatibilità fra durata del processo autorizzativo e termini di decadenza del procedimento VIA: i termini di efficacia del provvedimento di VIA deve coincidere, come decorrenza e durata, con il provvedimento autorizzativo;
- la celerità per rimediare a eventuali vizi formali nell'adozione di un atto di assenso: introdurre una procedura semplificata per rimediare tempestivamente a vizi formali riscontrati dal giudice amministrativo su determinati atti di assenso nel corso del procedimento autorizzativo;
- la semplificazione delle procedure per gli interventi di straordinaria manutenzione.

3.4 Il Dibattito Pubblico

Il DPCM n.76 del 10 maggio 2018 prevede l'istituzione presso il MIT di una Commissione Nazionale composta da 15 membri politici (2 MIT, 3 PCM, 1 MATTM, 1 MISE, 1 MBACT, 1 MG, 1 MDS, 2 Regioni, 1 UPI, 2 ANCI) più, eventualmente, fino a tre esperti. L' incarico dei componenti della Commissione ha durata quinquennale.

Le opere per cui si rende necessario il Dibattito Pubblico sono chiaramente identificate nell'allegato 1 del decreto stesso per tipologie e soglie dimensionali.

Fra queste figurano le infrastrutture energetiche che comportano investimenti superiori a 300 mln di €.

Destinatari dell'intervento regolatorio sono "le amministrazioni aggiudicatrici o gli enti aggiudicatori" da cui consegue che l'intervento riguarda solo le imprese pubbliche in cui le amministrazioni aggiudicatrici esercitano, direttamente o indirettamente, una influenza dominante.

L'intervento regolatorio non si applica a opere private di interesse pubblico che non rientrano fra le tipologie di opere del Codice Appalti, cui fa riferimento il DPCM.

I temi legati alla salvaguardia dell'ambiente e al rischio associato alla presenza di un impianto industriale sono sempre più all'attenzione della opinione pubblica generando l'esigenza per le popolazioni di un maggior coinvolgimento ai tavoli di lavoro per partecipare attivamente alla

discussione sui progetti che si andranno a realizzare sul territorio. Spesso l'illustrazione dei progetti avviene in maniera disordinata, rendendo difficile prendere in giusta considerazione e recepire le proposte e le alternative di realizzazione che renderebbero l'opera più gradita al territorio. Tutto ciò genera frustrazioni locali con ripercussioni negative nelle fasi successive di rilascio delle autorizzazioni, per quanto soggette a Procedimento Unico, con nuove prescrizioni formulate dalle altre Amministrazioni e/o con eventuali ricorsi contro le autorizzazioni ottenute.

Nelle intenzioni, lo strumento del dibattito pubblico si propone di rendere più ordinato, uniforme, disciplinato e partecipativo il processo di autorizzazione delle opere infrastrutturali, dando modo agli enti territoriali e alla popolazione locale di essere informati per tempo e di partecipare alla definizione del progetto fin dalle fasi iniziali. Una delle principali ricadute sarebbe quella di prevenire un eccesso di offerta dei tavoli di partecipazione, aumentando l'efficacia del processo autorizzativo.

Il DPCM potrebbe consentire un dibattito aperto che permette di introdurre elementi di giudizio che oltrepassano le specificità locali in un'ottica di crescita del Paese.

La procedura prevista dal Dibattito Pubblico ha una durata da 4 a 6 mesi, al termine dei quali il coordinatore del Dibattito Pubblico prepara, entro un mese la relazione conclusiva per l'Amministrazione aggiudicatrice che a sua volta, entro due mesi, prepara il proprio Dossier conclusivo di cui tenere conto nelle successive fasi e procedure del percorso autorizzativo (Conferenza dei Servizi, VIA).

Sebbene tale strumento richieda un impegno temporale aggiuntivo prima dell'inizio della procedura standard, nelle intenzioni ciò dovrebbe garantire maggiore celerità nella fase successiva del percorso autorizzativo e maggiore resilienza delle autorizzazioni ottenute.

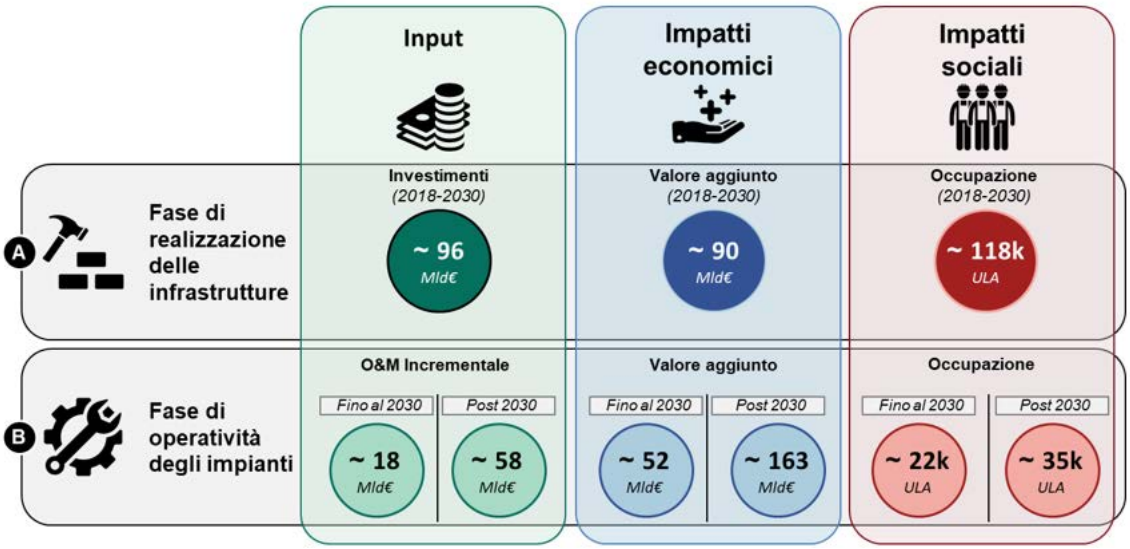
L'efficacia del Dibattito Pubblico sarà da verificare dopo le prime applicazioni e si dovrà comunque garantire un coordinamento con le eventuali normative regionali in materia.

Si richiama l'attenzione sul fatto che la Commissione nazionale per il Dibattito Pubblico è istituita presso il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, unico ministero che dispone di due rappresentanti, di cui uno con funzioni di presidente. Tuttavia nei casi di opere riguardanti impianti industriali ed insediamenti energetici, l'intero iter autorizzativo, sino al rilascio dell'Autorizzazione Unica, è di competenza del Ministero dello Sviluppo Economico. Nel caso di infrastrutture energetiche sarebbe quindi più efficace e coerente disporre di una maggiore rappresentatività nella Commissione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

4. Conclusioni

I risultati del presente studio riportano la visione dei principali operatori energetici nazionali sui possibili sviluppi del settore al 2030 e il significativo impatto positivo che si potrebbe ottenere sull'economia e sull'occupazione durante il processo di trasformazione supportato dalle tecnologie innovative.

Figura 19. Sintesi degli impatti economici e sociali



Fonte: Partecipanti allo studio, Analisi PwC Strategy&

Sommando gli impatti economici delle fasi di realizzazione ed esercizio, ne deriva una ricaduta complessiva, durante la vita intera degli impianti, sull'economia nazionale di **305 Mld€**, con un impatto addizionale sul **PIL** progressivamente crescente dal **0,3%** nel 2018 al **0,9%** nel 2030, **senza alcun effetto sul debito pubblico nazionale**.

Inoltre, dall'analisi risulta una **ricaduta occupazionale** di **140.000 ULA** tra il 2018 e il 2030 per la realizzazione e la gestione delle infrastrutture e di **35.000 ULA** post 2030.

Il mix energetico reso possibile dalle infrastrutture primarie indicate permetterà di conseguire una **riduzione di emissioni GHG** di **72 Mton/anno** al 2030 rispetto al livello del 2016 con un importante contributo al raggiungimento degli obiettivi europei. Saranno significativamente ridotte anche le emissioni con impatto prevalentemente locale quali SOx, NOx e polveri.

Le misure previste per il rispetto dell'ambiente, per il recupero dei materiali e per il risparmio del territorio costituiscono una non trascurabile percentuale degli investimenti. Si dovrebbe in tal modo raggiungere una maggiore compatibilità ed integrazione con il territorio e di conseguire il partecipe consenso delle comunità interessate dalla realizzazione delle infrastrutture.

La complementarietà delle risorse rinnovabili con quelle convenzionali è un elemento imprescindibile per la continuità e per la sicurezza della fornitura dell'energia alla società civile ed ai settori industriali di un paese, come il nostro, che ambisce a moderni ed efficienti livelli di consumi e che vive della competitività della propria struttura manifatturiera, leader in Europa per capacità di innovazione e di esportazione dei beni prodotti.

Un sistema efficiente, flessibile e a bassa emissione di CO_2, dotato di infrastrutture digitali e resilienti, può valorizzare la localizzazione geografica nel Mediterraneo dell'Italia situata tra paesi dell'area Sud e Sud-Est, con alta crescita di domanda e con disponibilità di fonti energetiche primarie, e l'Europa continentale, con domanda stabile e livello tecnologico evoluto.

Infine è importante sottolineare che il time to market dei progetti sia indispensabile affinché gli investitori possano garantire le risorse finanziarie per le nuove infrastrutture. A questo proposito sarebbe necessario uno sforzo congiunto per garantire tempi certi per il processo autorizzatorio ed un quadro normativo coerente e stabile.

Affinché tutto ciò si realizzi sarà fondamentale che la visione industriale converga con quella politica, per arrivare ad una **condivisione** degli indirizzi e degli obiettivi con le Istituzioni nazionali e delle ricadute economiche, sociali e degli aspetti di compatibilità ambientale con le Amministrazioni locali.

È pertanto auspicabile un **confronto approfondito** con le Istituzioni sulla base delle analisi e delle valutazioni degli investimenti presentati, nel quadro del Piano Energia Clima con cui il Paese deciderà nei prossimi mesi quali obiettivi ambientali traguardare e con quali strumenti.

Una successiva iniziativa di Confindustria Energia di informazione nei riguardi delle rappresentanze dei territori e dei consumatori e più in generale della *public* opinion faciliterà la **condivisione** degli aspetti che più interessano i residenti delle zone interessate dalle infrastrutture prese in esame.

Stampa: Saro Italia srl - Roma
Tel. 06 66.90.598

CONFINDUSTRIA ENERGIA

Federazione delle Associazioni del Comparto Energia
00144 Roma - Piazzale Luigi Sturzo, 31
Tel. 06 5423681 - Fax 06 54236820
info@confindustriaenergia.org
www.confindustriaenergia.org