

UTILITIES

PROTAGONISTE DELLA
TRANSIZIONE ECOLOGICA: LA SFIDA
DELLA DECARBONIZZAZIONE

POSITION PAPER

INDICE

GLOSSARIO	3
------------------	----------

INTRODUZIONE	4
---------------------	----------

1. L'IMPEGNO NAZIONALE E COMUNITARIO PER LA TRANSIZIONE ECOLOGICA	7
--------------------------------------------------------------------------	----------

1. <i>Il contesto di policy e gli obiettivi</i>	8
2. <i>Il sostegno alla transizione: gli strumenti di incentivo e finanziamento</i>	12

2. GLI IMPATTI DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA SULLE FILIERE DEI SERVIZI PUBBLICI	16
--------------------------------------------------------------------------------------	-----------

1. <i>Energia elettrica</i>	20
2. <i>Gas</i>	25
3. <i>Acqua</i>	29
4. <i>Rifiuti e ambiente</i>	34
5. <i>Mobilità sostenibile</i>	41
6. <i>Efficienza energetica</i>	45

3. LE 10 LINEE D'AZIONE DELLE UTILITIES PER DECARBONIZZARE IL PAESE	53
----------------------------------------------------------------------------	-----------

1. <i>Incremento dell'impiego delle rinnovabili elettriche</i>	55
2. <i>Sviluppo dei gas rinnovabili</i>	58
3. <i>Sviluppo degli strumenti di flessibilità per il mercato elettrico</i>	59
4. <i>Digitalizzazione delle reti e degli impianti</i>	61
5. <i>Adozione di misure comportamentali</i>	63
6. <i>Eletrificazione dei consumi</i>	64
7. <i>Potenziamento del teleriscaldamento</i>	66
8. <i>Efficientamento energetico</i>	68
9. <i>Adozione di modelli circolari</i>	69
10. <i>Infrastrutture per la mobilità low carbon</i>	71

4. LE PROPOSTE DI POLICY PER "FAR CORRERE" GLI INVESTIMENTI DELLE UTILITIES NELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA	73
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------

1. <i>Snellimento delle procedure autorizzative</i>	75
2. <i>Prosecuzione e rilancio delle aste per le FER</i>	76
3. <i>Mercato elettrico renewables fit</i>	78
4. <i>Prosecuzione del capacity market</i>	79
5. <i>Remunerazione premiante per investimenti in reti elettriche smart</i>	80
6. <i>Nuovi incentivi per i gas rinnovabili</i>	81
7. <i>Nuova regolazione per le reti gas del futuro</i>	82
8. <i>Rilancio del sistema dei Certificati Bianchi</i>	83
9. <i>Armonizzazione degli incentivi per l'efficientamento energetico degli edifici</i>	85
10. <i>Incentivi alle energie rinnovabili nel settore idrico</i>	86
11. <i>Regolamentazione e promozione del riutilizzo dell'acqua depurata</i>	87
12. <i>Titoli di efficienza energetica circolare (TeeC)</i>	88
13. <i>Green procurement</i>	89

BIBLIOGRAFIA	92
---------------------	-----------

GLOSSARIO

ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti Ambiente
CCS	Carbon Capture and Storage
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CO ₂ eq	Anidride carbonica equivalente
DSO	Distribution System Operator
EE	Efficienza Energetica
FER	Fonti di Energia Rinnovabile
GHG	Greenhouse Gases – Gas a effetto serra
GNC	Gas Naturale Compresso
GNL	Gas Naturale Liquefatto
IoT	Internet of Things
LTS	Long Term Strategy
M&A	Merger and Acquisition
MiSE	Ministero dello Sviluppo Economico
MIT	Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti
MSD	Mercato dei Servizi di Dispacciamento
Mtep	Milioni di tonnellate equivalenti di petrolio
Mton	Milioni di tonnellate
OCGT	Open Cycle Gas Turbine
PNIEC	Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima
PNRR	Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza
PPA	Power Purchase Agreement
SII	Servizio Idrico Integrato
TLR	Teleriscaldamento
V2G	Vehicle to grid

INTRODUZIONE

La transizione ecologica è uno degli argomenti più discussi attualmente a livello nazionale e internazionale: il tema è vasto e si traduce in diverse sfaccettature in termini di azioni di policy, strategie aziendali e comportamenti dei cittadini, che non sempre sono adeguatamente approfondite nel dibattito pubblico. In termini generali, l'obiettivo principale della transizione ecologica è promuovere una trasformazione dell'attuale paradigma di sviluppo economico in un modello che ponga sostenibilità ambientale e inclusione sociale al massimo livello di priorità. Tale cambiamento, tra le altre cose, mira dunque a limitare il più possibile gli impatti negativi delle attività umane sull'ambiente attraverso la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra (GHG) e dell'inquinamento e l'uso più razionale delle risorse primarie. Alla transizione ecologica sono perciò strettamente connessi in varie forme i temi della decarbonizzazione e dell'economia circolare.

La decarbonizzazione mira a ridurre le emissioni di gas serra nell'atmosfera: è ormai scientificamente provato, infatti, il legame tra le attività umane e il riscaldamento del pianeta, i cui effetti hanno già iniziato a manifestarsi con violenza. Questi elementi hanno spinto governi e istituzioni sovranazionali ad adottare strategie di mitigazione basate sulla riduzione delle emissioni di gas serra, primo fra tutti l'anidride carbonica (CO₂) ma anche, tra gli altri, il metano (CH₄) e il protossido di azoto (N₂O). Questo impegno richiede una profonda trasformazione, se non una vera e propria rivoluzione, di tutto il sistema economico-produttivo. La CO₂, infatti, è emessa in buona parte (ma non solo) come conseguenza dell'utilizzo di combustibili fossili, che per più di due secoli – e ancora oggi – sono stati il motore principale delle attività economiche, della produzione di energia e calore, e dei trasporti.

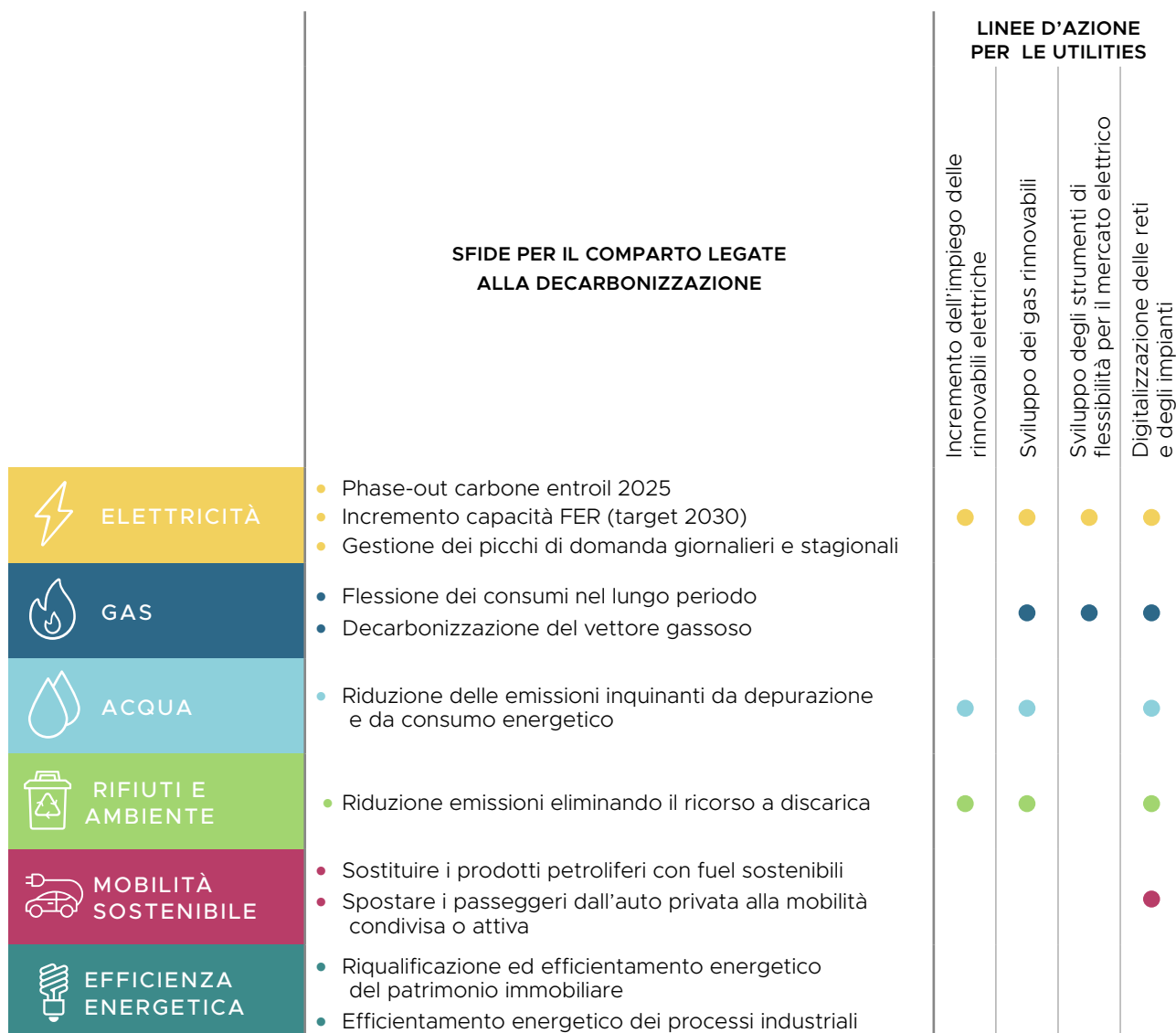
L'economia circolare, invece, mira a ridurre l'impiego di risorse naturali in tutti gli ambiti di produzione e consumo. Si tratta di un modello produttivo che è in grado di rigenerarsi autonomamente con l'obiettivo di mantenere nel tempo al loro maggior grado di utilità e valore i prodotti, i componenti e i materiali. Esso punta quindi alla riduzione dell'utilizzo di materie prime vergini, per la produzione di beni e la fornitura di servizi, attraverso l'utilizzo sostenibile di materie prime seconde, nonché tramite il ripensamento dei modelli di produzione e consumo, finalizzato alla minimizzazione degli sprechi di materia, energia e acqua, distinguendo tra i flussi biologici da reintegrare nella biosfera e quelli tecnici, destinati a essere rivalorizzati senza entrare in essa. Questo è cruciale in un'ottica di conservazione delle capacità biologiche del pianeta di rigenerare le risorse da cui tutti gli esseri viventi dipendono, con impatti anche sulle dinamiche del riscaldamento globale. In primis, data la relativa scarsità di materie prime vergini, un loro utilizzo razionale permette di rendere le attività umane sostenibili nel lungo periodo dal punto di vista dell'approvvigionamento di materiali. In secondo luogo, l'estrazione di materie prime, così come la loro trasformazione e il loro impiego nei processi produttivi, è fonte di inquinamento ed emissioni: in questo senso, minimizzare l'impiego di materie vergini e la produzione di nuovi manufatti concorre anche alla decarbonizzazione. Infine, lo smaltimento nell'ecosistema naturale dei materiali non più utilizzati determina un turbamento degli equilibri ecologici e la liberazione degli inquinanti contenuti in tali scarti, con effetti negativi sull'inquinamento atmosferico, del suolo e delle acque.

Date queste premesse, è facile rendersi conto di come gli sforzi per la decarbonizzazione e l'economia circolare siano trasversali a tutti gli ambiti delle nostre società e tra loro complementari nel raggiungimento di modelli economici e produttivi sostenibili. Nel perseguire entrambi gli sforzi, le aziende di servizi pubblici sono chiamate a svolgere un ruolo da pro-

tagoniste per diversi motivi. In primo luogo per la natura dei settori in cui operano: energia, gas, riscaldamento, gestione dei rifiuti e delle risorse idriche sono settori responsabili di quote importanti di emissioni e impatti ambientali, e si prestano alla creazione di modelli circolari, che coinvolgano anche più di una filiera contemporaneamente. Inoltre, la natura trasversale nel sistema economico dei servizi pubblici e il forte legame delle utilities con il territorio, le imprese e i cittadini, pongono questa categoria di aziende in una posizione privilegiata per contribuire alla transizione ecologica del Paese.







Utilitalia, la federazione che riunisce e rappresenta oltre 500 aziende operanti nei settori dell'acqua, dell'ambiente, dell'energia elettrica e del gas, intende delineare il proprio posizionamento rispetto ai molteplici aspetti della sfida per la transizione ecologica che attende i suoi associati in due Position Paper, dedicati a decarbonizzazione ed economia circolare.¹

1 Utilitalia (2021). *Utilities, protagoniste nella transizione ecologica: la sfida dell'economia circolare.*



Il presente documento, *Utilities protagoniste della transizione ecologica: la sfida della decarbonizzazione*, si articola in 4 capitoli. Nel Capitolo 1 saranno messi a fuoco gli obiettivi europei e nazionali di decarbonizzazione e il contesto di policy in cui le utilities si muovono. Nel Capitolo 2 saranno invece approfonditi gli impatti e le opportunità che la transizione porterà in ciascuno dei business che vedono impegnate le associate di Utilitalia. Partendo da queste considerazioni, il Capitolo 3 propone delle linee d'azione concrete e trasversali a diverse filiere che le utilities possono intraprendere per decarbonizzare le proprie attività e il Paese nel suo complesso. Infine, il Capitolo 4 suggerisce degli interventi di policy per agevolare gli investimenti delle aziende nella transizione ecologica.

Nella tabella che segue si riportano gli elementi centrali trattati nel Paper – le sfide legate alla decarbonizzazione, le linee di intervento e le proposte di policy – divisi per le filiere coinvolte: elettricità, gas, acqua, rifiuti, mobilità sostenibile, efficienza energetica.

LINEE D'AZIONE PER LE UTILITIES		PROPOSTE DI POLICY	
     	Adozione di misure comportamentali	●	●
	Elettrificazione dei consumi	●	●
	Potenziamento del teleriscaldamento	●	●
	Efficientamento energetico	●	●
	Adozione di modelli circolari	●	●
	Infrastrutture per la mobilità low carbon	●	●
	Snellimento delle procedure autorizzative	●	●
	Prosecuzione e rilancio delle aste per le FER	●	●
	Mercato elettrico renewables fit	●	●
	Prosecuzione del capacity market	●	●
	Remunerazione premiante per investimenti in reti elettriche smart	●	●
	Nuovi incentivi per i gas rinnovabili	●	●
	Nuova regolazione per le reti gas del futuro	●	●
	Rilancio del sistema dei certificati bianchi	●	●
	Armonizzazione degli incentivi per l'efficientamento energetico degli edifici	●	●
	Incentivi alle energie rinnovabili nel settore idrico	●	●
	Regolamentazione e promozione del riutilizzo dell'acqua depurata	●	●
Green procurement	●	●	



1.

L'IMPEGNO NAZIONALE
E COMUNITARIO PER LA
TRANSIZIONE ECOLOGICA

1. IL CONTESTO DI POLICY E GLI OBIETTIVI

L'Unione Europea nell'ultimo decennio si è affermata come apripista nelle politiche *green*, stabilendo obiettivi di riduzione delle emissioni sempre più stringenti. I pilastri di questo processo sono stati posti con il Clean Energy Package (o Winter Package), proposto nel 2016 e la cui approvazione² è stata completata nel 2019. Il target di riduzione delle emissioni di CO₂ fissato al 2030 è del -40% rispetto ai livelli del 1990. Da questo discendono due ulteriori obiettivi: i) le fonti rinnovabili devono costituire il 32% del mix energetico; ii) attraverso misure di efficienza energetica si deve ottenere un risparmio del 32,5% rispetto a uno scenario business as usual. Il Winter Package è completato dalla c.d. Long Term Strategy³ per il 2050 dell'Unione europea, che pone l'obiettivo della completa neutralità climatica per il continente e fornisce una visione sugli strumenti per raggiungerla.

La Commissione Europea insediatasi nel dicembre 2019 ha voluto imprimere un'ulteriore accelerazione nelle politiche di contrasto al cambiamento climatico, facendone il nucleo d'azione del suo mandato. A questo scopo, a dicembre del 2019 è stato annunciato il "Green Deal Europeo",⁴ una sorta di tabella di marcia che indica le misure e gli investimenti che permettano di raggiungere e superare gli obiettivi climatici fissati in precedenza, ma anche favorire lo sviluppo economico tramite una crescita della competitività basata su tecnologie innovative e sostenibili. Attraverso il bilancio ordinario dell'UE 2021-2027 si prevede di mobilitare circa 1.080 miliardi di €, di cui il 30% dedicato alla lotta ai cambiamenti climatici e alla perdita di biodiversità, cifra che è decisamente incrementata con il piano Next Generation EU,⁵ varato per far fronte alla crisi scatenata dall'epidemia di coronavirus del 2020-21. Grazie all'inedita possibilità di raccogliere fondi sul mercato dei capitali, l'Unione si è impegnata a stanziare ulteriori 750 miliardi di € per il rilancio dell'economia, di cui almeno il 37% sarà dedicato alla transizione verde.

In accordo con l'ambizione – espressa nel Green Deal – di incrementare il livello di riduzione delle emissioni, il Consiglio Europeo ha stabilito, nel dicembre 2020, di portare l'obiettivo per il 2030 a -55% rispetto al 1990. Questo incremento porterà a una revisione dei target specifici anche per le rinnovabili (dovranno coprire tra il 38% e il 40% dei consumi finali) e l'efficienza energetica (riduzione tra -39% e -41% dei consumi primari).

2 Contiene otto direttive: i) Energy performance in buildings 2018/844; ii) Renewable energy 2018/2001; iii) Energy efficiency 2018/2002; iv) Governance 2018/1999; v) Electricity regulation 2019/943; vi) Electricity directive 2019/944; vii) Risk preparedness 2019/941; viii) ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) 2019/942.

3 Comunicazione n. 773 (2018) della Commissione Europea, 28/11/2018. *A clean planet for all. A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy.*

4 Comunicazione n. 640 (2019) della Commissione Europea.

5 Comunicazione n. 456 (2020) della Commissione Europea.

Per convogliare risorse anche dal settore privato nella transizione ecologica, la Commissione ha lanciato nel 2018 un piano d'azione per la finanza sostenibile, detto *Action Plan: Financing Sustainable Growth*.⁶ Questo prevede interventi su diversi livelli, che mirino a dirigere il mercato dei capitali verso uno sviluppo compatibile con il raggiungimento degli obiettivi enunciati di contrasto al cambiamento climatico. La strategia si basa su dieci azioni che sono divise in tre categorie: i) favorire la canalizzazione degli investimenti finanziari verso un'economia maggiormente sostenibile; ii) considerare la sostenibilità nelle procedure per la gestione dei rischi; iii) rafforzare la trasparenza e gli investimenti di lungo periodo. Tra le azioni individuate, si mette in evidenza l'istituzione di:

- Una tassonomia europea per classificare le attività sostenibili (Regolamento 852/2020);
- Nuovi benchmark per la transizione climatica (Regolamento EU 2089/2019);
- Nuovi obblighi di trasparenza per i player finanziari rispetto all'integrazione dei rischi di sostenibilità nelle proprie attività e alle informazioni di accompagnamento ai prodotti finanziari (Regolamento EU 2088/2019).

In particolare, il regolamento sulla tassonomia stabilisce quattro condizioni generali che un'attività economica deve soddisfare per qualificarsi come sostenibile dal punto di vista ambientale (e poter quindi accedere a particolari forme di supporto e finanziamento): perseguire almeno un obiettivo di carattere ambientale, rispettare il principio *Do Not Significant Harm* (DNSH) con riferimento ad altri obiettivi di carattere ambientale, rispettare delle condizioni minime di salvaguardia, rispettare altri criteri di vaglio tecnico della Commissione.⁷ Gli obiettivi di carattere ambientale sono la mitigazione del cambiamento climatico, l'adattamento al cambiamento climatico, l'uso sostenibile e la protezione delle risorse idriche e marine, la transizione verso un'economia circolare, la prevenzione e il controllo dell'inquinamento, la protezione e il ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

IL FRAMEWORK NAZIONALE

A livello nazionale, l'Italia – secondo quanto previsto dal Regolamento 2018/1999 sulla Governance dell'Unione dell'Energia (afferrete al Winter Package) – ha predisposto e pubblicato nel dicembre 2019 un Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), che contiene i pilastri d'azione per il decennio 2021-2030 in coerenza con gli obiettivi assegnati.

Esso introduce sistemi di mutuo supporto e controllo finalizzati a ottimizzare gli sforzi dei Paesi nel raggiungimento degli obiettivi europei del Clean Energy Package al 2030: garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, la competitività dell'industria e la sostenibilità delle attività economiche. L'azione dell'"Unione dell'Energia" verrà portata avanti su 5 pilastri fondamentali: decarbonizzazione, EE, sicurezza energetica, mercato interno dell'energia, e ricerca e innovazione. Queste 5 dimensioni della strategia comunitaria sono tra loro interdipendenti e invitano i decisori politici a definire politiche trasversali.

Le misure previste dal PNIEC italiano sono inserite in un contesto energetico già in fase di evoluzione da diversi anni. Dal lato della domanda di energia, i consumi interni lordi e finali sono calati costantemente nell'ultimo decennio, a eccezione degli ultimi anni, in cui sembrano essersi stabilizzati. Dal lato dell'offerta, la produzione di rinnovabili sta diventando sempre più centrale nel mix nazionale, nonostante le recenti criticità nell'assegnazione della nuova capacità. Alla luce di questo andamento del sistema energetico, l'Italia si è posta comunque

6 Comunicazione n. 97 (2018) della Commissione Europea.

7 Per maggiori informazioni si veda il Regolamento 852/2020.

ambiziosi obiettivi che ruotano intorno al target del -33% di emissioni di CO₂ nei settori non ETS⁸ rispetto ai livelli del 2005. Questo obiettivo, così come tutti quelli che ne discendono e che sono descritti nel prosieguo di questa sezione, dovrà essere oggetto di una revisione al rialzo, in conseguenza della decisione a livello comunitario di innalzare il livello di riduzione delle emissioni di CO₂ da -40% a -55%. Non avendo a oggi indicazioni su quando avverrà questo aggiornamento del PNIEC (si auspica entro il 2021), si riportano qui gli obiettivi originali.

Per quanto riguarda le rinnovabili elettriche, gli obiettivi per la crescita della potenza da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) richiedono quasi un raddoppio della capacità eolica (da 10.900 MW a 19.300 MW – di cui 900 MW offshore) e un aumento di più di 30.000 MW del fotovoltaico, che porta la capacità installata da 21.630 MW a 52.000 MW – di cui 880 MW di solare termodinamico a concentrazione.

Nel campo dell'efficienza energetica, l'obiettivo principale – un risparmio addizionale di 9,35 Mtep/anno al 2030 (51,4 Mtep cumulati) rispetto alla media del triennio 2016-2018 – è suddiviso come segue: 3,3 Mtep nel residenziale, 2,6 Mtep nel settore dei trasporti, 2,4 Mtep nel terziario e 1 Mtep nell'industria.

Nel settore trasporti, le emissioni dovranno essere ridotte del 36,8% (raggiungendo 79 Mt di CO₂eq) attraverso una crescita notevole dei biocarburanti, in particolare del biometano (da 0 nel 2016 a 793 ktep nel 2030) e delle FER su strada (da 2 ktep a 379 ktep), e da una sensibile riduzione dei consumi pari a 2,6 Mtep cumulati nel 2030 (26% del totale degli obiettivi di EE ex art. 7), grazie a un cambiamento nelle modalità di trasporto.

Al fine di raggiungere gli obiettivi ambiziosi del Piano, in esso sono delineate alcune linee di sviluppo programmatiche, normative e regolatorie. Di seguito riportiamo le principali, che riguardano i settori dell'efficienza energetica, delle rinnovabili elettriche e dei trasporti:

- Efficienza energetica: le misure principali rimangono le detrazioni fiscali per le ristrutturazioni, l'Ecobonus (3,3 Mtep/a al 2030) e i Certificati Bianchi (2,23 Mtep/a al 2030);
- Rinnovabili elettriche: aste e PPA statale per i grandi impianti, promozione dell'autoconsumo individuale per piccoli impianti, ripensamento del burden sharing regionale, repowering e revamping per impianti esistenti;
- Trasporti: sistema di certificati di immissione in consumo (CIC) per 0,8 Mtep (1,1 miliardi di m³) di biometano avanzato proveniente da scarti agricoli e FORSU.

Insieme al PNIEC, la pianificazione della transizione ecologica ed energetica è completata dalla *Strategia Italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra*, pubblicata nel gennaio 2021, che – esattamente come fa la LTS a livello comunitario – definisce le linee d'azione per il raggiungimento della neutralità climatica al 2050 per l'Italia.

Il punto di partenza della Strategia di lungo termine italiana è l'obiettivo di azzerare le emissioni nazionali attuali al netto degli assorbimenti del settore LULUCF (*Land use, land-use change, and forestry* – include i settori dell'agricoltura e della silvicoltura, che hanno un saldo negativo di emissioni, quindi nel complesso assorbono CO₂). Nel 2018 questo assorbimento era pari a 36 Mton/anno). Questo si traduce nell'esigenza di eliminare circa 390 Mton di CO₂eq di emissioni annue rispetto alla situazione odierna e 200 Mton CO₂eq rispetto allo scenario ottenuto, portando al 2050 le tendenze attivate dal PNIEC.

⁸ Per i settori ETS l'obiettivo è fissato a livello comunitario nella misura del -43% rispetto al 2005. Si ricorda che fanno parte del sistema ETS la produzione di energia elettrica e di calore, così come i settori industriali energivori (metalli, cemento, ecc.), mentre sono esclusi i trasporti.

L'orizzonte temporale della Strategia è quindi diviso in due periodi: 2021-2030 e 2030-2050. Il primo periodo coincide con quanto già previsto dal PNIEC, il secondo parte dai risultati del PNIEC attesi al 2030 e delinea traiettorie di decarbonizzazione più virtuose. La Strategia, per raggiungere un obiettivo estremamente ambizioso, da cui oggi siamo molto lontani (e da cui lo saremo ancora al 2030), indica una serie di interventi che impatteranno profondamente su tutto il sistema-Paese e in particolare sul settore energetico.

In questo contesto, i nuovi trend previsti impatteranno significativamente sulle utilities, specialmente in virtù del loro coinvolgimento nel settore energetico; riportiamo qui quelli essenziali:

- I consumi finali di energia dovranno scendere sensibilmente, di circa il 40% rispetto a quelli attuali;
- La riduzione dei consumi si dovrà accompagnare a una importante ricomposizione di fonti e vettori energetici impiegati:
 - l'elettricità supererà il 50% dei consumi energetici complessivi, con punte significative in alcuni comparti (ad esempio, le auto saranno prevalentemente elettriche e gli edifici riscaldati con pompe di calore);
 - le rinnovabili, oltre che sotto forma di elettricità, cresceranno anche sotto forma di biometano e idrogeno, arrivando, nel complesso, a coprire non meno dell'85-90% dei consumi finali;
 - lo sviluppo dell'economia circolare ridurrà il recupero energetico dei rifiuti e tenderà ad azzerarne lo smaltimento in discarica.
- L'offerta di energia dovrà di conseguenza adattarsi, con un forte sbilanciamento verso la produzione elettrica:
 - la generazione elettrica annua dovrà collocarsi tra 600-700 TWh, con una quota di rinnovabili del 95-100% (sarà necessario lo sfruttamento dell'eolico offshore, finora marginale, e una capacità fotovoltaica superiore ai 200 GW);
 - dovranno essere potenziati i sistemi di accumulo: pompaggi (anche di origine marina) e storage elettrochimico, quest'ultimo dovrà arrivare a 30-40 GW (5 volte il livello del PNIEC);
 - una quota pari al 25-30% dell'energia da FER sarà destinata alla produzione di idrogeno, che richiederà una tecnologia di stoccaggio e trasporto efficace.

2. IL SOSTEGNO ALLA TRANSIZIONE: GLI STRUMENTI DI INCENTIVO E FINANZIAMENTO

Il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione richiede una trasformazione profonda dell'intero sistema produttivo, impensabile senza un supporto da parte del settore pubblico. Nell'ultimo decennio le risorse dedicate alla transizione ecologica, sia a livello nazionale che comunitario, sono cresciute costantemente. A livello comunitario, nel 2020, con il varo del pacchetto Next Generation EU (NGEU) destinato a favorire la ripartenza dell'economia dopo la crisi pandemica, si è deciso di puntare ancora di più sugli investimenti *green*.

IL PIANO NAZIONALE DI RIPRESA E RESILIENZA

Per usufruire delle risorse europee di NGEU, l'Italia nell'aprile 2021 ha presentato alla Commissione Europea il proprio Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), in cui sono delineati i programmi di spesa ma anche le riforme necessarie per riportare l'economia in una traiettoria di crescita.

Le risorse complessive movimentate dal Piano ammontano a 235 miliardi di €. Di questi, 205 miliardi di € provengono dai fondi europei Next Generation EU (precisamente 191,5 miliardi dal Recovery and Resilience Facility, 13,5 da React-EU), mentre 30 miliardi di € provengono da programmazione complementare finanziata attraverso il bilancio nazionale (c.d. Fondo complementare). Come da indicazioni della Commissione, gli interventi e le misure contenute sono coerenti con le indicazioni del semestre europeo e con il PNIEC, e rispettano i vincoli sulla destinazione delle risorse: il 40% dei fondi è dedicato alla transizione verde (limite minimo 37%), il 27% a quella digitale (limite minimo 20%).

Dato il focus sulla transizione ecologica, molte delle risorse del PNRR saranno investite nei servizi pubblici, creando un'occasione importante per la decarbonizzazione e la modernizzazione delle utilities. La versione finale⁹ del Piano raggruppa i progetti intorno a 6 missioni,¹⁰ che rappresentano le aree tematiche strutturali di intervento.

⁹ Nel presente Position Paper si fa riferimento alla versione del Piano consegnata alla Commissione Europea il 30 aprile 2021.

¹⁰ 1. Digitalizzazione, innovazione, competitività, cultura e turismo; 2. Rivoluzione verde e transizione ecologica; 3. Infrastrutture per una mobilità sostenibile; 4. Istruzione e ricerca; 5. Inclusione e coesione; 6. Salute.

Gli interventi che riguarderanno la decarbonizzazione del settore energetico e dei servizi pubblici sono inclusi nella seconda missione: Rivoluzione verde e transizione ecologica, che ha un budget di 59,5 miliardi di € ed è articolata nelle seguenti quattro componenti:

1. **Economia circolare e agricoltura sostenibile** (5,3 milioni di €): prevede, tra gli altri, interventi mirati a potenziare la filiera del riciclo, tramite l'ammodernamento degli impianti esistenti e la realizzazione di nuovi impianti.
2. **Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile** (23,8 miliardi di €). L'obiettivo è la riduzione delle emissioni di CO₂ derivanti dalla produzione e consumo di energia nonché dalla mobilità locale. Sono indicate cinque linee d'azione:
 1. Incrementare la quota di energia prodotta da FER:
 - Sviluppo dell'agrivoltaico;
 - Promozione delle rinnovabili per le comunità energetiche e l'autoconsumo;
 - Promozione impianti innovativi, incluso offshore;
 - Sviluppo biometano.
 2. Potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete:
 - Rafforzamento smart grid;
 - Interventi sulla resilienza climatica delle reti.
 3. Promuovere la produzione, la distribuzione e gli usi finali dell'idrogeno verde:
 - Installazione di elettrolizzatori per la produzione di idrogeno, creando da 5 a 10 *Hydrogen Valley* in aree industriali dismesse;
 - Investimento nell'uso di idrogeno nei settori industriali "hard-to-abate";
 - Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale (installazione di 40 stazioni di rifornimento) e ferroviario.
 4. Sviluppare un trasporto locale più sostenibile:
 - Piano per la ciclabilità, attraverso la realizzazione di nuovi percorsi;
 - Rinnovo delle flotte bus e treni con mezzi ecologici;
 - Estensione delle linee di trasporto rapido di massa nelle città;
 - Sviluppo dell'infrastruttura di ricarica elettrica.
 5. Acquisire una leadership internazionale industriale nelle principali filiere della transizione:
 - Rinnovabili e batterie; idrogeno; bus elettrici;
 - Supporto a start-up e venture capital attivi nella transizione ecologica.
3. **Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici** (15,36 miliardi di €): include investimenti nell'efficientamento e nella riqualificazione sismica del patrimonio edilizio pubblico e privato:
 1. Efficientamento energetico edifici pubblici (scuole; edifici giudiziari);
 2. Efficientamento energetico e sismico per l'edilizia residenziale privata e pubblica, attraverso l'Ecobonus al 110% e il Sismabonus;
 3. Sviluppo dei sistemi di teleriscaldamento.
4. **Tutela e valorizzazione del territorio e della risorsa idrica** (15,1 miliardi di €): prevede quattro linee d'azione:
 1. Rafforzare la capacità previsionale degli effetti del cambiamento climatico;
 2. Prevenire e contrastare gli effetti dei cambiamenti climatici sui fenomeni di dissesto idrogeologico;
 3. Salvaguardare la qualità dell'aria e la biodiversità del territorio attraverso la tutela delle aree verdi, del suolo e delle aree marine;
 4. Garantire la gestione sostenibile delle risorse idriche lungo l'intero ciclo, tramite investimenti nelle infrastrutture idriche (inclusi interventi sulle reti per ridurre le perdite e incrementarne la digitalizzazione).

STRUMENTI E RISORSE DAL BILANCIO NAZIONALE

Nell'ultimo anno, anche a livello nazionale è cresciuta l'attenzione verso il tema della transizione ecologica e dal bilancio nazionale sono state mobilitate risorse a questo scopo. I decreti rilancio varati dal Governo per contrastare gli effetti dell'epidemia dal punto di vista economico sono stati improntati anche all'attenzione verso il tema ambientale. Di seguito sono illustrate in sintesi le misure previste in tre documenti fondamentali: la Legge di Bilancio 2020 (l. 27 dicembre 2019, n. 160), i decreti rilancio (d.l. 19 maggio 2020, n. 34; d.l. 14 agosto 2020) e la Legge di Bilancio 2021.

LEGGE DI BILANCIO 2020

In favore della transizione ecologica sono state introdotte tre misure che si estenderanno nel tempo:

1. **Green new deal:** è istituito un fondo da oltre 4 miliardi di € per il periodo 2020-23. Le risorse sono dedicate a: i) imprese (470 milioni di € per il finanziamento a debito o in capitale di investimenti sostenibili); ii) amministrazioni centrali (435 milioni di €, che saliranno a 880 nel 2021) per lo sviluppo di economia circolare, decarbonizzazione, risparmio energetico; iii) enti locali (500 milioni di €), per la riqualificazione energetica degli edifici e lo sviluppo sostenibile dei territori;
2. **Fondo per gli investimenti delle Amministrazioni Centrali:** con una dotazione di 20 miliardi di € fino al 2034, ha il duplice scopo di rilanciare gli investimenti pubblici e veicolare risorse verso l'economia circolare e la decarbonizzazione;
3. **Credito d'imposta:** tra le forme di sostegno alle imprese è previsto il credito d'imposta in investimenti in transizione ecologica e innovazione tecnologica 4.0.

DECRETO RILANCIO

Nell'insieme delle misure varate dal Governo per il rilancio dell'economia durante la crisi pandemica, tre interventi in particolare riguardano le aree di business delle utilities.

1. **Superbonus riqualificazione energetica:** prevede una detrazione del 110% delle spese sostenute per interventi di efficientamento energetico degli edifici (che portino a un miglioramento di almeno due classi energetiche), con la possibilità di cessione del credito e sconto in fattura. La detrazione copre anche interventi c.d. "trainanti":¹¹ ad esempio, installazione di colonnine per la ricarica di veicoli, pannelli solari e accumuli;
2. **Ecobonus per l'acquisto di veicoli a basse emissioni:** il bonus prevede un incentivo crescente in base alla fascia di emissione di CO₂ dell'auto (le fasce previste sono quattro: 0-20 gCO₂/km; 21-60; 61-90; 91-110);
3. **Fondo per l'installazione di colonnine:** per promuovere la mobilità elettrica è stato previsto, accanto all'Ecobonus, un fondo con dotazione di 90 milioni di €, valevole solo per l'anno 2020, finalizzato all'erogazione di contributi per l'installazione di colonnine, dedicati esclusivamente alle imprese.

¹¹ Interventi che possono essere incentivati con il Superbonus solo se accompagnati dagli interventi principali, che sono principalmente la sostituzione di impianti di climatizzazione invernale (caldaie) e gli interventi di isolamento termico.

LEGGE DI BILANCIO 2021

La Legge di Bilancio 2021 prevede iniziative in continuità con la Legge di Bilancio del 2020, rifinanziandone molte (ad esempio, il bonus auto con un nuovo finanziamento di 420 milioni di €). Rispetto al tema della riqualificazione degli edifici, è contenuta la proroga delle detrazioni per gli interventi di riqualificazione energetica, impianti di micro-generazione e bonus facciate. Il Superbonus 110% è prolungato fino al 30 giugno 2022.

Alcune novità riguardano il tema dell'infrastruttura di ricarica dei veicoli elettrici. È previsto infatti il finanziamento del 50% delle spese sostenute da Regioni ed Enti locali per l'installazione di strutture per la ricarica e dei relativi progetti. Accanto a questo, c'è il tentativo di dare concretezza alla Piattaforma Unica Nazionale per la ricarica: entro 90 giorni dall'approvazione della Legge di Bilancio si dovranno formulare (con decreto del MIT) le modalità con cui i gestori pubblici e privati delle stazioni di ricarica dovranno conferire i dati e le informazioni previste.

MISURE SPECIFICHE DI SOSTEGNO ALLE FILIERE

Oltre alle risorse europee e nazionali presentate fin qui, esistono diversi strumenti per promuovere interventi di decarbonizzazione nelle filiere dei servizi pubblici; basti pensare ai meccanismi di incentivo per le rinnovabili elettriche o per il biometano. Questi sono trattati nel Capitolo 2 nelle sezioni di approfondimento dedicate agli impatti e alle sfide che la decarbonizzazione pone a ciascuno dei business in cui le utilities sono impegnate.

2.

GLI IMPATTI DELLA
TRANSIZIONE ECOLOGICA
SULLE FILIERE DEI SERVIZI
PUBBLICI

Le utilities da oltre un secolo sono impegnate nella fornitura di diversi servizi essenziali per i cittadini, le imprese e la Pubblica Amministrazione: la produzione e fornitura di energia elettrica e gas, la gestione del servizio idrico e della raccolta dei rifiuti. Il processo in atto di transizione ecologica, destinato ad amplificarsi nei prossimi anni, sta, da un lato, trasformando il volto di questi settori e, dall'altro, spingendo le utilities a inserirsi in nuovi business, come quello dell'efficienza energetica e della mobilità sostenibile.

Il contributo di ciascuna di queste filiere alla riduzione delle emissioni è diverso: l'energia elettrica, il gas, l'efficienza energetica e la mobilità sono oggetto di target specifici che ne guidano lo sviluppo nel prossimo decennio, altre sono toccate indirettamente (il settore idrico, il settore ambiente e rifiuti) ma nondimeno sono chiamate ad adeguarsi per ridurre il proprio impatto sull'ambiente.

L'impatto della transizione ecologica, e in particolare della decarbonizzazione, sull'operatività e la situazione economico-finanziaria può essere quindi molto diverso tra una utility e un'altra a seconda della presenza nelle diverse filiere e nelle loro diverse fasi. Per fare un esempio, l'impatto su una mono-utility focalizzata sul ciclo idrico sarà molto diverso da quello su un'azienda attiva nella sola distribuzione gas e diverso ancora da quello su una multi-utility.

Per questa ragione si è adottata in questo Capitolo una logica per filiera. Ciascun paragrafo sarà dedicato a un settore e ne approfondirà le specificità, mantenendo una struttura comune. Partendo dal contributo che ogni specifica filiera può dare alla decarbonizzazione – e dai relativi target, se previsti – si delinearanno:

- Le **sfide** per il settore che scaturiscono dagli obiettivi, e come queste impattano sull'operatività delle utilities;
- Gli **interventi** che le utilities sono chiamate a mettere in campo per adattarsi al mutamento del contesto di policy e di mercato e governare il processo di transizione;
- Le **opportunità** di mercato che emergono per le utilities dai nuovi paradigmi di sostenibilità e decarbonizzazione.

Prima di entrare nel dettaglio delle singole filiere, si ricapitolano le evidenze emerse in ciascuna.



ELETTRICITÀ

SFIDE PER IL COMPARTO

- Phase out carbone entro il 2025
- Incremento capacità FER (target 2030)
- Gestione dei picchi di domanda giornalieri e stagionali

INTERVENTI PRIORITARI PER LE UTILITIES

- Revamping e repowering impianti FER
- Investimenti in nuova capacità FER (incentivata e in grid parity)
- Sviluppo strumenti di flessibilità (impianti gas ad alta efficienza; accumuli)
- Sviluppo dei sistemi di accumulo integrati alla generazione da FER
- Digitalizzazione delle reti elettriche di distribuzione

NUOVE OPPORTUNITÀ DI MERCATO

- Incremento della fornitura rinnovabile tramite aste e PPA
- Partecipazione al capacity market per impianti a gas
- Possibilità di arbitraggio sui prezzi grazie agli accumuli
- Partecipazione al MSD con aggregazione di risorse distribuite (generazione e consumo)
- Offerta di servizi per l'autoconsumo individuale e collettivo



GAS

SFIDE PER IL COMPARTO

- Flessione dei consumi nel lungo periodo
- Decarbonizzare il vettore gassoso

INTERVENTI PRIORITARI PER LE UTILITIES

- Conversione degli impianti di produzione biogas in biometano
- Mantenimento in efficienza delle reti e predisposizione per accogliere gas rinnovabili
- Digitalizzazione delle reti di distribuzione

NUOVE OPPORTUNITÀ DI MERCATO

- Offerta di gas rinnovabili per decarbonizzare i settori hard-to-abate (industria; trasporti pesanti)
- Offerta di gas nei trasporti (si veda Mobilità Sostenibile)
- Stoccaggio della produzione rinnovabile tramite power-to-gas e servizi di flessibilità



ACQUA

SFIDE PER IL COMPARTO

- Riduzione delle emissioni diffuse da depurazione e delle emissioni da consumo energetico

INTERVENTI PRIORITARI PER LE UTILITIES

- Interventi di efficienza energetica
- Incremento della quota di energia rinnovabile nei consumi energetici

NUOVE OPPORTUNITÀ DI MERCATO

- Offerta di energia rinnovabile ad altri settori (elettricità e biometano)
- Offerta di acqua depurata ad altri settori (irriguo e industriale)



RIFIUTI E AMBIENTE

SFIDE PER IL COMPARTO

- Riduzione emissioni minimizzando il ricorso a discarica entro il 2035

INTERVENTI PRIORITARI PER LE UTILITIES

- Sviluppo impiantistico per il trattamento e la valorizzazione dei rifiuti
- Innovazione tecnologica e digitale nei modelli di raccolta rifiuti per una loro decarbonizzazione e diversificando le filiere di raccolta

NUOVE OPPORTUNITÀ DI MERCATO

- Modelli di economia circolare avanzata (preparazione al riuso, upcycling, refurbishment, remanufacturing), collaborando con produttori e attori industriali



MOBILITÀ SOSTENIBILE

SFIDE PER IL COMPARTO

- Sostituire i prodotti petroliferi con fuel sostenibili
- Spostare i passeggeri dall'auto privata alla mobilità condivisa o attiva

INTERVENTI PRIORITARI PER LE UTILITIES

- Installazione di colonnine di ricarica elettrica
- Estensione della rete di rifornimento CNG e LNG
- Incremento produzione di biofuel (bioCNG-LNG; biodiesel)

NUOVE OPPORTUNITÀ DI MERCATO

- Offerta di servizi di mobilità (sharing; ricarica; gestione flotte) a cittadini e imprese
- Sfruttamento veicoli elettrici per fornire servizi di bilanciamento alla rete (V2G)



EFFICIENZA ENERGETICA

SFIDE PER IL COMPARTO

- Riqualificazione ed efficientamento energetico del patrimonio immobiliare
- Efficientamento energetico dei processi industriali

INTERVENTI PRIORITARI PER LE UTILITIES

- Isolamento termico di superfici opache degli edifici
- Sostituzione impianti di riscaldamento e raffrescamento (anche elettrificati)
- Digitalizzazione per ottimizzare consumi industriali e civili

NUOVE OPPORTUNITÀ DI MERCATO

- Offerta di riqualificazione ai condomini tramite il Superbonus 110% come System Integrator
- Misure comportamentali per la razionalizzazione dei consumi
- Servizi consulenziali alle aziende

1. ENERGIA ELETTRICA



Il settore elettrico è al cuore della transizione ecologica e dello sforzo per la decarbonizzazione. La trasformazione in atto riguarda tutte le fasi della filiera:

- La generazione, che dovrà essere sempre meno dipendente dalle fonti fossili e più incentrata sulle FER;
- La trasmissione e distribuzione, che dovranno essere in grado di gestire l'aumento delle fonti di generazione intermittenti e la crescita dei carichi legata ai nuovi modelli di consumo finale che puntano sull'elettrificazione;
- La vendita, caratterizzata da una maggiore consapevolezza e autonomia dei clienti trainata dal modello emergente del prosumer.

IL CAMBIO DEL MIX DI GENERAZIONE

La generazione di energia elettrica è al centro delle politiche del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), che fissa in riferimento alle FER elettriche il target di copertura del 55% dei consumi finali.¹² Per raggiungere questo target, e in generale l'obiettivo di decarbonizzazione, relativamente al mix di generazione il PNIEC prevede il phase out degli impianti a carbone entro il 2025 (circa 8 GW di capacità installata) e una capacità installata nel 2030 di 19,3 GW di eolico e 52 GW di fotovoltaico, che richiederà uno sforzo importante in termini di installato medio annuo. L'Italia parte da un parco solare di 21.630 MW e da uno eolico di 10.900 MW,¹³ e quindi dovrà installare in media ogni anno 3.000 MW di capacità fotovoltaica e 840 MW di capacità eolica. Si tratta di una sfida particolarmente ambiziosa se si considera che negli ultimi 5 anni l'installato medio è stato di 540 MW per il fotovoltaico e di 340 MW per l'eolico, e che a frenare le nuove installazioni sono la lentezza e l'incertezza dei processi autorizzativi.

Se da un lato le politiche europee e nazionali spingono sull'importante incremento di capacità FER, dall'altro sarà fondamentale garantire che tale sviluppo avvenga in assenza di criticità per la stabilità del sistema elettrico nel suo complesso, data anche la rapidità con cui la transizione dovrà avvenire. In questo contesto, si stanno aprendo dei sentieri di sviluppo in cui le utilities attive nella filiera elettrica saranno necessariamente coinvolte.

1. **L'incremento di capacità da FER** è il primo tassello nella strategia di decarbonizzazione del settore elettrico, e vede le utilities muoversi principalmente secondo tre strade:
 - Ammodernamento e potenziamento degli impianti esistenti (c.d. revamping e repowering). Accanto allo sviluppo di nuova capacità, è fondamentale il mantenimento della produzione rinnovabile esistente da tutte le fonti, in particolar modo per l'idroelettrico (alcuni impianti si avvicinano al secolo di età), ma anche per geotermico e biomasse. Nei

¹² Target che sarà presumibilmente incrementato alla luce dei nuovi obiettivi UE.

¹³ Dati Terna 2020.

prossimi anni il tema diventerà sempre più rilevante anche per fotovoltaico (l'età media degli impianti è di 12 anni, il che comporta una perdita di produzione media dell'1-2% annuo) ed eolico (il 55% della capacità installata ha più di 10 anni; il 12% ne ha più di 15);

- Sviluppo nuovi impianti incentivati. Il D.M. 04/07/2019 (FER 1) ha messo a disposizione sussidi pubblici per impianti fotovoltaici di nuova costruzione, eolici onshore, idroelettrici e per quelli a gas di depurazione, per una capacità complessiva di circa 1,8 GW tramite iscrizione nei registri e 6,2 GW tramite partecipazione ad Aste;¹⁴
- Sviluppo nuovi impianti in market parity. Riguarda un fenomeno non più marginale; negli ultimi anni, infatti, diversi sono stati i casi di impianti FER costruiti senza l'ausilio di sussidi pubblici. Una modalità sempre più diffusa per garantire ricavi certi dagli impianti è quella dei PPA – Power Purchase Agreement – in cui il soggetto che sviluppa l'impianto stipula un contratto di vendita dell'energia con una terza parte (solitamente un gruppo industriale).

2. **Lo sviluppo di sistemi di storage** è complementare all'incremento della produzione rinnovabile. La capacità installata di storage in Italia nel 2020 è di poco più di 7,5 GW, relativa per oltre il 98% a pompaggi. Tale capacità appare limitata, alla luce degli obiettivi PNIEC che prevedono al 2030 una capacità complessiva di 18 GW, di cui 11,9 di pompaggi e 6 GW elettrochimici. In uno scenario di progressiva uscita dalle fonti fossili e progressiva elettrificazione dei consumi, risulta fondamentale il ruolo dell'accumulo per gestire la crescita delle FER non programmabili. A oggi, lo storage è poco presente nelle strategie d'investimento degli operatori, ma la sua influenza è destinata a crescere;

3. **Decommissioning impianti a carbone e sviluppo impianti a gas.** Negli ultimi anni, la competitività del carbone è andata riducendosi per via dell'aumento del prezzo delle emissioni di CO₂, e il phase out stabilito per il 2025 sancisce la fine della sua presenza nel mix di generazione. L'uscita di questi impianti dalla rete richiede tuttavia un adeguamento del sistema, e nel breve periodo gli impianti a gas naturale rappresentano l'unica fonte in grado di sostituirne la produzione e l'apporto alla stabilità del sistema elettrico grazie alle loro caratteristiche di programmabilità. Ciò favorisce la conversione anticipata degli impianti a carbone con il gas naturale, nonché lo sviluppo di nuovi impianti. Un meccanismo a supporto dello sviluppo di nuovi impianti a gas efficienti è il capacity market. Il nuovo mercato, nato per garantire segnali di prezzo di lungo termine e condizioni di adeguatezza del sistema elettrico coerenti con gli obiettivi di decarbonizzazione, prevede un meccanismo ad aste competitive per l'approvvigionamento, da parte di Terna, di capacità di generazione attraverso contratti di lungo termine. Tramite le prime due aste, svolte a novembre 2019 per gli anni di consegna 2022 e 2023, è stata assegnata una capacità complessiva di 84,3 GW, di cui il 78% termica.

LA GESTIONE DEI PICCHI DI DOMANDA GIORNALIERI E STAGIONALI

Come anticipato, la maggiore penetrazione delle FER non programmabili nel settore energetico negli ultimi anni ha impattato la sicurezza e la stabilità del sistema elettrico, rendendo necessari interventi volti ad accrescerne la flessibilità. Tale flessibilità deve essere garantita sia in ottica di breve termine per la gestione dei picchi di domanda giornalieri, sia nel medio-lungo termine per la gestione dei picchi stagionali.

¹⁴ Il periodo previsto per la partecipazione alle procedure di Registri e Aste è di 3 anni (2019-2021).

Riguardo ai primi, l'aumento delle fonti non programmabili e della generazione distribuita ha modificato i profili di offerta giornalieri, richiedendo più servizi di bilanciamento e quindi un maggior costo. Le risorse più idonee a entrare in servizio e variare la produzione in tempi rapidissimi, al fine di seguire le rampe serali e mattutine, sono certamente gli impianti idroelettrici – a bacino e di pompaggio – e quelli a gas, in particolare a ciclo aperto (OCGT).¹⁵ Lo sviluppo crescente delle FER non programmabili, inoltre, ha comportato l'aumento dei volumi sul Mercato dei Servizi di Bilanciamento (MSD) utili a costituire una riserva idonea a rispondere alla loro volatilità. Per ovviare a questa esigenza è stata prevista l'apertura di tale mercato anche alle risorse FER e alle unità di consumo. Con la delibera di ARERA 300/2017 è stata introdotta la possibilità, per le unità di consumo e produzione, di partecipare al MSD attraverso l'aggregazione. Sono iniziati così i progetti pilota per le Unità Virtuali Aggregate (UVA), differenziate a seconda che includano solo produttori (UVAP), consumatori (UVAC) o entrambi (UVAM, unità miste). L'apertura regolatoria e lo sviluppo tecnologico offrono, quindi, l'opportunità agli operatori di allargare le proprie attività includendo nell'offerta anche i servizi ancillari. Alcuni di questi servizi possono essere forniti, oltre che dagli impianti sopracitati (idroelettrici a pompaggio e bacino; OCGT), dalle FER non programmabili e dallo storage elettrochimico, nello specifico:

- Risorse per la risoluzione delle congestioni;
- Risorse per la riserva terziaria;
- Risorse per il bilanciamento.

In merito, invece, alla gestione dei picchi di domanda stagionali, oggi un ruolo centrale è svolto dagli impianti a gas naturale (fonte che può essere stoccata nei mesi estivi per essere poi impiegata d'inverno). In futuro, andando verso la decarbonizzazione completa del sistema e quindi una riduzione nell'impiego del metano nel mix di generazione, si dovranno cercare altre soluzioni. Non potendo le batterie elettrochimiche, e gli impianti idroelettrici a pompaggio in parte,¹⁶ accumulare energia per un periodo di tempo prolungato, un ruolo importante potrà essere svolto dal power-to-gas,¹⁷ impiegando l'energia rinnovabile prodotta in eccesso per produrre idrogeno. Questo, infatti, oltre a fungere da fonte di energia pulita per diversi usi finali, è un vettore energetico per lo stoccaggio di energia nel lungo periodo in modo affidabile e sicuro.

NUOVI MODELLI DI CONSUMO

La decarbonizzazione è un driver di cambiamento anche per i consumi finali, e le principali tendenze in atto sono tre:

1. L'elettrificazione dei consumi;
2. Una maggiore consapevolezza nella gestione dei propri consumi energetici (agevolata dalla diffusione di sistemi smart home) e il ricorso a forme di autoproduzione e autoconsumo;
3. La maggiore sensibilità ambientale dei clienti, che si traduce nella crescente richiesta di elettricità 100% green da parte di utenti residenziali e aziende.

¹⁵ Gli impianti OCGT (Open Cycle Gas Turbine) sono caratterizzati da un'elevata velocità nell'entrare a regime, ma da una minore efficienza rispetto ai cicli chiusi CCGT (Combined Cycle Gas Turbine).

¹⁶ Gli impianti idroelettrici a pompaggio compensano solo in parte le variazioni stagionali, poiché consentono di stoccare l'energia non solo per qualche ora, ma anche giornalmente, settimanalmente e mensilmente.

¹⁷ Il tema è trattato in chiusura di questo paragrafo e nel paragrafo 2.2 dedicato al settore gas.

Rispetto all'elettrificazione, se si escludono i processi industriali, il gas nei consumi finali è utilizzato per riscaldare gli ambienti, l'acqua sanitaria e la cottura, e sono quindi questi gli ambiti in cui potrà avvenire la sostituzione tra il vettore gas e l'elettricità. L'elettrificazione risponde a due logiche: la ricerca di una maggiore efficienza nei dispositivi (per la cottura e, a seconda delle condizioni, anche per il riscaldamento) e la possibilità di abbattere le emissioni, decarbonizzando il mix di produzione dell'elettricità.

Insieme all'elettrificazione, si sta affermando un nuovo modello di consumo, quello dei c.d. prosumer, non più clienti che ricevono passivamente la commodity elettricità, ma che sono attivi nella sua gestione e nella sua produzione. Questo passaggio è reso possibile dalla diffusione di alcuni dispositivi: i sistemi di generazione distribuita (pannelli fotovoltaici nella stragrande maggioranza dei casi), le batterie per immagazzinare l'energia prodotta in eccesso, i sistemi digitali di monitoraggio dei consumi e della produzione di energia (smart home). Ciascuno dei tre elementi preso singolarmente, e ancora di più in combinazione con gli altri, fornisce agli utenti un'inedita autonomia nella gestione dell'energia. Questo elemento di novità impatta sull'attività delle utilities sotto diversi profili. Dal punto di vista commerciale, nascono opzioni di vendita di energia 100% rinnovabile, ma anche opzioni, in affiancamento alla commodity, di vendita, installazione e manutenzione di dispositivi elettrificati (ad esempio, sistemi di riscaldamento e raffrescamento o pannelli fotovoltaici).

Questi elementi hanno un impatto nella gestione della rete di distribuzione: l'incremento dei carichi e della capacità di generazione distribuita causa una maggiore complessità e un rischio di squilibri, ma fornisce allo stesso tempo maggiori risorse per gestirli. Il requisito è che l'infrastruttura sia "intelligente" e in grado di rispondere in tempi brevissimi: una smart grid.

IL NUOVO RUOLO DELLE RETI

La smart grid può essere definita come una rete elettrica digitale, resiliente e bidirezionale, in grado di abilitare servizi innovativi. Il paradigma della smart grid è destinato nel prossimo decennio a divenire la prassi per tutte le reti di distribuzione elettrica, per via dell'esigenza di gestire contemporaneamente FER intermittenti distribuite e una maggiore domanda. La smart grid può essere definita come una rete elettrica digitale, resiliente e bidirezionale, in grado di abilitare servizi innovativi.

Il tema della "smartizzazione" della rete oggi ha particolare rilevanza per le reti di distribuzione, che vedono impegnate le utilities, sia perché per la rete di trasmissione il processo è stato in buona parte realizzato, sia perché l'aumento dei carichi legato all'elettrificazione e la diffusione dei prosumer impattano soprattutto a livello delle reti di media e bassa tensione. Una rete intelligente è fondamentale per abilitare: i) una maggiore penetrazione delle FER; ii) servizi di demand-response per gestire situazioni di sovraccarico; iii) sistemi di ricarica intelligente per i veicoli elettrici (approfonditi nel paragrafo 2.5). Il mutamento del contesto e la presenza di reti intelligenti richiederanno una gestione più attiva da parte del distributore (DSO): il modello *fit-and-forget*¹⁸ non è più adatto a un sistema caratterizzato da carichi maggiori e generazione distribuita. Il modello a tendere è di *fit-and-manage*, un ecosistema in cui il DSO agisce come gestore per bilanciare la rete locale e garantire servizi a consumatori sempre più attivi nella gestione del proprio fabbisogno energetico.

18 Si intende un modello in cui il distributore è spinto a fare interventi di estensione della rete per garantire la continuità della fornitura di energia, ma non è coinvolto attivamente nella gestione di eventuali squilibri.

Per il rafforzamento della smart grid, il PNRR ha destinato 3,6 miliardi di €. ¹⁹ Gli obiettivi dichiarati sono due. Da un lato, aumentare la capacità della rete di ospitare e integrare fonti rinnovabili per 4.000 MW, tramite la digitalizzazione di 115 sottostazioni primarie e della relativa rete sottesa. Dall'altro, si andrà ad aumentare la potenza disponibile per gli utenti finali (circa 1.850.000), attraverso interventi di digitalizzazione e rinforzo della rete, così da permettere l'elettificazione dei consumi domestici e una maggiore penetrazione della generazione distribuita, in particolare in aree urbane densamente popolate come le città metropolitane.

LA PRODUZIONE DI IDROGENO RINNOVABILE

In conclusione, a questo paragrafo sul settore elettrico e prima di rivolgere l'attenzione alla filiera del gas, è opportuno introdurre il tema dell'idrogeno rinnovabile, che in futuro potrà idealmente costituire un ponte tra i due sistemi in un'ottica di *sector coupling*. Con idrogeno rinnovabile (o idrogeno verde) si identifica l'idrogeno prodotto tramite il processo di elettrolisi dell'acqua alimentato attraverso energia rinnovabile. Questo processo di power-to-gas rappresenta una nuova frontiera per le FER elettriche e un'opportunità di costruire delle sinergie tra il settore elettrico e quello del gas. Infatti, attraverso di esso è possibile stoccare l'energia prodotta dalle FER (specialmente le FER non programmabili, limitando quindi l'overgeneration) in un vettore carbon-neutral che potenzialmente può essere trasportato sulle reti gas esistenti (il tema è approfondito nel paragrafo 2.2). Nell'ultimo anno, l'idrogeno verde ha attirato l'attenzione di tutti i player nazionali ed europei. Numerosi, infatti, sono i progetti pilota avviati per la vendita di idrogeno verde a clienti industriali, l'applicazione nei trasporti e la fornitura di servizi di dispacciamento. A fornire uno stimolo certamente è la strategia europea per lo sviluppo dell'idrogeno rinnovabile presentata a luglio 2020, la quale ha fissato tre precisi obiettivi riguardo alla capacità degli elettrolizzatori da installare. In particolare, sono previsti: 6 GW di elettrolizzatori dal 2020 al 2024, 40 GW dal 2025 al 2030 e 500 GW dal 2020 al 2050. A questa, a livello italiano, si sono affiancate le Linee Guida per la Strategia nazionale che prevedono la penetrazione di idrogeno nella domanda finale di energia per circa il 2% al 2030 e il 20% al 2050 e una capacità di elettrolisi entro il 2030 di 5 GW.

In linea con questi obiettivi, il PNRR ha stanziato 3,19 miliardi di € per promuovere lo sviluppo dell'idrogeno. Sul lato della produzione, il Piano mira a favorire la nascita di *hydrogen valleys*, ovvero siti di produzione (e preferibilmente consumo) localizzati in aree industriali dismesse. Rispetto al tema del consumo, gli interventi mirano a promuoverne l'utilizzo nei settori hard-to-abate, a partire dalla siderurgia, e nel trasporto, sia stradale (pesante) che sulle tratte ferroviarie non elettrificabili.

¹⁹ Le risorse del RRF copriranno al 100% gli investimenti sostenuti dai DSO, così da non essere trasferiti ai consumatori finali attraverso le tariffe in bolletta.

2. GAS



IL RUOLO DEL GAS NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA

Il metano gioca un ruolo centrale nel sistema energetico nazionale: è la prima fonte nei consumi interni lordi (38,6% del totale) e la seconda nei consumi finali (29,8%, dietro ai prodotti petroliferi con 33,7%).²⁰ Con il processo di transizione energetica, il gas naturale assume una valenza centrale nel mix energetico in quanto fonte programmabile per garantire la stabilità del sistema elettrico (come già evidenziato nel paragrafo 2.1 dedicato all'energia elettrica); tuttavia, in virtù degli obiettivi di decarbonizzazione già richiamati, è prevista una flessione nel suo consumo sia per la produzione di elettricità che per gli usi finali (domestici e industriali). Nel lungo periodo, la produzione termoelettrica da impianti a gas naturale dovrà diminuire nell'ottica di raggiungere la neutralità climatica: è significativa in questo senso la scelta della Banca Europea per gli Investimenti (BEI) di non finanziare più la realizzazione di nuovi impianti a fonti fossili di alcun genere, nemmeno CCGT ad alta efficienza. Allo stesso modo, per quanto riguarda gli usi finali, in ambito domestico l'elettricità potrebbe parzialmente sostituire i consumi per il riscaldamento, cottura e acqua sanitaria.

Una nuova prospettiva per il settore viene dai c.d. gas verdi: biogas, biometano, metano sintetico e idrogeno. Il biogas è una miscela di diversi tipi di gas (principalmente metano e anidride carbonica) prodotta dalla fermentazione di residui organici provenienti da fonti animali o vegetali, e che dunque apre anche a logiche di circolarità.²¹ Il biogas può essere usato essenzialmente in due modi: per alimentare un cogeneratore – così da produrre energia e calore – o per essere ulteriormente raffinato attraverso un processo di upgrading in biometano, equivalente a quello fossile e che dunque può essere immesso nella rete (a differenza del biogas). Questi gas sono definiti rinnovabili poiché le emissioni derivanti dalla loro combustione sono a saldo zero (la CO₂ contenuta nella materia e liberata nella combustione era stata in precedenza sottratta dall'atmosfera tramite i processi naturali di respirazione).

La produzione di metano sintetico e di idrogeno *green*²² avviene attraverso il c.d. processo *power-to-gas*, che permette di immagazzinare la produzione rinnovabile in eccesso sotto forma di gas. L'idrogeno infatti è prodotto tramite l'elettrolisi dell'acqua che, se alimentata da FER, crea un gas completamente rinnovabile (si ricorda che la combustione di idrogeno non genera CO₂). In un passaggio successivo è possibile ricombinare questo idrogeno con la CO₂ (estratta dall'atmosfera o da fonti di emissione dirette) in modo da ottenere del metano.

20 Fonte: elaborazione Terna su dati Istat.

21 Anche la FORSU (Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano) può essere impiegata per produrre biogas.

22 L'idrogeno può essere prodotto attraverso tre modalità: grigio (estratto da idrocarburi fossili), blu (estratto da fossili ma con la cattura e lo stoccaggio della CO₂ emessa nel processo), verde (estratto dall'acqua usando energia elettrica rinnovabile). Ci occupiamo in questa sezione di idrogeno verde poiché compatibile con logiche di decarbonizzazione.

Le utilities, che sono impegnate in varie fasi della filiera del gas, dalla distribuzione alla vendita, sono coinvolte in entrambe le partite, sia quella per i biogas e il biometano che per il power-to-gas, sia dal lato della produzione (tramite modelli circolari di riutilizzo dei rifiuti e l'impiego delle rinnovabili elettriche) che dell'impiego dell'infrastruttura di distribuzione.

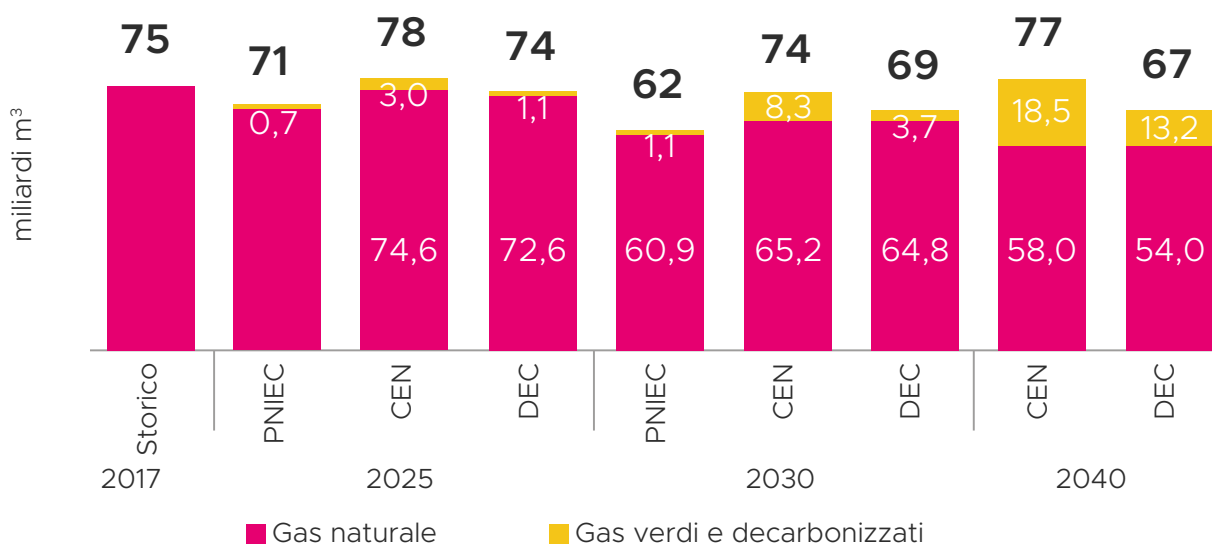
LE PROSPETTIVE PER IL CONSUMO DI METANO E I POSSIBILI VETTORI ALTERNATIVI

Le previsioni sull'andamento della domanda di gas e la sua composizione (tra gas naturale e gas verdi) sono formulate negli scenari congiunti di Terna e Snam.²³ È bene sottolineare che gli scenari di questo tipo sono basati su un ampio numero di assunzioni sottostanti, la cui variazione può impattare significativamente sui risultati finali; a ogni modo essi sono una guida preziosa per evidenziare le probabili tendenze future.

Attualmente la domanda si aggira attorno ai 75 miliardi di m³/anno. Come si evince dalla Figura 2.1, in tutti gli scenari al 2030 e 2040 la domanda si mantiene stabile tra i 67 e i 77 miliardi di m³/anno, e il metano viene gradualmente sostituito da gas verdi,²⁴ che al 2040 arrivano a pesare tra i 13 e i 18 miliardi di m³. Nello Scenario PNIEC si arriva a una forte riduzione (-17,3%) del consumo di metano, non compensato da una crescita nei gas rinnovabili che si fermano a 1 miliardo di m³. Lo Scenario DEC (decentralizzato, in cui si assiste a un forte sviluppo di impianti rinnovabili distribuiti di piccola taglia e maggiore elettrificazione dei consumi) prevede una riduzione della domanda del 10% al 2040. Al contrario in quello CEN (centralizzato, caratterizzato da un maggior ricorso al termoelettrico tradizionale con combustione di gas verdi), grazie a una forte espansione dei gas verdi e una limitata riduzione del gas naturale nel mix energetico, si ha addirittura una crescita nella domanda complessiva.

FIGURA 2.1. SCENARI PER LA DOMANDA DI GAS

Fonte: Scenari congiunti Terna-Snam 2019



²³ Documento di descrizione degli Scenari 2019 e successivi aggiornamenti. Terna, Snam.

²⁴ Si intendono: idrogeno, metano sintetico e biometano. È opportuno sottolineare come le stime rispetto alla penetrazione dei gas rinnovabili siano strettamente legate a diverse assunzioni di base. Il raggiungimento dei volumi indicati sarà condizionato anche dal quadro regolatorio e di mercato, incluso il supporto pubblico alle filiere.

Da questi scenari emerge una leggera flessione attesa nella domanda di gas naturale, che comunque rimarrà molto rilevante almeno per i prossimi vent'anni, fino al 2040, per poi declinare più sensibilmente in vista dell'obiettivo di neutralità climatica al 2050. La riduzione prevista, tuttavia, potrà essere almeno parzialmente compensata da una crescita dei gas verdi, che si prefigurano come un'area di business in forte sviluppo e in cui le utilities potranno agire sfruttando sinergie con altre aree di attività. Questo anche in considerazione del fatto che a oggi pare difficile immaginare una riduzione drastica nel consumo di gas, soprattutto in settori c.d. hard-to-abate (ad esempio, acciaio, cemento, vetro), dove la soluzione più semplice per la decarbonizzazione è data proprio dai gas rinnovabili.

Nel breve periodo, le opportunità per le utilities sono più legate alla produzione di biogas e biometano. La produzione di entrambi è incentivata, seppure in modi diversi. La produzione di energia elettrica tramite biogas, in quanto rinnovabile, ha goduto degli incentivi che si sono succeduti negli anni (CIP6, Tariffa Omnicomprensiva, Certificati Verdi) e oggi è promossa per nuovi impianti con due meccanismi: il primo, legato all'autoconsumo per impianti inferiori a 300 kW, secondo le modalità stabilite dal D.M. 23 giugno 2016; il secondo, attraverso le procedure del Decreto FER 1 (D.M. 4 luglio 2019), tramite iscrizione ai registri per potenza compresa tra 1 kW e 1 MW e tramite partecipazione alle aste per impianti di potenza superiore.

Per il biometano e biometano avanzato (qualifica riconosciuta ai produttori che utilizzano materie prime che favoriscono modelli circolari di gestione di rifiuti di varia natura²⁵), allo scopo di valorizzarne l'utilizzo nei trasporti, è possibile ottenere i Certificati di Immissione in Consumo (CIC). In sostanza i produttori, a fronte dell'immissione in consumo nei trasporti del biometano/biometano avanzato, si vedono riconosciuto il corrispondente numero di CIC²⁶, che sono poi negoziabili sul mercato o tramite accordi bilaterali con i soggetti obbligati – ovvero i fornitori di gasolio e benzina e che hanno l'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti. In aggiunta, per i produttori di biometano avanzato che hanno aderito al meccanismo di cui all'art.6 DM 2 marzo 2018 rientrando nella graduatoria degli impianti incentivati, è riconosciuto l'ottenimento di un corrispettivo pari al controvalore di un CIC - 375€ - in aggiunta ai ricavi di vendita della commodity, attraverso il ritiro del biometano da parte del GSE (ad un prezzo pari al 95% del prezzo medio mensile registrato sul mercato a pronti del gas naturale) o a prezzo di mercato.

Nel lungo periodo, anche la produzione di idrogeno verde costituisce un'area di grande interesse, trattandosi di un vettore energetico decarbonizzato e che, come approfondito nel paragrafo 2.1, permette di creare delle sinergie, a livello di sistema e delle singole utilities, tra i settori dell'elettricità e del gas.

L'UTILIZZO DELLE INFRASTRUTTURE DI RETE

Le prospettive sull'utilizzo futuro delle infrastrutture di rete sono cruciali per le utilities che gestiscono le reti di distribuzione. Questi asset sono centrali nel sistema energetico e hanno un valore stimato²⁷ di 20,5 miliardi di €. Una riduzione importante nella domanda di gas potrebbe mettere a rischio l'attuale sistema, sia dal punto di vista tecnico che tariffario. Sotto il profilo tecnico, una riduzione delle quantità di gas immesse renderebbe impossibile raggiungere i livelli di pressione necessari perché la rete possa funzionare in modo efficiente. Dal punto di

25 Per l'elenco completo delle materie prime si rimanda all'Allegato A al DM 2 marzo 2018, o al sito del GSE: <https://www.gse.it/servizi-per-te/rinnovabili-per-i-trasporti/biometano>

26 Un CIC corrisponde all'immissione in consumo di 10 Gcal di biometano o 5 Gcal per il biometano avanzato.

27 Fonte: stime Agici.

vista tariffario, invece, oggi la remunerazione per i distributori proviene dagli oneri di rete pagati in bolletta dai consumatori: in uno scenario di riduzione dei consumi e dei consumatori, gli oneri diventerebbero molto alti per singolo cliente, portando il costo finale a un livello tale da essere insostenibile per i clienti. A questo si aggiungerebbero temi di *stranded asset*, ovvero della perdita di valore degli asset (in questo caso la rete di distribuzione) e di profittabilità degli investimenti nell'infrastruttura, che oltretutto hanno un orizzonte temporale molto lungo. Per questi motivi, una variazione attesa nei volumi di gas naturale richiesti nei prossimi decenni va valutata attentamente e, qualora questa dovesse verificarsi, è necessario delineare un nuovo utilizzo per le reti. Va specificato che uno scenario di questo genere non è prevedibile almeno fino al 2050, per via della difficoltà tecnica di sostituire il gas come vettore nei settori industriali energivori, oltre che per il costo elevato che la sostituzione col vettore elettrico nei consumi domestici comporterebbe per gli utenti (legato all'acquisto di nuovi dispositivi per riscaldamento, cottura, acqua calda sanitaria, ecc.).

Tuttavia, è prevedibile che il metano fossile sia gradualmente affiancato e sostituito da idrogeno e metano rinnovabile, che giocheranno due ruoli specifici nel processo di transizione energetica, coinvolgendo in modi diversi le infrastrutture esistenti.

Il biometano e il metano sintetico possono essere immessi in rete senza necessità di interventi. Anzi, una funzione fondamentale della rete di distribuzione in uno scenario con un'elevata produzione di biometano sarà proprio quella di connettere gli impianti, che saranno realizzati tendenzialmente in aree agricole per ottimizzare i costi di trasporto delle materie prime organiche, ai punti di consumo e alla rete di trasmissione nazionale.

Diversamente, l'idrogeno "puro" non può essere immesso direttamente in rete, ma sono in corso le prime sperimentazioni²⁸ per miscelarlo con il metano che circola nella rete, così da ridurre le emissioni al momento della combustione (c.d. *blending*). A oggi è stata sperimentata in Italia una concentrazione di idrogeno fino al 10%; qualora questa quota potesse essere anche maggiore, è chiaro che le infrastrutture esistenti svolgerebbero un ruolo essenziale per trasportare energia pulita. La possibilità di trasportare idrogeno puro nelle reti richiederebbe probabilmente investimenti importanti che tuttavia non possono essere esclusi a priori in un contesto ancora in piena evoluzione dal punto di vista tecnologico e di mercato.

UN SETTORE IN EVOLUZIONE, NON IN DECLINO

In conclusione, l'esigenza di decarbonizzare porterà a una trasformazione del settore del gas, che non coinciderà tuttavia con un suo ridimensionamento. Se è vero che la domanda di metano fossile andrà lentamente a ridursi, le infrastrutture di rete potranno giocare un ruolo decisivo per il trasporto di un nuovo vettore rinnovabile – l'idrogeno – e la produzione di gas rinnovabili sarà sempre più richiesta. Il biometano apre per le utilities l'opportunità di generare valore e rafforzare la propria presenza sul territorio in modi diversi, ad esempio, nel caso delle multi-utilities impegnate nelle filiere idrica e dell'ambiente, costruendo circoli virtuosi a partire dal recupero dei rifiuti organici e dal riuso dei fanghi di depurazione delle acque, ma anche stringendo partnership con le aziende agricole per valorizzarne gli scarti.

28 Si veda in proposito il progetto di Snam, avviato ad aprile 2019 a Contursi Terme.

3. ACQUA



Il servizio idrico integrato, per via dello stretto legame con l'ambiente nella gestione della risorsa, ma anche per il suo elevato consumo di energia, riveste un ruolo non secondario nella transizione ecologica.

GLI OBIETTIVI SPECIFICI DEL SETTORE

Diversamente dal settore energetico, il servizio idrico integrato (SII) non è destinatario di target specifici di decarbonizzazione. Come noto, infatti, il futuro della risorsa idrica e del settore è indicato in via primaria dalla legislazione dell'UE e da normativa e regolazione nazionali, le quali hanno come obiettivi generali una gestione efficiente, controllata e salvaguardata dell'acqua.

Anticipando i temi di grande attualità della transizione ecologica, la Direttiva Quadro sulle Acque (2000/60/CE) più di venti anni fa ha gettato le basi per la difesa degli ecosistemi acquatici, con la prospettiva di proteggere e migliorare la qualità e la quantità della risorsa, e fissato al 2027 (prorogando di 12 anni la prima scadenza) alcuni obiettivi in termini di condizioni ecologiche delle acque superficiali e sotterranee.

Tra le altre,²⁹ è di particolare importanza la Direttiva sulle Acque Potabili aggiornata nel 2021 (2020/2184) con nuovi standard di qualità, l'introduzione di Water Safety Plan, l'identificazione di inquinanti emergenti, la richiesta di requisiti igienici minimi per i materiali a contatto con l'acqua potabile e la richiesta di una comunicazione efficace e trasparente ai cittadini in merito alla qualità dell'acqua erogata.

A causa del cambiamento climatico, poi, è sempre più necessario tenere conto delle risorse "non convenzionali": il riutilizzo (o il riciclo) dell'acqua costituisce infatti una valida alternativa alle risorse idriche convenzionali per diversi utilizzi, purché il trattamento e/o l'utilizzo siano sicuri. A questo riguardo è stato approvato recentemente un regolamento (2020/741) che mira alla definizione di standard minimi di qualità da rispettare per il riutilizzo dell'acqua destinata all'irrigazione agricola; al monitoraggio frequente della qualità dell'acqua recuperata; alla definizione di obblighi per gli operatori degli impianti di bonifica, in cui le acque reflue urbane vengono trattate prima di essere fornite agli utenti finali (agricoltori); all'istituzione di un piano di gestione del rischio.

A livello nazionale, il quadro segue gli obiettivi stabiliti a livello europeo, con l'aggiunta di particolari policy per la mitigazione dei danni connessi al fenomeno della siccità, per la promozione del potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche, per il sostegno a politiche in tema di circular economy, di lotta ai cambiamenti climatici e di sostenibilità. Perciò negli anni

²⁹ La direttiva sulle acque reflue urbane (91/271/CEE); la direttiva sulle acque di balneazione (2006/7/CE); la direttiva sui nitrati (91/676/CEE); la direttiva sulle acque sotterranee (2006/118/CE); la direttiva sugli standard di qualità ambientale (2008/105/CE); la direttiva sulla gestione dei rischi di alluvioni (2007/60/CE); la direttiva sulle acque destinate al consumo umano (98/83/CE).

sono state attuate una serie di riforme del SII e, recentemente, sono state stanziati risorse per interventi straordinari per gli acquedotti e gli invasi, per il superamento delle infrazioni comunitarie, per la tutela della risorsa e contro il dissesto idrogeologico. Anche il PNRR stanziava risorse consistenti con queste finalità: in particolare, 2 miliardi di € per le infrastrutture idriche primarie, 0,6 miliardi di € per il superamento per interventi su fognatura e depurazione e 2,5 miliardi di € per il rinforzo del territorio dal punto di vista idrogeologico.

Tutti questi strumenti sono in linea con la Strategia di Adattamento ai Cambiamenti Climatici e il Piano Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici. A queste misure si affiancano poi gli obiettivi di qualità tecnica stabiliti da ARERA (917/2017/R/idr), che prevedono un progressivo miglioramento in termini di perdite, interruzioni, qualità dell'acqua potabile e depurata, di infrastruttura fognaria e smaltimento dei fanghi, e il nuovo metodo tariffario (MTI-3) che mira, tra le altre cose, al miglioramento delle performance energetiche e circolari delle aziende del SII.

LE EMISSIONI DEL SETTORE IDRICO

L'evidente mancanza di obiettivi specifici di riduzione delle emissioni non toglie però il fatto che il SII, in quanto settore industriale dell'economia, non debba tendere verso una progressiva decarbonizzazione, come richiesto da altre policy a livello europeo e nazionale.³⁰ È necessario dunque disegnare strategie aziendali e politiche incentivanti che vadano a intervenire sulle attività che determinano le maggiori emissioni di gas serra.

Le emissioni del SII, come quelle di altri settori, possono essere categorizzate secondo tre tipologie: emissioni dirette, indirette, indotte.³¹

Nel primo caso, si tratta di emissioni di gas serra rilasciate nell'atmosfera come risultato diretto dei processi o delle attività possedute o controllate dal gestore idrico; la maggioranza delle emissioni dirette del settore idrico deriva dal trattamento delle acque reflue.³² In Italia, le emissioni di metano ascrivibili alla depurazione ammontano a circa 41.000 tonnellate nel 2018, quantità diminuita di circa un terzo rispetto al 1990 grazie all'aumento delle capacità infrastrutturali delle utilities e al recupero del metano ai fini energetici. Le emissioni di N₂O sono invece cresciute rispetto al 1990 e nel 2018 sono circa 4.300 tonnellate (Figura 2.2).³³

Le emissioni indirette sono quelle rilasciate nell'atmosfera come risultato del consumo di energia da parte della società idrica. La maggior parte delle emissioni totali del settore appartiene a questa categoria ed è quindi questo uno degli ambiti principali dove intervenire per intraprendere un percorso di decarbonizzazione.

A questo riguardo, purtroppo, non esistono dati condivisi né a livello nazionale, né a livello europeo, poiché il livello emissivo dipende da una serie di fattori, come il mix della produzione elettrica nazionale o le singole strategie delle aziende in fatto di consumo di rinnovabili. È interessante però notare come il consumo elettrico del SII rappresenti solitamente una percentuale collocata tra il 2% e il 5% del consumo totale a livello nazionale nei Paesi avanzati, che genera dunque una quota rilevante di emissioni.³⁴

30 Si veda Capitolo 1.

31 Si vedano emissioni relative allo scope 1, 2 e 3 <https://ghgprotocol.org/>

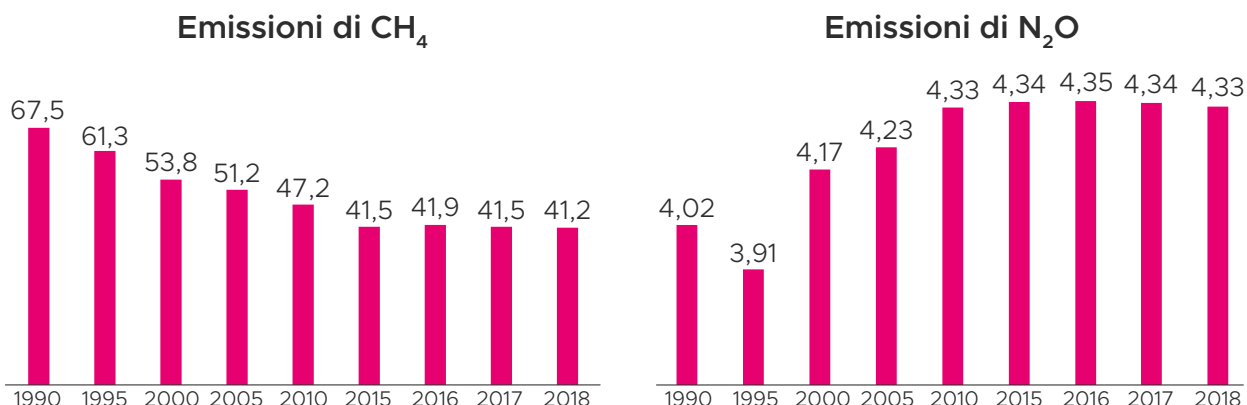
32 Esistono anche altre emissioni appartenenti a questa categoria e che però hanno un ruolo marginale, come quelle derivanti dall'utilizzo delle flotte aziendali.

33 Vale la pena ricordare che CH₄ e N₂O sono considerati molto più dannosi della CO₂, per il loro maggiore potenziale di riscaldamento globale.

34 Per maggiori informazioni si veda IWA e WWDP (2014).

FIGURA 2.2. EMISSIONI DI CH₄ E N₂O DOVUTE AD ACQUE REFLUE CIVILI (KT)

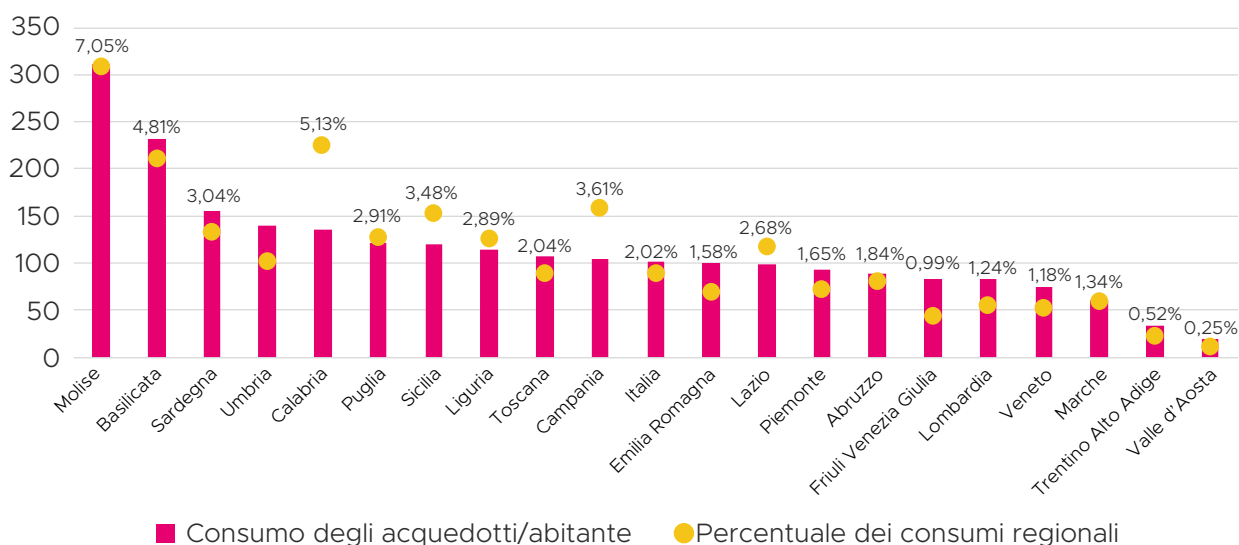
Fonte: elaborazione Agici su ISPRA (2020)



Venendo all'Italia, i “consumi degli acquedotti” sono simili a quelli di altri Paesi europei di pari dimensione e ammontano a 6,1 TWh (circa il 2% dei consumi nazionali) nel 2019, con forti differenze tra le macroregioni del Paese (Figura 2.3). Non è chiaro, rispetto ai dati nazionali, se tali consumi includano anche quelli della depurazione che, secondo stime costruite sulle acque reflue in entrata, dovrebbero essere nell'ordine di 1,8-2,1 TWh all'anno.³⁵

FIGURA 2.3. CONSUMO ELETTRICO PER ACQUEDOTTI PRO CAPITE (KWH/AB.) E QUOTA RISPETTO AL CONSUMO TOTALE REGIONALE (2018)

Fonte: elaborazione Agici su Terna (2020)



Infine, le emissioni indotte sono le più difficili da stimare e riguardano i beni e servizi acquisiti dalle aziende idriche, in particolare le emissioni derivanti dalla produzione delle sostanze chimiche utilizzate durante i trattamenti e dallo smaltimento dei rifiuti, come i fanghi di depurazione.

35 Per maggiori informazioni si veda OSWI (2021).

GLI INTERVENTI E LE OPPORTUNITÀ NELLA DECARBONIZZAZIONE DEL SETTORE IDRICO

Date le fonti emmissive del settore, risulta evidente come sia possibile per gli operatori agire in diversi modi per ridurre la propria *carbon footprint*. In particolare, è possibile individuare una gerarchia degli interventi di taglio delle emissioni:³⁶

- Interventi che, grazie a pratiche operative innovative sulle tecnologie esistenti, nuove tecnologie o digitalizzazione, permettono di ridurre direttamente le emissioni e/o il consumo energetico dell'utility idrica;
- Interventi di installazione di rinnovabili per autoconsumo e vendita, o di acquisto di energia da produzione rinnovabile;
- Interventi diretti di cattura delle emissioni climalteranti attraverso sistemi artificiali (Carbon Capture and Sequestration) o naturali (ad esempio, infrastrutture verdi), e indiretti tramite l'acquisto di certificati di riduzione delle emissioni sul mercato.

Tali interventi presentano gradi di complessità, costi e benefici diversi; tuttavia, è auspicabile che vengano privilegiate le prime due categorie e l'ultima sia dedicata solamente a quelle emissioni residuali che sono più difficili da tagliare.

Nello specifico,³⁷ per quanto riguarda le emissioni dirette dei processi di depurazione, è possibile immaginare interventi operativi che minimizzino le emissioni di CH₄ e di N₂O, così come trattamenti anaerobici avanzati, sistemi MABR e processi alternativi di rimozione dell'ammoniaca; si può anche considerare la sostituzione dei combustibili fossili bruciati nei processi di trattamento con biocombustibili (HVO) o idrogeno. Queste soluzioni comportano costi relativamente alti, ma hanno un potenziale di riduzione delle emissioni significativo. A ciò si possono aggiungere poi interventi di conversione delle flotte aziendali verso tecnologie a basse emissioni, come veicoli elettrici, plug-in, a biometano o a idrogeno.

Per quanto riguarda le emissioni dovute al consumo elettrico, gli interventi di efficienza energetica possono fornire un buon ritorno sugli investimenti, ma possono avere un impatto in termini di riduzione delle emissioni decrescente nel tempo con la progressiva decarbonizzazione della rete elettrica. Fanno parte di questa categoria micro-interventi, come la sostituzione di singoli macchinari; a livello di edifici, interventi di riqualificazione energetica; a livello di rete, il monitoraggio, la ricerca e la riduzione delle perdite (il PNRR a questo riguardo stanziava circa 0,9 miliardi di €); a livello di impianto, interventi di revamping di depuratori e potabilizzatori; a livello di bacino, l'applicazione del concetto di smart water grid e la digitalizzazione pervasiva di reti e impianti. Questi ultimi interventi permettono di sbloccare risparmi energetici importanti attraverso una miglior previsione della domanda di risorsa e di carico sui sistemi di acque reflue. Vale la pena sottolineare che gran parte degli interventi citati sono incentivabili tramite il meccanismo dei Certificati Bianchi.

Riduzioni significative delle emissioni sono ottenibili grazie anche alla generazione di energia da fonti rinnovabili, in particolare quella solare e quella idroelettrica. L'energia rinnovabile può essere prodotta e consumata in loco, ad esempio con mini impianti idroelettrici nelle condotte o con impianti solari a tetto per i consumi delle sedi aziendali e galleggianti sugli invasi, ma può

36 Per maggiori informazioni si veda Water UK (2020).

37 Per una disamina esaustiva degli interventi si vedano ad esempio Water UK (2020) e Tapley (2018). <https://www.sustainabilitymatters.net.au/content/energy/article/pathways-to-decarbonisation-in-the-water-sector-695597552>

essere anche acquistata tramite accordi con i venditori con garanzie d'origine o con accordi di acquisto di lungo termine (PPA). L'opportunità, anche in questo caso, porta con sé dei benefici economici perché l'eventuale produzione in eccesso può essere venduta con forme di incentivo e presenta costi che già ora sono competitivi rispetto a quelli registrati da produzioni normali. Da ultimo, ma di fondamentale importanza, la quota di consumo rinnovabile delle utilities e la loro decarbonizzazione può essere incrementata grazie alla produzione di biogas e di biometano dai processi di depurazione con il revamping degli impianti depurativi esistenti e la costruzione di nuovi impianti che permettano l'estrazione di tali gas rinnovabili.

Esistono poi le soluzioni di sequestro delle emissioni residuali. La CCS e altri sistemi artificiali di cattura sono ancora in una fase embrionale, quindi non sono ancora convenienti da un punto di vista economico. Tuttavia, pianificare e investire in Nature-Based Solutions (NBS) come tetti e mura verdi, boschi urbani, sistemi di gestione alternativi delle acque piovane, interventi di riforestazione, sebbene con costi alti rispetto al potenziale di abbattimento delle emissioni a breve termine, comporta benefici ingenti sul lungo termine con riferimento alla resilienza delle infrastrutture e all'adattamento al cambiamento climatico.

Infine, le utilities idriche possono trasformarsi in “promotrici della decarbonizzazione” anche in altri settori. In particolare, si pensi all'utilizzo del biometano prodotto nei processi di depurazione e utilizzato nel settore termico e nel settore dei trasporti, dove già esiste un sistema incentivante tramite certificati di immissione in consumo. Un'altra opportunità in questo senso può derivare dall'utilizzo del calore latente presente nelle acque reflue in fognatura per il riscaldamento/raffrescamento degli edifici. Sempre più importante in futuro sarà anche la fornitura di acque reflue depurate e “decarbonizzate” ad altri settori, come quello irriguo e industriale, grazie a trattamenti avanzati in impianti di depurazione *carbon neutral* o *carbon negative*.

4. RIFIUTI E AMBIENTE



I NUOVI OBIETTIVI EUROPEI PER L'AREA RIFIUTI E AMBIENTE

L'area rifiuti e ambiente è solo apparentemente meno coinvolta nel processo di decarbonizzazione: infatti, tramite il suo ruolo nel favorire logiche di circolarità nell'uso dei materiali, permette di ottenere significative riduzioni nelle emissioni di CO₂. Secondo il Global Resources Outlook 2019 dell'International Resource Panel, la metà delle emissioni complessive di gas serra in Europa proviene dall'estrazione e dalla lavorazione delle materie prime: non è quindi possibile raggiungere l'obiettivo di neutralità climatica al 2050 senza una transizione a un'economia completamente circolare. Appare dunque evidente come questo settore sia centrale nel processo di transizione ecologica.

Storicamente, l'area rifiuti e ambiente è focalizzata sulla protezione ambientale, con obiettivi mirati però al recupero di materia, piuttosto che alla riduzione delle emissioni. Sia a livello di policy nazionale ed europea, sia a livello di strategia industriale, gli obiettivi sono stati formulati in termini di quantità e qualità dei rifiuti raccolti, astraendo da considerazioni legate alle emissioni di gas serra.

Questa è stata la logica applicata dalle varie direttive europee sui rifiuti,³⁸ che hanno introdotto obiettivi di riciclo crescenti nel corso degli anni. La più recente versione della direttiva, inserita nel più ampio "pacchetto Economia Circolare" del 2018, prevede:

- Obiettivi di effettivo riciclo e preparazione al riutilizzo dei rifiuti del 55% al 2025, del 60% al 2030 e del 65% al 2035;
- Obiettivi al 2030 di riciclo per almeno il 70% degli imballaggi, con obiettivi di filiera fissati al 55% per la plastica, 30% per il legno, 80% per i materiali ferrosi, 60% per l'alluminio, 75% per il vetro, 85% per carta e cartone;
- L'introduzione della raccolta differenziata obbligatoria per i rifiuti domestici pericolosi entro il 2022 (obbligo però non recepito nella normativa italiana), per l'organico entro il 2023 e per i tessili entro il 2025 (per entrambe le frazioni, in Italia l'obbligo è stato anticipato al 2022);
- La riduzione della quota di rifiuti conferiti in discarica a un massimo del 10% del totale entro il 2035.

A questi si accompagneranno nuovi obiettivi di riduzione dei rifiuti alimentari, da valutare entro il 2023, e nuove misure contro l'inquinamento marino. È prevista inoltre l'introduzione di nuovi obiettivi specifici entro il 2024, a copertura di altri temi quali i rifiuti industriali non pericolosi e norme volte a promuovere gli imballaggi riutilizzabili, comprese misure per la diffusione di packaging a rendere con cauzione, sul modello tedesco. Una concretizzazione di questi obiettivi di orizzonte più esteso si è vista nel 2020 con l'introduzione della direttiva sulla plastica monouso.

38 Direttiva rifiuti 2008/98/EC e nuova direttiva rifiuti 2018/851.

Gli obiettivi sopra riportati sono destinati a essere modificati in senso più ambizioso, come previsto dal Circular Economy Action Plan europeo presentato nel marzo 2020. I nuovi obiettivi sono attesi per la fine del 2021 o l'inizio del 2022, non prima di aver ultimato un'accurata analisi costi-benefici di tale misura.³⁹ A inizio 2021 anche il Parlamento Europeo si è espresso sul nuovo Circular Economy Action Plan, introducendo alcuni elementi di rilievo che indicano una possibile nuova strada in riferimento agli obiettivi di recupero della materia.⁴⁰ In particolare, il Parlamento ha evidenziato la necessità di introdurre obiettivi vincolanti al 2030, orientati a ridurre l'impronta dei materiali e dei consumi, portandoli entro il 2050 a livelli ecologicamente sostenibili. Il Parlamento ha inoltre proposto altri obiettivi vincolanti in termini di impronta dei materiali, specifici per tipologia di prodotto e/o per settore, assicurando inoltre che i prodotti siano progettati per il riciclo.

Il Circular Economy Action Plan, e ancor più il documento del Parlamento Europeo, disegnano un nuovo ruolo della circolarità finalizzato alla riduzione delle emissioni nocive in atmosfera, e non più solo alla riduzione della produzione di rifiuti. Questo nuovo ruolo riconosciuto all'economia circolare nel suo complesso, e nello specifico alla gestione del ciclo dei rifiuti e del riciclo quale sua componente fondamentale, si muove quindi nella direzione di inserire il settore nella più vasta politica europea a supporto della transizione ecologica. Va da sé che questo avrà impatti economici sul settore grazie all'introduzione di risorse sempre maggiori a suo sostegno: lo stesso documento del Parlamento Europeo auspica che i principi dell'economia circolare siano elemento centrale di qualsiasi politica industriale nazionale e dei Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza (PNRR) degli Stati membri.

L'economia circolare ha infatti trovato spazio all'interno del PNRR italiano, che include 2,1 miliardi di investimenti dedicati a gestione efficiente dei rifiuti ed economia circolare, di cui 1,5 miliardi per la realizzazione di nuovi impianti di gestione rifiuti e ammodernamento di impianti esistenti – con lo specifico obiettivo di contribuire al raggiungimento degli obiettivi europei – e 600 milioni per progetti “faro” di economia circolare, con particolare attenzione alla rete di raccolta e trattamento dei rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE), carta e cartone, plastica e rifiuti tessili, e a sistemi innovativi di contrasto degli scarichi illegali. A queste misure di investimento si affiancano tre interventi di riforma proposti: la strategia nazionale per l'economia circolare (attesa fin dai tempi del documento preliminare “Verso un modello di economia circolare per l'Italia” realizzato nel 2017 dal MiTE e dall'allora MATTM e promesso per giugno 2022), un programma nazionale per la gestione dei rifiuti (che si propone di fornire strumenti di pianificazione per colmare i gap di impianti di trattamento rifiuti) e un'iniziativa di supporto tecnico alle autorità locali (sempre con l'obiettivo di velocizzare e rendere più efficaci le procedure di autorizzazione e appalto legate al trattamento dei rifiuti e all'implementazione dei criteri ambientali minimi nel public procurement).

Anche il decreto semplificazioni d.l. 31 maggio 2021, n. 77 ha affrontato il tema dell'economia circolare, introducendo, tra l'altro, modifiche alla disciplina dell'end of waste semplificandone il processo nella modalità “caso per caso”, pur prevedendo un nuovo parere vincolante ex ante da parte di ISPRA o delle agenzie regionali.

39 Commissione europea (2020). *Circular Economy Action Plan for a cleaner and more competitive Europe*.

40 Risoluzione del Parlamento europeo del 10 febbraio 2021 sul nuovo piano d'azione per l'economia circolare (2020/2077(INI)).

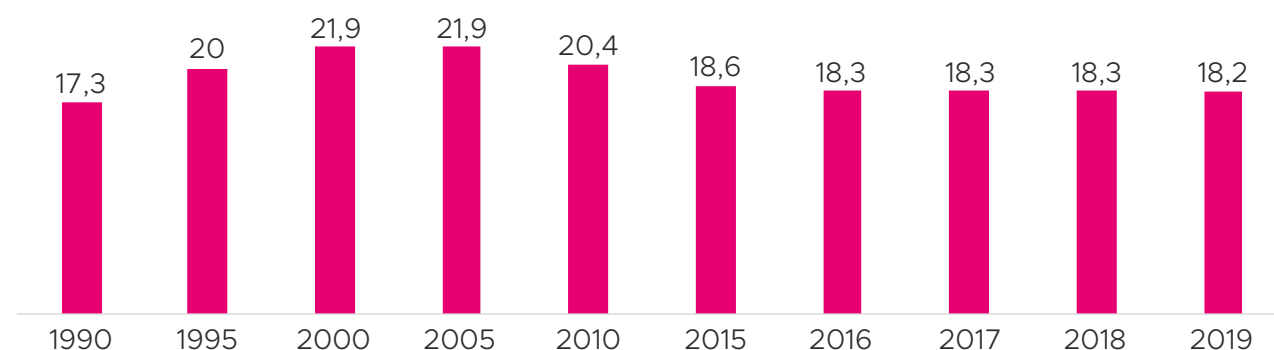
LA TRASFORMAZIONE DELL'AREA RIFIUTI E AMBIENTE PER PERSEGUIRE OBIETTIVI DI DECARBONIZZAZIONE

Per contribuire agli obiettivi di decarbonizzazione, le utilities attive nell'area rifiuti e ambiente dovranno muoversi ricercando in maniera crescente logiche legate all'economia circolare. Diversi studi⁴¹ hanno stimato il potenziale legato all'efficace applicazione di modelli di economia circolare in alcune filiere industriali particolarmente impattanti, come la plastica, l'alluminio, il cemento e l'edilizia in generale. I risultati concordano nell'identificare un potenziale di riduzione tra il 55% e il 61% delle emissioni di CO₂ associate a questi settori. Con particolare riferimento al settore dei rifiuti urbani e al riciclo degli imballaggi, l'impatto degli obiettivi di riciclo attualmente vigenti, prima quindi dell'aggiornamento in arrivo, è stimato tra i 44 e i 62 Mton di CO₂eq al 2030.⁴²

Anche uno sguardo alle emissioni del comparto può aiutare a identificarne il potenziale di decarbonizzazione. Focalizzandosi sul ciclo dei rifiuti, in Italia questo ha comportato emissioni di CO₂ equivalenti per 18,2 Mton nel 2019, con una tendenza decrescente – mostrata in Figura 2.4 – nel corso dei 10 anni precedenti (erano 20,57 Mton nel 2009). Di queste, appena 127.850 tonnellate fanno riferimento all'incenerimento dei rifiuti,⁴³ mentre le restanti fanno in gran parte riferimento alla grande quantità di metano emesso dal conferimento in discarica (548.170 tonnellate di CH₄ nel 2018, pari a 13,7 Milioni di tonnellate di CO₂ equivalente).⁴⁴

FIGURA 2.4. EMISSIONI DI CO₂ EQUIVALENTE DOVUTE AL SETTORE DELLA GESTIONE DEI RIFIUTI IN ITALIA (MILIONI DI TONNELLATE)

Fonte: Ispra (2021) Indicatori di efficienza e decarbonizzazione del sistema energetico nazionale e del settore elettrico



Come noto, il metano è emesso dalla degradazione dei rifiuti smaltiti nelle discariche, sia gestite sia non gestite, e i principali fattori che ne influenzano l'emissione sono, oltre alla quantità di rifiuti smaltiti, la loro composizione, la quota di metano nel gas di discarica e la quantità di gas di discarica raccolta e trattata.

41 Material economics (2018). The circular economy. A powerful force for climate mitigation. European Environment Agency (2020). Cutting greenhouse gas emissions through circular economy actions in the building sector; Trinomics (2018). Quantifying the benefits of circular economy actions on the decarbonisation of EU economy.

42 Economia (2014). Impact Assessment on Options Reviewing Targets in the Waste Framework Directive, Landfill Directive and Packaging and Packaging Waste Directive. Final Report for the European Commission DG Environment; EEA (2016). Circular economy in Europe – Developing the knowledge base, EEA Report No 2/2016, European Environment Agency.

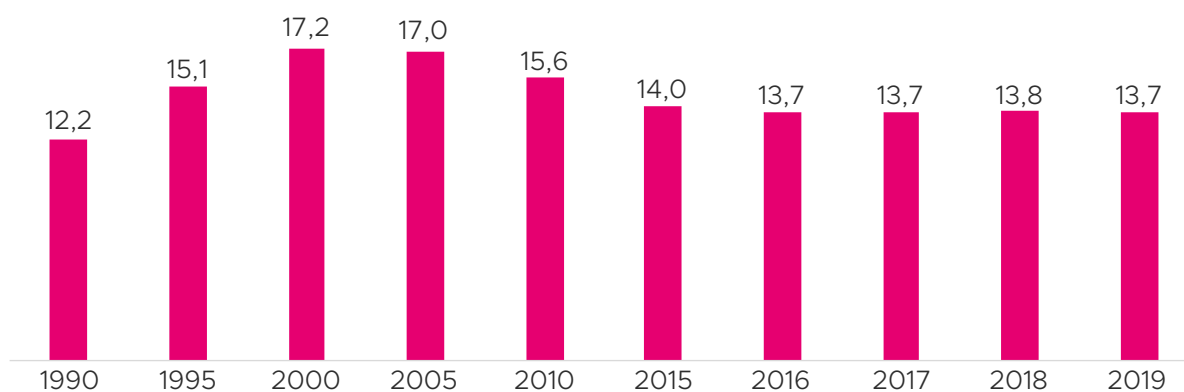
43 Relativo a 55.470 tonnellate di CO₂, 2.180 tonnellate di CH₄ e 60 tonnellate di N₂O. Per la conversione sono stati utilizzati i fattori di conversione di riferimento IPCC di x25 per CH₄ e x298 per N₂O.

44 Fonte ISPRA (2021). *Italian Greenhouse Inventory 1990-2019*.

Come detto, le emissioni di gas serra delle discariche in Italia rappresentano di gran lunga il contributo principale al totale delle emissioni da rifiuti durante tutto l'arco di tempo considerato. Tra il 1990 e il 2019 hanno avuto un aumento del 12%, da un valore iniziale di 12,2 Mton CO₂eq a 13,7 MtonCO₂eq nel 2019, registrando un trend di crescita tra il 1990 e il 2001 (+51%) seguito da una riduzione dal 2001 al 2019 (-26%).⁴⁵

FIGURA 2.5. EMISSIONI DI CO₂ EQUIVALENTE DOVUTE AL CONFERIMENTO IN DISCARICA IN ITALIA (MILIONI DI TONNELLATE)

Fonte: Elaborazione Agici su Ispra (2021) Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2019.⁴⁶



Nel complesso le emissioni del settore sono calate negli anni, con un fortissimo contributo dato in particolare da: i) progressiva riduzione del ricorso alla discarica e ii) forte miglioramento delle performance di recupero di inquinanti degli impianti di incenerimento. Tuttavia, il miglioramento è avvenuto più lentamente che nel complesso dell'economia: il settore, infatti, rappresentava il 3,35% delle emissioni complessive di gas serra nel 1990, mentre al 2018 ne costituisce il 4,28%. Non sono tuttavia disponibili dati puntuali sulle emissioni relative alla filiera del riciclo: ciononostante, è lecito aspettarsi che queste siano, in un'ottica di "ciclo di vita" dei beni, inferiori sia a quelle del conferimento in discarica, sia a quelle dell'incenerimento. La realizzazione di impianti di riciclo appare, quindi, come una strategia particolarmente efficace per ridurre l'impatto emissivo del settore dei rifiuti.

Discorso a parte merita il trasporto dei rifiuti: data la diversa distribuzione della capacità di trattamento di rifiuti sul territorio nazionale, come noto sbilanciata nelle Regioni del Nord, si verifica una movimentazione stimata in 1,8 Mton annue dalle Regioni del Centro-Sud a quelle del Nord.⁴⁷ Le emissioni di CO₂ relative a questo trasporto possono essere stimate in 17.600 tonnellate annue.⁴⁸

La gestione del ciclo dei rifiuti è una componente fondamentale del complesso di azioni e settori definiti come "economia circolare" e gioca un ruolo fondamentale nel miglioramento dell'efficienza nell'uso delle risorse. Tuttavia, a una gestione sempre più virtuosa dei rifiuti saranno progressivamente affiancate misure di economia circolare in senso lato, volte quindi sia

⁴⁵ Elaborazione Utilitalia su dati ISPRA

⁴⁶ Per la conversione da CH₄ a CO₂eq sono stati utilizzati i fattori di conversione di riferimento IPCC di x25 per CH₄ e x298 per N₂O.

⁴⁷ Utilitalia (2020). *Rifiuti urbani. I fabbisogni impiantistici attuali e al 2035*.

⁴⁸ Elaborazione Agici basata su dati European Environment Agency (2014).

a una consistente riduzione nel ricorso a materie prime vergini per la produzione di beni, sia a una maggiore efficienza nell'utilizzo dei beni prodotti. Queste misure hanno un potenziale di decarbonizzazione che è stato stimato fino a 550 Mton di CO₂eq al 2050.⁴⁹ Ciò fa riferimento all'adozione di strategie quali l'allungamento della vita utile dei prodotti, l'incremento del ricorso a modelli di condivisione di beni e impianti, il remanufacturing e l'upcycling. In particolare, comporta l'applicazione della cosiddetta gerarchia delle nove "R", in cui la priorità è data ai primi approcci: rinunciare (facendo a meno di acquistare o utilizzare prodotti), ridurre, riutilizzare, riparare, riqualificare, remanufacture (ovvero riportare alla funzionalità originaria con un intervento ricostruttivo), re-purpose (ovvero adattare a un nuovo utilizzo, compresi usi più qualificati tramite l'approccio dell'upcycling), riciclare, recuperare (energia con incenerimento oppure nutrienti tramite digestione anaerobica).

Tutto ciò ha l'obiettivo ultimo di ridurre la generazione di rifiuti destinati alla discarica e all'incenerimento, ma anche di introdurre una serie di approcci alternativi al riciclo tradizionale. Per la filiera dei rifiuti urbani e speciali, saranno quindi in azione due tendenze: da una parte, una riduzione della produzione di rifiuti, dall'altra un aumento della proporzione di rifiuti destinati al riciclo, una progressiva eliminazione di quelli destinati alla discarica e un ridimensionamento di quelli destinati a valorizzazione energetica.

Assumendo una efficace applicazione delle direzioni auspiccate dai documenti programmatici della Commissione, ci si può quindi aspettare, negli anni a venire, uno sviluppo delle seguenti dinamiche:

1. **Aumento della produzione di rifiuti e della quota di riciclo.** Nei prossimi 5-10 anni, si verificherà una prosecuzione della tendenza di aumento della produzione di rifiuti (+3,7% di produzione di rifiuti urbani pro capite tra il 2015 e il 2019 in Italia),⁵⁰ dato che la crescita economica continuerà nel breve e medio periodo a essere legata alla produzione di rifiuti. Continuerà anche la tendenza di aumento del ricorso al riciclo (passato dal 44% al 51% tra il 2015 e il 2019 in Italia per i rifiuti urbani)⁵¹ e all'incenerimento con recupero energetico, mentre si ridurrà il ricorso alla discarica. In questa fase sarà quindi necessario assicurare adeguate capacità impiantistiche per il riciclo e il recupero energetico. In questo contesto si inseriscono le trasformazioni a breve termine nel sistema di gestione dei rifiuti urbani, determinate dal nuovo metodo tariffario per i rifiuti (MTR) di ARERA, che modificherà i profili finanziari degli operatori del settore spingendoli verso progressivi obiettivi di efficienza, e dalla progressiva applicazione della tariffazione puntuale;
2. **Calo nella produzione di rifiuti e prosecuzione dell'aumento nella quota di riciclo.** In una seconda fase, la produzione dei rifiuti potrebbe iniziare a calare, accompagnata da una prosecuzione, a tassi più moderati, dell'aumento delle quote riciclate e avviate a recupero energetico, con una quasi totale eliminazione del ricorso a discarica. In questa fase, quindi, la quantità complessiva di rifiuti trattati dalla filiera potrebbe rimanere pressoché stabile;
3. **Crollo nella produzione di rifiuti.** In una terza fase, avvicinandosi all'orizzonte 2050, la riduzione nella produzione dei rifiuti potrebbe accelerare a tal punto da superare i tassi di crescita del riciclo, ormai giunto a coprire la quasi totalità dei rifiuti prodotti. In questa fase, si potrebbe verificare una sovra-capacità di trattamento in termini di riciclo, e potenzialmente l'inizio del decommissioning degli impianti di recupero energetico dedicati ai rifiuti urbani o della loro conversione al trattamento di altri flussi.

49 Trinomics (2018). *Quantifying the benefits of circular economy actions on the decarbonisation of EU economy*.

50 Fonte Eurostat 2021, tabella env_wasmun.

51 Fonte Eurostat 2021, tabella env_wasmun.

Per far fronte a queste sfide così varie nei diversi orizzonti temporali, che hanno il potenziale di trasformare significativamente il business del settore rifiuti e ambiente, le utilities hanno diverse opportunità di azione.

LE OPPORTUNITÀ PER LE UTILITIES

Da questa analisi emerge come le opportunità per le utilities di contribuire alla decarbonizzazione del settore, anticipando le tendenze guidate da innovazioni normative e di mercato, si configurino su tre diverse direttrici verticali e una trasversale: i) la decarbonizzazione dei processi di smaltimento dei rifiuti; ii) lo sviluppo di approcci innovativi di riciclo e recupero della materia; iii) l'adozione di modelli di economia circolare "in senso lato"; infine, quale misura trasversale, iv) la trasformazione dei modelli di raccolta.

Per quanto concerne lo **smaltimento dei rifiuti**, dall'analisi dei dati emerge chiaramente come una decarbonizzazione del settore sia perseguibile grazie alla combinazione di alcuni elementi fondamentali:

- Una progressiva riduzione del ricorso al conferimento in discarica, azione che garantisce di gran lunga i maggiori benefici nella riduzione delle emissioni di metano, altamente climalteranti;
- Una crescente adozione di migliorate tecnologie di recupero o cattura dei gas climalteranti, sia per le discariche che per la termovalorizzazione.

Per quanto riguarda il **riciclo e il trattamento** dei rifiuti, la decarbonizzazione passa dallo sviluppo dell'impiantistica: la riduzione nel ricorso alla discarica passa necessariamente, almeno nel breve e medio periodo, dall'intenso sviluppo di impiantistica di riciclo e incenerimento. In Italia è stato identificato un gap impiantistico per trattamento di rifiuti urbani quantificabile in una capacità di almeno 3,2 Mton annue per l'organico al 2035, e di almeno 2,5 Mton per l'incenerimento, in massima parte relativa alle Regioni del Centro-Sud.⁵² La chiusura del gap impiantistico permetterà di ridurre il ricorso a discarica ed export, che come visto sono tra i modelli più inquinanti di smaltimento dei rifiuti. Lo sviluppo impiantistico passa però dalla soluzione di diverse difficoltà di carattere normativo, autorizzativo, di finanziamento, e non ultimo di volontà politica e opposizioni locali riferibili alle cosiddette sindromi NIMBY (Not In My BackYard) e NIMTO (Not In My Term of Office). Nel breve-medio termine, lo sviluppo impiantistico è sicuramente la strategia più efficace per ridurre le emissioni del settore del trattamento dei rifiuti, tendendo ad azzerare pratiche che comportano l'emissione di gas serra, quali il ricorso a discarica e l'incenerimento, e sostituendoli con approcci virtuosi di riciclo.

Per quanto concerne l'**economia circolare** nel senso più esteso, andando quindi oltre il trattamento e lo smaltimento dei rifiuti, si aprono numerose possibilità di integrazione di nuovi modelli di business nell'operatività delle utilities. Si fa qui riferimento alla macrocategoria della "filiera produttiva circolare" con approcci produttivi come **upcycling**, **refurbishment** e **remanufacturing**, con il recupero, eventualmente tramite disassemblaggio, dei materiali post-consumo per l'introduzione direttamente in nuovi cicli produttivi, evitando la fase di riciclo; ma anche la preparazione al riuso, come la destinazione a negozi dell'usato. Si fa anche riferimento ai modelli di condivisione, come nel caso della **sharing economy** che può realizzarsi sia a livello industriale (per esempio con la condivisione di asset), sia a livello di prodotto (come nel caso di supporto a modelli di mobilità in sharing, territorio di sempre maggiore interesse per

52 Utilitalia (2020). *Rifiuti urbani. I fabbisogni impiantistici attuali e al 2035*.

le utilities di ogni dimensione), e di **product as a service**. Questa esplorazione di nuovi modelli di business può concretizzarsi con collaborazioni e/o integrazioni a valle della filiera del trattamento, finalizzate a creare sinergie tra business interdipendenti.

Infine, le innovazioni qui accennate non possono che passare da una trasformazione dei **modelli di raccolta** di rifiuti e materiali, verso modelli sempre più efficaci, efficienti e sostenibili. Questo, con riferimento a tre principali elementi:

- In primo luogo, la decarbonizzazione del servizio di raccolta rifiuti tramite un ricorso all'elettrificazione o adozioni di fuel bio-based dei veicoli di raccolta e la sua digitalizzazione per un maggior efficacia (ottimizzazione dei percorsi, svuotamento dei soli contenitori che effettivamente ne hanno necessità);
- In secondo luogo, il progressivo allargamento della raccolta a un maggior numero di materiali, finalizzati a nuove filiere di riciclo (per esempio, orientati al recupero di rifiuti speciali, come descritto nel Position Paper di Utilitalia "Utilities, protagoniste nella transizione ecologica: la sfida dell'economia circolare"), oppure a una produzione di feedstock di qualità più alta (come, ad esempio, la separazione del vetro per colore), o all'estensione di modelli già esistenti a tutto il territorio nazionale (come nel caso della raccolta dei rifiuti tessili);
- Infine, a supporto dei nuovi modelli di business circolari, le utilities possono giocare un ruolo nell'introduzione di modelli di logistica inversa innovativi, finalizzati ad esempio al riuso e al remanufacturing. In questo, le utilities hanno un vantaggio notevole in quanto hanno già in piedi una struttura logistica. Tuttavia, è necessario a questo fine superare diversi ostacoli, tra cui: l'integrazione con i produttori per lo sviluppo della capacità di reimmissione di tali flussi nel ciclo produttivo; il raggiungimento di economie di scala con copertura di territori sufficientemente vasti; e infine, in modo cruciale, il superamento di difficoltà di tipo legale per l'istituzione di tali modelli.

5. MOBILITÀ SOSTENIBILE



I trasporti sono una delle componenti maggiori dei consumi energetici (39,4 Mtep,⁵³ un terzo del totale in Italia), e oggi sono coperti per la quasi totalità da prodotti petroliferi (92% del totale), generando così alte emissioni di CO₂. I trasporti nel 2018⁵⁴ sono stati responsabili dell'emissione di 102 Mton di CO₂, il 24,5% delle emissioni nazionali (di queste, 95,8 Mton sono dovute al traffico passeggeri e merci su strada). È evidente, dunque, che nello sforzo di decarbonizzazione i trasporti siano una priorità, riconosciuta anche dal PNIEC che ha previsto degli obiettivi specifici in questo ambito per il 2030: i) ridurre le emissioni di CO₂ a 79 Mton; ii) coprire il 21,6% dei consumi finali con FER; iii) ridurre i consumi di 2,6 Mtep; iv) raggiungere i 6 milioni di auto elettriche.

Per ridurre le emissioni di CO₂ nei trasporti occorre agire su due direttrici fondamentali:

1. Spostare i passeggeri verso modalità meno impattanti, ad esempio dall'auto privata al mezzo pubblico o alla mobilità attiva (a piedi e in bicicletta);
2. Agire sulle fonti di energia, ovvero i fuel che alimentano i mezzi, rendendoli più sostenibili attraverso il progressivo abbandono degli idrocarburi più inquinanti (benzina e diesel).

Su entrambi i fronti, in Italia c'è ancora molta strada da percorrere. L'auto è il mezzo di gran lunga più utilizzato (copre il 48% degli spostamenti),⁵⁵ mentre i mezzi pubblici (11% degli spostamenti) e la mobilità ciclabile (3,3%) hanno un ruolo marginale. Sul lato delle motorizzazioni del parco veicoli la situazione non è migliore: il 90% dei veicoli è alimentato a benzina o diesel, e, dato più preoccupante, il 65% di questi sono alimentati da motorizzazione di classe inferiore a Euro 4.

Le utilities possono essere coinvolte sotto entrambi gli aspetti: rispetto al tema dei fuel, la spinta verso l'elettrificazione e l'impiego dei gas (GNC, GNL,⁵⁶ idrogeno) rappresenta una nuova opportunità di business per le utilities, che dispongono già di infrastrutture ed expertise nella loro distribuzione. Inoltre, grazie alla presenza sul territorio e alla capacità di fare rete con soggetti industriali diversi, per le utilities si aprono spazi anche nei servizi per la mobilità integrata, come nello sharing di veicoli dove sono già diversi gli esempi, ma anche nel trasporto pubblico attraverso partnership con gli operatori.

53 Fonte: Energia nei trasporti, GSE.

54 Fonte: Conto Nazionale Infrastrutture e Trasporti (CNIT) 2018-2019.

55 Fonte: Isfort, 17° rapporto Audimob sulla mobilità degli italiani.

56 GNC: Gas Naturale Compresso, impiegato tradizionalmente per auto e trasporti leggeri. GNL: Gas Naturale Liquefatto, impiegato per i trasporti pesanti.

LA DIFFUSIONE DELL'INFRASTRUTTURA DI RICARICA E RIFORNIMENTO PER I FUEL ALTERNATIVI

Esistono diverse soluzioni per rendere il parco circolante più sostenibile: a seconda della tipologia di veicoli e del contesto di utilizzo (urbano/extraurbano) un'alimentazione può essere più adatta di un'altra. Ad oggi sono tre le soluzioni che hanno una certa diffusione e un potenziale di decarbonizzazione: i) l'elettricità; ii) il gas naturale, in forma di GNC o GNL; iii) i biocarburanti (biometano e biodiesel sono i più diffusi oggi, il bioetanolo ha un ruolo molto marginale attualmente). Per ciascuna delle tre si esamina di seguito lo stato dell'arte e le opportunità per le utilities.

L'**elettrificazione**, nella prospettiva di un mix di generazione elettrica decarbonizzato, può portare a un azzeramento delle emissioni dovute alla mobilità, ma richiede investimenti importanti sull'infrastruttura di ricarica, e sconta ancora delle problematiche legate alla ridotta maturità tecnologica delle batterie e alla loro limitata offerta (legata anche a un tema di disponibilità delle materie prime) che condizionano ancora il prezzo dei veicoli elettrici.

Quello delle ricariche elettriche è potenzialmente un grandissimo mercato, ancora in una prima fase di crescita, all'interno del quale bisogna distinguere tra la ricarica privata/domestica e quella pubblica, che hanno caratteristiche tecnologiche e modelli di business diversi. Su entrambi i fronti, molte utilities stanno già giocando un ruolo da protagoniste, data la naturale sinergia con le attività di distribuzione e vendita dell'energia elettrica, con la prospettiva di veder crescere il volume di energia commercializzata. Nella ricarica privata, l'installazione dei c.d. *wallbox* può essere inserita nelle offerte commerciali – ad esempio con tariffe dedicate al consumo per la ricarica notturna – e presenta delle sinergie con altri servizi innovativi come lo storage e la generazione distribuita. Per quanto riguarda la ricarica pubblica, ovvero l'installazione di colonnine su suolo pubblico o privato a uso pubblico, esiste l'esigenza a livello nazionale di creare una rete di punti di ricarica interoperabili, per garantire a tutti gli automobilisti di poter fare rifornimento. Oggi l'infrastruttura di ricarica conta 19.324 punti di ricarica in 9.709 stazioni pubbliche,⁵⁷ ma le prospettive di crescita sono molto ampie. Il PNIRE (Piano Nazionale delle Infrastrutture di Ricarica Elettrica) prevede 110.000 punti di ricarica sul territorio nazionale al 2030, in linea con il target fissato dal PNIEC di 6 milioni di vetture elettriche (4 milioni di BEV, 2 milioni di PHEV⁵⁸). Il PNRR dà un contributo verso il target PNIRE: 741 milioni di € sono previsti per coprire il 40% dei costi di installazione di 21.355 punti di ricarica. I contributi sono dedicati al supporto delle infrastrutture meno redditizie dal punto di vista economico, per via della localizzazione e del costo di installazione: i) punti di ricarica fast nelle città (13.755); ii) punti di ricarica fast sulle strade extraurbane diverse dalle autostrade (7.500); punti di ricarica innovativi integrati con accumuli (100). Il Piano prevede che le nuove colonnine siano installate presso 4.900 stazioni di rifornimento convenzionali, che saranno parzialmente o totalmente riconvertite. Il tema è ulteriormente approfondito nel paragrafo 3.10.

Il **gas naturale**, seppur non azzeri le emissioni, può portare a una loro riduzione significativa, soprattutto in quei segmenti in cui l'elettrificazione appare più complessa, come il trasporto merci di lunga percorrenza, per via delle esigenze di autonomia e dimensioni delle motorizzazioni. Il tema dell'infrastruttura di rifornimento è presente anche se meno pressante in questo caso: la rete di distributori per il GNC italiana è la più estesa d'Europa, con 1.476 stazioni, ed

57 Fonte: Motus-E (2020). *Le infrastrutture di ricarica pubbliche in Italia*. Seconda edizione.

58 BEV: Battery Electric Vehicle PHEV: Plug-in Hybrid Electric Vehicle.

è in crescita costante negli ultimi 5 anni (+300 dal 2016 ad oggi). Per quanto riguarda il GNL, sono attive in Italia un totale di 97 stazioni⁵⁹(entro la fine dell'anno si supereranno le 100) localizzate prevalentemente nel Nord del Paese.

I **biocarburanti** più diffusi attualmente sono il biometano e il biodiesel, e sono dei sostituti rispettivi carburanti fossili. Questi permettono di ridurre le emissioni di CO₂ in un'ottica di ciclo di vita delle materie prime con cui sono prodotti: le emissioni che sono sprigionate con la loro combustione erano state precedentemente sottratte dall'atmosfera mediante i processi di respirazione degli organismi. Un vantaggio dei biocarburanti è che possono essere miscelati da subito con il carburante fossile, così da ridurre parzialmente le emissioni, e non necessitano dunque di un'infrastruttura di rifornimento dedicata, né di un ricambio del parco mezzi. Il tema cruciale, quando si parla di biocarburanti, è quello di introdurre dei modelli di circolarità che permettano di utilizzare matrici sostenibili per produrli, tipicamente diversi tipi di rifiuti e materiali di scarto. Come già messo in evidenza nel Paragrafo 2.2 per quanto riguarda il biometano, la produzione di biocarburanti cela un'opportunità per le multi-utilities di sfruttare sinergie tra diverse aree di business e creare legami con le aziende del territorio.

La diffusione dei fuel alternativi è sostenuta con diverse forme di supporto e incentivo. Innanzitutto, va menzionato l'Ecobonus per l'acquisto di veicoli a basse emissioni, introdotto nel 2019 ed esteso e rifinanziato dai Decreti rilancio⁶⁰ nel 2020: questo prevede uno sconto incrementale a seconda delle fasce di emissione del veicolo (a prescindere dall'alimentazione). A corollario dell'Ecobonus sono previste agevolazioni per l'installazione di colonnine di ricarica: il Decreto Rilancio ha istituito un fondo da 90 milioni di € a questo scopo, anche se sarà necessario rifinanziarlo nel 2021. Infine, il Superbonus 110% (approfondito nel paragrafo 2.6 riguardo l'efficienza energetica) fa rientrare l'installazione di colonnine tra gli interventi c.d. "trainanti", ossia che possono beneficiare dell'incentivo se realizzati contestualmente agli interventi di riqualificazione energetica.

SERVIZI PER MOBILITÀ INTEGRATA, FLOTTE, SHARING

Oltre ai business legati alle commodity e alla gestione dell'infrastruttura, nell'ambito della mobilità si stanno aprendo anche per le utilities nuove opportunità legate ai servizi, sempre più importanti in un sistema che vedrà le modalità di spostamento sempre più integrate tra loro.

Per agire in una logica di servizi in un'area che non è certo un core business tradizionale, per le utilities è fondamentale mettere in campo forme di collaborazione con soggetti specializzati nella mobilità (ad esempio, nel trasporto pubblico locale, nello sharing, nella logistica, ecc.). All'interno di queste partnership, il ruolo della utility può essere legato alla fornitura della commodity energetica, della gestione di un'infrastruttura di ricarica/rifornimento, ma può anche essere esteso alla gestione a tutto tondo di un servizio, facendo leva sulle competenze e le piattaforme di relazioni in essere coi consumatori e le aziende.

Da ultimo, un altro ambito in cui le utilities possono inserirsi è quello della gestione di flotte aziendali *green*, con la relativa infrastruttura di ricarica e servizi di manutenzione. Un primo passo in questa direzione può venire dalla prassi, adottata già da diverse utilities, di rendere sostenibili le proprie flotte aziendali interne, così da acquisire una expertise forte da utilizzare poi all'esterno.

59 Fonte: EAFO, Ref-E.

60 D.l. 19 maggio 2020, n.34 e d.l. 14 agosto 2020

LA GESTIONE DEI CARICHI LEGATI ALL'ELETTRIFICAZIONE DEI TRASPORTI

Un livello importante di elettrificazione dei mezzi di trasporto, come quello previsto dal PNIEC (6 milioni di auto elettriche al 2030), si rifletterà sulla domanda di elettricità e sul profilo della curva dei carichi. In uno studio, Terna⁶¹ ha stimato che, per un livello di diffusione di 6,5 milioni di veicoli elettrici, la domanda generata da essi potrà arrivare fino a un massimo del 5,2% del consumo totale di elettricità (ai livelli del 2016), oscillando tra i 5 e i 16 TWh/anno. Anche al livello superiore di questo scenario la domanda aggiuntiva di elettricità sembra gestibile per il sistema, ma la questione più delicata è legata ai picchi. Si stima infatti che la maggior parte delle ricariche avverrà in concomitanza con il picco serale, quando gli utenti tornano a casa dal lavoro: il carico aggiuntivo sarebbe pari fino a 1,5 GW per 1 milione di veicoli elettrici connessi alla rete. Un carico simile pone una sfida per il sistema elettrico e in particolare per i gestori delle reti di distribuzione; le soluzioni già tracciate sono le smart grid e la “smartizzazione” dei sistemi di ricarica.

Come già evidenziato nel paragrafo 2.1 energia elettrica, le smart grid sono una soluzione fondamentale per la gestione dell'aumento dei carichi sulla rete di distribuzione, anche in quanto abilitatori dei sistemi di ricarica intelligente, c.d. *Vehicle-to-grid* (V2G), che permettono un flusso bidirezionale da e verso le batterie dei veicoli connessi alla rete. In pratica, attraverso i sistemi di ricarica V2G, le batterie, oltre a prelevare energia dalla rete, possono immetterla se e quando questo è richiesto, fornendo servizi di bilanciamento. Questa soluzione, oggi ancora in fase sperimentale e non testata su larga scala, rappresenterà un'area di sviluppo importante per le utilities che gestiscono le reti di distribuzione, e rientra nel quadro di un'evoluzione nel ruolo dei DSO verso una gestione sempre più attiva della rete tramite lo sfruttamento di risorse distribuite.

61 Rapporto mensile, gennaio 2018, Terna.

6. EFFICIENZA ENERGETICA



L'efficienza energetica (EE) è fondamentale in una logica di decarbonizzazione per diversi motivi: una riduzione dei consumi oggi si riflette immediatamente in un minor impiego di fonti fossili per produrre energia; al contempo, razionalizzare l'uso dell'energia crea le condizioni per l'adozione di tecnologie pulite (ad esempio, installare colonnine di ricarica in un progetto di riqualificazione profonda); infine, gli interventi di EE contribuiscono a creare una consapevolezza e comportamenti favorevoli verso la riduzione dell'impatto ambientale delle nostre attività. Per queste ragioni, l'EE ha un ruolo di primo piano nella programmazione di policy di breve (PNRR), medio (PNIEC) e lungo termine (Strategia Italiana di Lungo Termine, LTS). La bozza più recente di PNRR alloca, infatti, circa 51 miliardi di € per le misure ricollegabili all'EE, ripartite tra: Piano Transizione 4.0 (18,3 miliardi di €, di cui 5 previsti dal d.l. 6 maggio 2021, n. 59 "Fondo Complementare" – FC), proroga del Superbonus 110% (18,4 miliardi di €, di cui 4,5 dal FC) e finanziamento di un insieme di interventi di riqualificazione e rinnovo edilizio in ambito pubblico, tra cui scuole e cittadelle giudiziarie (13,5 miliardi di €). Nelle intenzioni del Governo, le misure previste dal PNRR contribuiranno significativamente al raggiungimento degli obiettivi del PNIEC, in particolare quelli nel settore edilizio privato.

Le utilities possiedono specifiche caratteristiche che permettono loro di giocare un ruolo importante nel mercato dell'EE: il contatto diretto con un'ampia e diversificata base clienti, le competenze generali sui temi energetici, le dimensioni e la solidità patrimoniale superiore rispetto ad altri operatori del settore e la possibilità di combinare la vendita della commodity a prodotti e servizi di EE. L'ingresso delle utilities nel mercato dell'EE risponde anche alla logica di ricercare, in un settore energetico sempre più competitivo, soluzioni di diversificazione dell'offerta e di customer retention.

Prima dell'ingresso delle utilities, il mercato dell'EE era dominato da piccoli operatori e da grandi aziende di manutenzione. Il loro arrivo ne ha modificato le dinamiche favorendone la maturazione, secondo quattro direttrici di sviluppo tuttora in corso:

- Il consolidamento degli operatori. Le principali imprese del settore (e in particolare le Energy Service Companies – ESCo) sono state oggetto di numerose operazioni di M&A, che hanno generato operatori economicamente solidi e con elevate competenze;
- La maturazione dei progetti. Oggi il settore presenta soluzioni tecnologiche mature che dispongono di un ampio track record di applicazioni di successo. Ciò consente di valutare con maggiore sicurezza l'esito degli interventi proposti e la relativa dimensione dei risparmi energetici;
- L'incremento delle soluzioni di finanziamento disponibili. I due trend precedenti hanno incrementato l'attenzione degli operatori finanziari, e in particolare dei fondi, verso il settore, che investono attraverso strumenti e modelli innovativi che permettono di superare le complessità del settore;
- La minore dipendenza dagli incentivi. Gli operatori, anche grazie a nuove forme di finanziamento, sono progressivamente in grado di svincolarsi dalla necessità di ricorrere agli incentivi per garantire la profittabilità e ridurre l'incertezza degli interventi di EE.

Oggi, la convergenza di un quadro di politiche di decarbonizzazione estremamente ambizioso e di un mercato finalmente maturo spinge le utilities a trasformare ancora una volta la propria strategia. La più diffusa ed efficace è la diversificazione delle attività in ambito EE, che favorisce la resilienza, come emerso dopo la fase più acuta della pandemia. Nel prosieguo sono analizzati in maggior dettaglio i tre settori principali di intervento per le utilities, con relative opportunità, criticità e azioni da implementare per risolverle: i) i processi industriali; ii) la riqualificazione degli edifici; iii) la Pubblica Amministrazione.

INDUSTRIA

A livello europeo, l'Italia è riconosciuta come eccellenza per quanto riguarda l'EE nell'industria. Tra il 2011 e il 2019 sono stati risparmiati 2,21 Mtep/anno di energia finale in ambito industriale grazie al meccanismo dei TEE.⁶² Questi risparmi, diversamente da quelli rendicontati da altri Paesi membri, sono "certi" poiché basati sulla misurazione precisa dei risparmi ex ante e post intervento.

Oggi però il PNIEC prevede per l'industria un obiettivo di riduzione dei consumi di solo 1 Mtep/anno al 2030. Ciò mostra un basso livello di ambizione che, secondo diversi operatori del settore, potrebbe essere incrementato significativamente. In particolare, gli obiettivi sembrano molto modesti se confrontati con i risultati degli anni passati in ambito industriale: 3,16 Mtep/anno nel periodo 2011-2019.

A fronte di questi obiettivi, i risparmi potenziali sono ancora molto elevati, sia nella grande industria che nelle PMI. Secondo gli operatori, la stima presentata dall'ENEA al Governo, ottenuta sommando i risparmi ottenibili dai progetti presentati a margine delle diagnosi energetiche, offre una visione solamente parziale del potenziale nel settore. Questo perché le industrie riportano solo gli interventi sulle attività ausiliarie (ad esempio, riscaldamento/raffrescamento, illuminazione) che hanno un'intensità energetica molto più bassa dei processi industriali core (ad esempio, i forni nella metallurgia e nella produzione di materiali inerti come il cemento).

Una possibile proxy del potenziale di EE nel settore industriale è la quota di energia agevolata con il cd. "sconto energivori". Nel 2018, più di 4,6 Mtep di energia prelevata da industrie energivore è stata agevolata (per un totale di 1,7 miliardi di €) a fronte di un consumo finale di energia nel settore di 24,2 Mtep. Intervendendo su questi consumi in un'ottica di EE si potrebbero sbloccare numerosi interventi che avrebbero molteplici benefici ambientali. Questi interventi però non risultano economicamente sostenibili per le industrie alla luce delle agevolazioni e del prezzo volatile dei TEE, ritenuti inaffidabili e in alcuni casi troppo bassi per interventi complessi.

Fare efficienza nell'industria, quindi, non è semplice. Da una parte, la crisi dei TEE⁶³ scoraggia gli investimenti e, dall'altra, i grandi consumatori di energia e gas possono rimandare gli investimenti fintantoché possono accedere alle suddette agevolazioni sugli oneri di sistema.

62 Il meccanismo dei Certificati Bianchi prevede il rilascio di TEE all'azienda che svolge l'intervento e la loro negoziazione sul mercato, dove sono acquistati dai distributori di elettricità e gas (c.d. soggetti obbligati) da cui poi saranno ritirati alla fine dell'anno.

63 Questo meccanismo ha attraversato una crisi strutturale. Alla base di questo periodo di difficoltà si trovano alcune irregolarità dal lato offerta che hanno fatto aumentare i tassi di rigetto su tecnologie chiave. Questo si è andato ad aggiungere ad alcune criticità storiche, come una definizione rigida della baseline dei consumi e una governance complessa. Il decreto sui TEE pubblicato il 21 maggio 2021 va incontro agli operatori di EE e risolve alcune delle problematiche generate dal periodo di crisi, come la strutturale carenza di liquidità e la grande volatilità dei prezzi.

Inoltre, l'industria ha una scarsa propensione a fare interventi ambiziosi come quelli sul processo produttivo. Questo poiché sono percepiti come troppo onerosi, per le seguenti ragioni: i) comportano maggiori rischi per la produttività; ii) obbligano a interrompere la produzione per periodi di tempo (con il rischio di alti costi di riavvio dell'impianto); iii) richiedono ingenti investimenti upfront. Alla luce di queste criticità, il Governo ha varato nel 2014 il Piano Impresa 4.0 (oggi Transizione 4.0), che ambisce ad aumentare il livello di digitalizzazione dei processi produttivi e, solo indirettamente, anche l'EE dei processi. Questa misura è molto apprezzata dal comparto industriale per via del grande potere incentivante e della facilità di accesso per piccole e medie imprese.⁶⁴

Il settore è presidiato dalle ESCo perché necessita di elevate competenze tecniche e regolatorie, ma le utilities grazie ad alcune recenti operazioni di M&A, hanno già sviluppato un ruolo importante nel mercato. L'ingresso delle utilities sul mercato ha infatti portato a un consolidamento che ha visto nascere dei "campioni" dell'EE economicamente solidi e con elevate competenze. Inoltre, questi nuovi soggetti, grazie alla grande capillarità sul territorio e al rapporto di fiducia con il tessuto produttivo in cui sono calati, sono in grado di attivare progetti di EE più ambiziosi proponendo, ad esempio, contratti del tipo "Energy Performance Contracts", basati sulle prestazioni energetiche.

Le utilities, vista la loro natura industriale, possono inoltre rivolgersi verso le proprie attività per innescare percorsi di efficientamento. In particolare, nel settore idrico, dove la maggior parte degli interventi prevede già la possibilità di accedere ai Certificati Bianchi, e nella gestione dei rifiuti, dove si potrebbero legare gli incentivi di EE all'utilizzo di materie prime seconde.⁶⁵

Dal punto di vista economico-finanziario, la recente crisi dei TEE e il consolidamento del mercato hanno portato molti operatori ad affrancarsi dagli schemi di incentivo e ad appoggiarsi a investitori istituzionali per completare il finanziamento degli interventi. In questo ambito, le utilities possono appoggiarsi a importanti realtà del mondo bancario attivando green bond di medie-grandi dimensioni che prevedano investimenti di EE interni e nel comparto industriale. Questi attori possono veicolare un mix di soluzioni trasversali che vanno da quelle tipiche del processo in esame alle tecnologie ausiliarie, fino a competenze nell'IoT e della digitalizzazione dei processi produttivi.

In breve, le utilities devono fare leva sulle proprie competenze per offrire servizi di tipo consulenziale in ambito energetico, superando la logica commerciale della vendita del prodotto. Questo permette di proporre anche interventi innovativi, come l'introduzione di software intelligenti di gestione dei processi⁶⁶ e misure comportamentali.⁶⁷

64 È importante sottolineare che ci sono molte sovrapposizioni tra i TEE e il Piano Transizione 4.0. Sempre più spesso, infatti, le imprese, per aggiornare la strumentazione industriale, fanno ricorso al credito d'imposta, preferendolo ai TEE perché di più facile e sicuro accesso. I TEE, infatti, si configurano come molto complessi, in particolare per quanto riguarda la rigorosa misurazione dei consumi ex ante ed ex post dei risparmi. Al fine di risolvere questa evidente sovrapposizione tra le misure, le istituzioni si stanno muovendo per confermare la cumulabilità tra il credito d'imposta e i TEE, come riportato nel decreto suddetto. Ciò permetterà di ottenere significativi benefici come: avere maggiore certezza dei risparmi generati e ridare liquidità alla borsa dei TEE.

65 A riguardo si rimanda ai paragrafi 2.3 e 2.4, e alle proposte contenute al paragrafo 4.8.

66 Si veda il paragrafo 3.4.

67 Come mostrato nel paragrafo 3.5.

SETTORE RESIDENZIALE

Il settore residenziale è estremamente interessante in un'ottica di EE soprattutto per i recenti sviluppi normativi. A livello europeo, la strategia "Renovation Wave" ambisce a raddoppiare il tasso annuo di riqualificazione energetica nei prossimi 10 anni, oggi pari all'1% a livello UE. La strategia contiene un piano d'azione con misure concrete di regolamentazione, finanziamento e abilitazione per promuovere il rinnovamento degli edifici. Parte essenziale della Renovation Wave è la revisione della Direttiva sul rendimento energetico degli edifici (EPBD), in linea con la maggiore ambizione climatica del Green Deal europeo. La EPBD prevede già oggi, tra le altre cose, che a partire dal 1° gennaio 2021 tutti i nuovi edifici siano a consumi energetici quasi-zero (NZEB).

A livello nazionale è stato recentemente messo a consultazione il documento della Strategia per la Riqualificazione Energetica del Parco Immobiliare Nazionale (STREPIN). Questo contribuisce al raggiungimento dei target di decarbonizzazione al 2030 e al 2050 definendo il tasso annuo di riqualificazione "obiettivo" per il settore residenziale: 0,8% tra il 2020 e il 2030, 1,2% tra il 2030 e il 2040 e 1,2% tra il 2040 e il 2050. Questo obiettivo è quindi in linea con quanto previsto dal PNIEC in termini di riduzione dei consumi finali per il settore residenziale: 3,3 Mtep/anno al 2030.

Secondo la Commissione, la Renovation Wave potrebbe sbloccare interventi su un potenziale di circa 35 milioni di edifici, generare un incremento di 160.000 posti di lavoro nel settore delle costruzioni accompagnato da una riduzione di circa il 14% dei consumi energetici e del 60% delle emissioni climalteranti rispetto ai livelli 2015. A livello nazionale, secondo analisi Agici, sono infatti più di 1 milione i condomini che potrebbero beneficiare di un intervento di riqualificazione energetica e sismica. Di questi, più di 220.000 presentano un alto potenziale, poiché di medie e grandi dimensioni, antecedenti la prima regolazione delle performance energetiche (1975) e situati in zone climatiche ad alto fabbisogno termico (D, E, F) e ad alta vulnerabilità sismica (zone sismiche 1 e 2). Ipotizzando di intervenire su questa famiglia di condomini con interventi congiunti di efficientamento profondo e riqualificazione antisismica, si potrebbero generare investimenti nell'ordine di 245 miliardi di €.

In termini di benefici per la transizione ecologica, il residenziale può giocare un ruolo di primo piano, poiché alla riduzione dei consumi si accompagna anche una riduzione delle emissioni climalteranti e inquinanti (ad esempio, NOx e polveri sottili). Lo STREPIN stima che nel periodo 2005-2018 le misure di incentivo per l'EE nel comparto residenziale abbiano generato un risparmio energetico cumulato pari a circa 15,2 Mtep. Di questi, circa 12,1 Mtep sono legati a minori consumi di gas naturale. Questi risparmi si traducono in circa 38,9 Mton di CO₂ di emissioni evitate.

Gli interventi di EE in ambito residenziale hanno indubbi vantaggi. Dal punto di vista del condòmino, la crescita del valore degli immobili e la loro messa in sicurezza, mentre a un livello più alto si traducono nella riduzione degli impatti climatici e ambientali degli edifici. Inoltre, intervenire sugli edifici significa contribuire al rilancio del settore edile in forte crisi e quindi ridurre la disoccupazione. Infine, attraverso il ricorso agli incentivi, è possibile favorire l'emersione del lavoro nero con contestuali maggiori entrate per lo Stato.

Le agevolazioni fiscali sono lo strumento fondamentale per il successo di ogni iniziativa in questo ambito. In particolare, la misura dell'Ecobonus ha avuto un evidente effetto anticiclico sull'andamento del settore. Ciò è maggiormente valido per il periodo recente, grazie all'introduzione della cessione del credito e l'aumento delle aliquote per gli interventi sulle parti comuni degli edifici (condominiali), sia di efficienza che quelli volti a ridurre la vulnerabilità sismica. Esistono infatti diversi livelli di aliquote in proporzione al livello di ambizione dell'intervento

incentivato. Oltre alle detrazioni “classiche” al 50% e al 65%, destinate a interventi “semplici” di sostituzione di singoli elementi (come sull’impianto di riscaldamento e raffrescamento), recentemente sono state inserite aliquote più alte: 70% e 75% nel caso di interventi di sola EE sulle parti comuni dei condomini (Ecobonus) e 80% e 85% per interventi di EE e antisismici (Sismabonus). Nel 2019, con il Bonus Facciate è stata introdotta un’aliquota ulteriore, pari al 90%, per interventi di manutenzione e ritinteggiatura delle facciate.

Oggi queste aliquote sono state superate in portata e valore dal “Superbonus 110%”, la misura emergenziale introdotta dall’art. 119 del d.l. 34/2020 (d.l. Rilancio) per favorire la ripresa economica. Il Superbonus permette di detrarre il 110% delle spese sostenute per specifici interventi di riqualificazione energetica tra il 1° luglio 2020 e il 30 dicembre 2022 per i lavori nei condomini.⁶⁸ In aggiunta, è stata introdotta anche la possibilità, al posto della fruizione diretta della detrazione, di optare per lo sconto in fattura (contributo anticipato dai fornitori del servizio di riqualificazione) o di cedere il credito agli istituti di credito come banche e assicurazioni (art. 121). Il Superbonus è stato accolto molto positivamente dal mercato.

Come anticipato, il PNRR prevede per il Superbonus 18,4 miliardi di € di risorse addizionali, con l’obiettivo di efficientare più di 30 milioni di m² per una riduzione complessiva dei consumi pari a 191 ktep/a.

Un altro incentivo che può essere sfruttato ai fini della riqualificazione energetica in ambito residenziale è il Conto Termico, che prevede incentivi che variano dal 40% al 65% della spesa sostenuta. Nonostante questo incentivo sia paragonabile alle detrazioni più basse in termini di copertura dell’investimento, il Conto Termico è preferibile per quei casi in cui si intende sostituire un singolo elemento senza avere a che fare con la complessa burocrazia legata alle detrazioni. Inoltre, gli incentivi sono corrisposti dal GSE nella forma di rate annuali costanti della durata compresa tra 2 e 5 anni, o addirittura in un’unica soluzione se l’importo del beneficio non supera i 5.000 €.

Esistono diverse criticità legate agli interventi di EE nel residenziale. Innanzitutto, il processo decisionale nei condomini, che è farraginoso ed è ritenuto lo scoglio più grande nell’attivare progetti di EE. Oltre a questo, le detrazioni – e non solo il Superbonus – hanno una durata limitata e devono essere confermate di anno in anno dalla Legge di Bilancio, bloccando interventi più complessi che hanno bisogno di più tempo per essere realizzati. Questa criticità è stata già interessata da alcuni provvedimenti normativi: con la Legge di Bilancio 2018 le aliquote maggiori sono state convalidate per tre anni e il Superbonus ha una durata tra i 24 e i 30 mesi. Un ulteriore elemento ostativo è l’onere burocratico della misura, poiché per accedere all’incentivo è necessario raccogliere fino a 40 documenti, spesso non immediatamente disponibili né alle imprese né ai condòmini. Inoltre, diversi operatori, alla luce del boom di richieste attese dal Superbonus, hanno manifestato preoccupazione circa il procurement dei materiali e degli asset (ad esempio, impalcature) e della scarsa manodopera qualificata presente sul mercato; tutti elementi necessari per realizzare gli interventi.

Infine, il settore necessita di molte competenze articolate tra di loro per la varietà di interventi possibili e in alcuni casi molto diversi tra loro. Ogni edificio presenta infatti caratteristiche strutturali, estetiche e “sociali” peculiari; per tale ragione, è quasi impossibile standardizzare i progetti, e le tecnologie da applicare devono essere parametrizzate attentamente sulle esigenze dei condòmini.

68 Come previsto dal d.l. 6 maggio 2021 “Fondo Complementare”: la scadenza per gli IACP è al 31 dicembre 2023 (se al 60% dei lavori entro il 30 giugno 2023), al 31 dicembre 2022 per edifici plurifamiliari (se al 60% entro il 20 giugno 2022).

Il comparto oggi è dominato da piccoli installatori e imprese edili non qualificati che spesso non hanno né le competenze né le capacità finanziarie per proporre interventi articolati e complessi. In questo quadro le utilities, che sono dotate di alcune competenze fondamentali, devono costituirsi come System Integrator, in grado di mettere a sistema le diverse competenze di un insieme variegato di operatori. In questo business model, l'operatore gestisce direttamente come general contractor la contrattualizzazione dell'intervento e riceve la cessione del credito come primo cessionario. Il primo passo intrapreso dagli operatori è lo scouting delle opportunità sul territorio; ciò attraverso diversi canali: ufficio vendite interno, partnership strategiche con società di amministratori di condominio e campagne informative sui media.

Se la utility in questione non dovesse avere al proprio interno le competenze tecniche necessarie per portare avanti questo tipo di attività, può agire in due modi: o acquisire una società specializzata o creare una partnership in cui mette a disposizione le proprie risorse finanziarie e i propri canali commerciali. In generale, vista la complessità delle operazioni, è opportuno creare una business unit con personale dedicato full time a questa attività.

Entrare nel comparto della riqualificazione edilizia consente di creare un rapporto di fiducia con la domanda, qualificandosi come un fornitore di servizi per migliorare comfort e qualità della vita, oltre che come venditore di commodity. Infine, crea nuovi flussi di cassa solidi e consistenti basati sui crediti verso lo Stato eventualmente acquisiti dai clienti o, in casi di cessione a istituti di credito, l'immediata valorizzazione dei crediti (scontati sulla base del tasso di interesse offerto dall'istituto).

PUBBLICA AMMINISTRAZIONE

Secondo la Renovation Wave, la PA dovrebbe essere un esempio per i cittadini nell'adozione di misure per l'efficientamento energetico degli edifici e degli asset pubblici. Per questa ragione, la Commissione proporrà di estendere i requisiti di riqualificazione edilizia a tutti i livelli dell'amministrazione pubblica. Inoltre, per supportare le istituzioni pubbliche nel comprendere costi e benefici degli investimenti in EE sugli edifici della PA, la Commissione produrrà delle linee guida sul principio dell'"EE first". Infine, sarà valutata la possibilità di sviluppare criteri di Green Public Procurement per gli edifici pubblici come scuole e uffici, basati su considerazioni legati alla resilienza climatica e al ciclo di vita.

A livello nazionale, il PNIEC, in linea con quanto previsto a livello europeo, prevede di rafforzare gli strumenti di promozione dell'EE per la PA. Il PNIEC prevede un obiettivo generico per il settore terziario di circa 2,4 Mtep/anno di energia finale al 2030. Come mostrato dallo STREPIN, questo obiettivo può essere diviso tra terziario privato e pubblico (locale). Nel primo rientrano interventi su uffici privati, alberghi e strutture commerciali, per un obiettivo energetico al 2030 pari a 1,9 Mtep/anno e un tasso di riqualificazione medio di circa il 3,7%. I restanti 0,5 Mtep/anno dell'obiettivo ricadono sulla Pubblica Amministrazione e saranno ottenuti con interventi su uffici, scuole e ospedali, per un totale di circa 50 milioni di m² riqualificati al 2030.

Le misure inerenti il terziario pubblico e previste dal PNIEC sono le seguenti: Programma PREPAC, Fondo Nazionale per l'EE, Certificati Bianchi, Conto Termico, Criteri Ambientali Minimi, Fondo Kyoto, Politiche di Coesione, Fondo investimenti delle Amministrazioni centrali e Servizio integrato energia e luce – Consip. Molte di queste politiche hanno ambiti di applicazione che si sovrappongono e requisiti simili. Tuttavia, le due misure ideate esplicitamente per l'EE in ambito pubblico sono il Conto Termico e il PREPAC.

Il tema dell'EE nella PA è importante soprattutto se si considerano i consumi energetici a essa ascrivibili: si stima che il consumo elettrico della PA in Italia ammonti a circa l'8-10% di quello nazionale, mentre quello termico vale circa il 10-15%. I consumi energetici della PA sono dovuti essenzialmente ai tipici servizi energetici attivati negli edifici terziari: riscaldamento, produzione acqua calda sanitaria, condizionamento estivo, illuminazione, ascensori e ventilazione. A questi si aggiunge anche l'illuminazione pubblica.

Più nel dettaglio, i consumi sono particolarmente alti per gli ospedali (396 kWh/m² anno) mentre sono più contenuti per gli uffici della PA (164 kWh/m² anno) e le scuole (150 kWh/m² anno). Dall'analisi dello STREPIN è possibile dedurre i benefici in termini di emissioni di CO₂/anno se venissero raggiunti gli obiettivi di EE sulla PA presentati in precedenza: 1,2 milioni di tonnellate di CO₂ evitate tra il 2021 e il 2030.

Il Conto Termico è la misura principe per gli interventi di riqualificazione energetica e rinnovamento degli impianti di riscaldamento con fonti rinnovabili nel settore pubblico. In particolare, alla PA sono riservate risorse pari a 200 milioni di €/anno e un canale di accesso esclusivo attraverso le prenotazioni. Tra il 2013 e il 2019 sono state prenotate dalla PA risorse per 286 milioni di €, a fronte di 1.573 richieste.

Relativamente alla PA centrale, la Direttiva sull'EE (Art. 5) prevede un obbligo di efficientamento del 3% annuo della superficie degli immobili. L'Italia in questo senso ha sviluppato un Programma di Riqualificazione Energetica per gli edifici della PA Centrale (PREPAC) che sovrintende alla realizzazione degli interventi nelle strutture, ad esempio, dei ministeri, dei penitenziari e di altre istituzioni di rilievo nazionale. Il Programma sarà rifinanziato nel periodo 2021-2030 per raggiungere l'obiettivo di risparmio cumulato al 2030 di 0,1 Mtep di energia finale ottenuti riqualificando 3,2 milioni di m², con una spesa attesa per lo stato di 290 milioni di € (su 320 milioni di € di investimenti mobilitati). Tra il 2014 e il 2020 il PREPAC ha incentivato 195 progetti di riqualificazione energetica di edifici nella PA centrale, per un valore di 270 milioni di €.

Il PNRR alloca circa 13,5 miliardi di € in ulteriori risorse destinate alla riqualificazione del patrimonio edilizio pubblico. Le linee di intervento previste sono: interventi per resilienza, valorizzazione del territorio ed efficientamento energetico dei Comuni (6 miliardi di €), Piano di sostituzione di edifici scolastici e di riqualificazione energetica (0,8 miliardi di €), l'efficientamento di edifici giudiziari (0,4 miliardi di €), il programma safe, green and social per l'edilizia pubblica (2 miliardi di €), il piano di messa in sicurezza e riqualificazione dell'edilizia scolastica (3,9 miliardi di €). Molte di queste misure presentano delle sovrapposizioni e devono essere delineate ulteriormente per essere rese operative.

Nonostante la domanda di EE della PA sia grande, oggi gli interventi stentano a partire. Questo dipende da criticità presenti sia dal lato della domanda che da quello dell'offerta. La domanda della PA non si realizza adeguatamente principalmente perché sono assenti competenze tecniche ed economiche per pianificare correttamente i progetti più articolati; inoltre, la PA inserisce spesso nei contratti clausole per tutelarsi che si rivelano svantaggiose per gli operatori privati. In aggiunta, la PA preferisce appoggiarsi alle centrali di acquisto (primariamente Consip) poiché ciò permette di risparmiare tempo e costi di gestione delle gare e comporta enormi semplificazioni. Dal lato dell'offerta, molti operatori locali e liberi professionisti, poco strutturati e poco capitalizzati, propongono spesso progetti inadeguati alle esigenze della PA, dequalificando l'offerta. Inoltre, molti attori fanno proposte standard con misure parametriche che non convincono la PA, la quale apprezza maggiormente proposte di progetto personalizzate.

I potenziali fornitori di EE nella PA sono operatori molto diversi come dimensione e focus: piccoli installatori e manutentori, ESCo, centrali d'acquisto e società di servizi gestionali. In questo quadro, le utilities possono avere un ruolo pivotale poiché sono in grado di offrire al contempo tecnologie di EE e servizi di gestione dei vettori energetici negli edifici. Grazie allo stretto rapporto con la PA, spesso azionista e cliente commodity (gestione calore), la utility può proporre soluzioni integrate e personalizzate sulle specifiche necessità del cliente. Queste soluzioni comprendono solitamente più interventi molto diversificati tra loro ma che, sommati, garantiscono un risultato di EE ottimale (ad esempio, intervento sul cappotto di un edificio insieme alla sostituzione degli infissi e dell'impianto di riscaldamento con caldaie a condensazione; ristrutturazione totali).

Quando una PA decide di avviare un progetto integrato, l'intervento è troppo complesso per rientrare nelle categorie previste dalle centrali d'acquisto, in particolare Consip. Per tale ragione, è necessario stipulare un contratto a medio/lungo termine. Le utilities hanno a disposizione due percorsi per attivare questi contratti: partecipare a gare pubblicate dall'amministrazione o, analizzate le esigenze della PA, farsi promotori di un progetto che può comprendere sia gli interventi tecnologici che i servizi connessi. La discriminante tra queste due casistiche è la disponibilità finanziaria della PA. Se essa ha fonti di finanziamento in grado di sostenere un progetto di EE, allora procede di propria iniziativa e redige i documenti di gara a evidenza pubblica per un appalto; quando, invece, la sua disponibilità è insufficiente può richiedere il supporto di operatori privati tramite partenariati pubblico-privati (PPP) di iniziativa pubblica o di iniziativa privata.

Operativamente, anche in vista delle ingenti risorse allocate dal PNRR e dall'ondata di ristrutturazioni prevista dalla Commissione, le utilities possono, da una parte, specializzarsi nel modello del partenariato pubblico privato come promotore e, dall'altra, incrementare le proprie competenze attraverso operazioni di M&A di operatori locali ben inseriti che possano arricchire l'offerta e renderla customizzata sulle esigenze della PA. Questo potrebbe diminuire il tasso di mortalità dei PPP, attualmente all'80-90%, e accelerare la decarbonizzazione della PA locale.

































3.

LE 10 LINEE D'AZIONE
DELLE UTILITIES PER
DECARBONIZZARE IL PAESE

Come comparto, pur con tutte le differenze interne legate a dimensione e campo di attività, le utilities si trovano in una posizione privilegiata per contribuire in ambiti diversi al processo di decarbonizzazione e transizione ecologica del Paese. Questo in virtù di due caratteristiche comuni alle aziende di servizi pubblici. La prima è il legame storico con il territorio, che si traduce in una conoscenza profonda e in un patrimonio di relazioni e fiducia con i cittadini e le imprese. La seconda è la stretta connessione con le Amministrazioni Locali, spesso proprietarie di maggioranza delle aziende, che permette un contatto privilegiato e un coinvolgimento reciproco in progetti significativi per la transizione ecologica.

Lo scopo di questo Capitolo 3 è individuare le azioni concrete che le utilities hanno avviato, e che saranno chiamate a intensificare, per decarbonizzare le proprie attività e l'intero sistema Paese. A tal fine sono state individuate 10 linee d'azione trasversali alle aree d'attività delle utilities, che racchiudono i principali strumenti in loro possesso per contribuire alla transizione ecologica.

Queste sono:

- | | | |
|----|-------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | INCREMENTO DELL'IMPIEGO DELLE RINNOVABILI ELETTRICHE |    |
| 2 | SVILUPPO DEI GAS RINNOVABILI |     |
| 3 | SVILUPPO DEGLI STRUMENTI DI FLESSIBILITÀ PER IL MERCATO ELETTRICO |   |
| 4 | DIGITALIZZAZIONE DELLE RETI E DEGLI IMPIANTI |      |
| 5 | ADOZIONE DI MISURE COMPORTAMENTALI |      |
| 6 | ELETTRIFICAZIONE DEI CONSUMI |      |
| 7 | POTENZIAMENTO TELERISCALDAMENTO |    |
| 8 | EFFICIENTAMENTO ENERGETICO |     |
| 9 | ADOZIONE DI MODELLI CIRCOLARI |    |
| 10 | INFRASTRUTTURE PER LA MOBILITÀ LOW CARBON |   |

1. INCREMENTO DELL'IMPIEGO DELLE RINNOVABILI ELETTRICHE

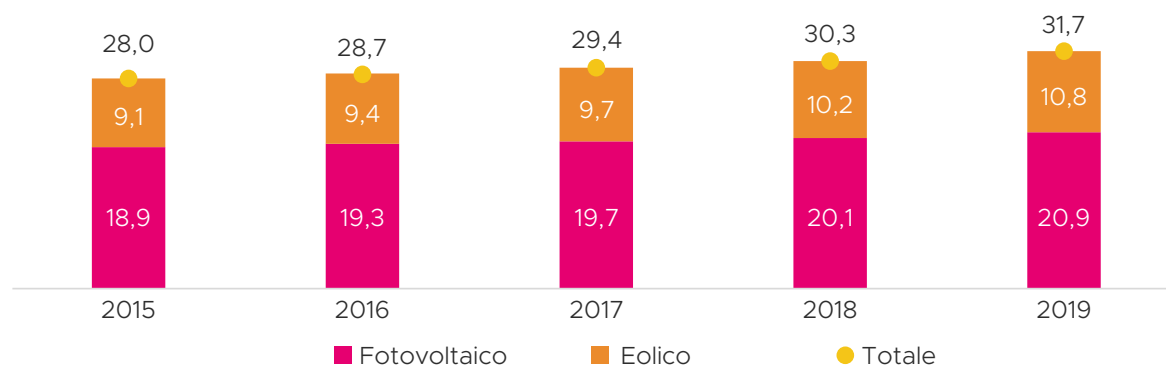


Per centrare gli ambiziosi obiettivi europei al 2030 e al 2050 di lotta al cambiamento climatico, le FER elettriche, principalmente eolico e fotovoltaico, avranno un ruolo essenziale. La produzione di energia elettrica, infatti, è uno dei settori industriali con il maggiore potenziale di riduzione delle emissioni di CO₂. Con la maggiore penetrazione della produzione rinnovabile, si stima una riduzione delle emissioni di CO₂ nel 2025 rispetto al 2018 del 17,7% e del 25,6% nel 2030 (così da raggiungere 256 Mton CO₂).⁶⁹

Lo sviluppo di fotovoltaico ed eolico in Italia ha seguito un andamento discontinuo: al travolgente picco degli anni 2010-2012, trainato da generose politiche incentivanti, sono seguiti anni di crescita modesta, inferiore a 1 GW annuo, raggiungendo nel 2019 i 31,7 GW installati (Figura 3.1). L'installazione di nuovi impianti è ancora oggi sostenuta da misure incentivanti, in particolare da meccanismi ad asta per gli impianti utility-scale.⁷⁰

FIGURA 3.1. CAPACITÀ INSTALLATA DI FOTOVOLTAICO ED EOLICO IN ITALIA, 2015-2019 (GW)

Fonte: elaborazione Agici su dati Terna



Il PNIEC indica dei target al 2030 di capacità e produzione specifici per tutte le FER elettriche:

- Idroelettrico 19.200 MW; 49,3 TWh;
- Geotermico 950 MW; 7,1 TWh;
- Eolico 19.300; 41,5 TWh;
- Solare 52000 MW; 73,1 TWh;
- Bioenergie 3760 MW; 15,7 TWh.

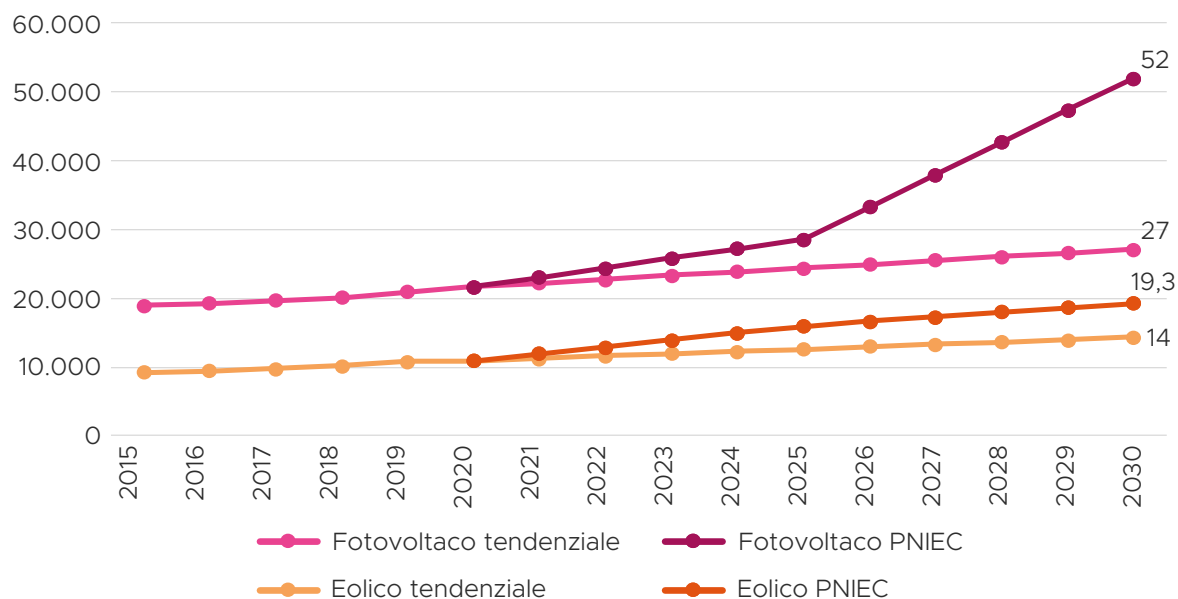
Al fine di raggiungere gli obiettivi, sarà necessaria un'accelerazione degli interventi volti ad accrescere la capacità rinnovabile: proseguendo con la traiettoria mantenuta nell'ultimo quinquennio, al 2030 si avrebbe un gap di 25 GW per il solare e di 5 GW per l'eolico, come mostrato in Figura 3.2. Il PNRR prevede alcuni investimenti e riforme per andare in questa direzione: in primis, la semplificazione delle procedure autorizzative per gli impianti rinnovabili, il principale scoglio alle nuove installazioni (per approfondimento si veda il paragrafo 4.1). Accanto a questa sono dedicate risorse a particolari tipologie di impianti: i) agro-voltaici, con l'ambizione di installare 1,04 GW di capacità aggiuntiva; ii) distribuiti, nel framework delle comunità energetiche, con un obiettivo di 2 GW; iii) innovativi, per un totale di 200 MW di sistemi di generazione offshore che combinano tecnologie innovative.

69 Nel 2010 tali emissioni in Italia si attestavano intorno ai 417 Mton e si sono già ridotte nel 2018 a 344 Mton.

70 Fonte: Agici (2020). Rapporto OIR. *Le strategie dei produttori FER in Italia e in Europa di fronte al duplice trilemma.*

FIGURA 3.2. TRAIETTORIE DI SVILUPPO DELLA CAPACITÀ RINNOVABILE

Fonte: elaborazione Agici su dati Terna e PNIEC



Accanto alla crescita delle nuove installazioni, sarà altrettanto necessario puntare sul revamping e repowering degli impianti esistenti. Il potenziale di questi interventi⁷¹ è estremamente rilevante nell'ottica del raggiungimento dei target al 2030, e riguarda tutte le FER:

- Solare: applicando interventi di ammodernamento a tutti gli impianti che superano i 10 anni, grazie a una generazione aggiuntiva tra i 2,5 TWh e i 9,3 TWh (a seconda che si eseguano interventi di revamping leggero o repowering con incremento della potenza) si otterrebbe un risparmio nel fabbisogno di nuova capacità al 2030 tra i 2 GW e i 7,4 GW;
- Eolico: grazie a interventi di reblading si otterrebbe un incremento della produzione di 2 TWh, che permetterebbe un risparmio di nuova capacità quantificabile in 1,1 GW. Con interventi più profondi di ricostruzione integrale, l'incremento sarebbe di 15,5 TWh, che si traduce in un risparmio di 8,6 GW;
- Idroelettrico: interventi di riprogettazione degli impianti con costi accessibili (100.000-200.000 €/MW) permettono guadagni di efficienza con incrementi della produzione che vanno dal 5% fino al 15-30% nei casi più favorevoli. Si potrebbe incrementare la produzione annua di circa 1,25 TWh in caso di stima prudente (+5% della produzione) e fino a circa 7,5 TWh in caso di stima ottimistica. Questo comporterebbe un risparmio di nuova capacità quantificabile in circa 570 MW in caso di stima prudente e 3.400 MW in caso di stima ottimistica;
- Geotermoelettrico: per questa tecnologia, più di nicchia, i costi di refurbishment sono elevati (mediamente 1,5-2 milioni €/MW) e difficilmente comprimibili. L'attuale meccanismo di incentivazione non consente di avviare un ampio piano di rinnovamento. Un'adeguata remunerazione potrebbe portare importanti benefici in termini di produzione, permettendo il recupero del declino dei campi e delle performances delle macchine, con un apporto nell'ordine di 0,2 TWh/anno.

⁷¹ Fonte: Agici (2018). Rapporto OIR. *Rinnovabili e obiettivi SEN 2030: come ottimizzare il parco esistente e promuovere nuovi investimenti in Italia*.

Data questa situazione, a tutti gli effetti definibile come una nuova fase per la generazione rinnovabile, si aprono grandi opportunità per gli operatori del settore, e in particolare per le utilities. Questo si deve in primo luogo alle competenze tecniche e industriali delle utilities nello sviluppo e nella gestione di impianti di generazione. In secondo luogo le utilities, attraverso le loro unità di trading, possono mettere in atto strategie di ottimizzazione tra produzione, vendita all'ingrosso e consumo.

Per i prossimi anni molte delle maggiori utilities italiane del settore hanno programmato importanti investimenti nello sviluppo di nuovi impianti fotovoltaici ed eolici. Diverse sono le strategie pianificate, quali:

- Acquisizione di pipeline di progetti. Si tratta di una strategia che ha una logica ben precisa: le utilities hanno una consolidata esperienza progettuale, ingegneristica e tecnica tale da consentire alle stesse di acquisire impianti in costruzione o ancora da sviluppare, sostenendo una spesa inferiore rispetto a quella che si sosterebbe per un impianto già operativo. Oltre agli aspetti puramente economici, l'acquisto di un progetto in fase di sviluppo permette all'acquirente di gestire la fase di costruzione, ottimizzando i progetti. Da ultimo va considerato il tema del permitting: data la lentezza e l'incertezza del processo autorizzativo, acquisire società che hanno già ottenuto i permessi per la realizzazione dei progetti comporta una riduzione del rischio a carico della utility;
- Acquisizione di impianti esistenti. Questa risponde a una logica di accelerazione della crescita nel settore con l'obiettivo di ottimizzare gli asset sotto diversi profili (O&M, procurement, trading). Ciò va a beneficio dell'azienda ma anche dell'intero sistema;
- Azioni di revamping e repowering degli impianti esistenti, volti a migliorare la performance ed estendere la vita utile;
- Sviluppo di impianti incentivati attraverso i meccanismi ad asta in vigore (approfonditi nel paragrafo 4.2);
- Sviluppo di impianti in market parity. Anche se gli operatori continuano a preferire la partecipazione a procedure competitive ad asta, negli ultimi anni l'interesse verso la market parity è aumentato. Nel 2019, infatti, in Italia risultano in pipeline 140 MW eolici e 1,3 GW fotovoltaici non sostenuti da incentivi pubblici.⁷²

Le scelte delle utilities sulle strategie da perseguire per incrementare la capacità FER sono influenzate dai meccanismi di incentivo e a loro volta ne determinano la sostenibilità economica per la collettività. Da questo punto di vista è chiaro che lo sviluppo di impianti in grid parity rappresenta un'opzione a costo zero per la collettività; tuttavia è impensabile che questa da sola permetta di raggiungere i target. Rispetto alla taglia degli impianti, lo sviluppo di impianti utility-scale incentivati è vantaggioso rispetto alla generazione distribuita in termini economici (per il fotovoltaico si stima⁷³ che il costo di investimento in impianti utility-scale, a parità di capacità, sia la metà rispetto a quello in impianti di taglia residenziale). Lo sviluppo e la gestione dei grandi impianti inoltre sono storicamente un core business per le utilities, ed è ragionevole ipotizzare che esse continueranno a muoversi in questa direzione, includendo tuttavia la generazione distribuita tra i servizi per i propri clienti.

Infine, le utilities possono incrementare la capacità rinnovabile nell'ottica di decarbonizzare le proprie operations in altre filiere, in particolare nel settore idrico e dei rifiuti: si rimanda per approfondimenti ai paragrafi 2.3, 2.4 e 4.10.

⁷² Dati riferiti a tutte le aziende, non solo utility italiane. Fonte: Enervis (2020). *Status quo: market parity of PV and Onshore Wind in Europe*.

⁷³ Fonte: stime Agici.

2. SVILUPPO DEI GAS RINNOVABILI



I gas rinnovabili – biometano, metano sintetico, idrogeno (i cui processi di formazione sono introdotti nella sezione 2.2) – giocheranno un ruolo centrale nel processo di decarbonizzazione del settore energetico. È difficile immaginare, sia nel medio ma anche nel lungo termine, che il sistema energetico possa fare a meno di questi vettori e reggersi solo sull'elettricità rinnovabile. In un sistema sempre più caratterizzato da fonti intermittenti, i vettori gassosi rinnovabili hanno il grande pregio di poter essere facilmente stoccati e consumati nel momento del bisogno e saranno lo strumento per decarbonizzare i settori c.d. hard-to-abate (su tutti: industrie energivore e trasporti pesanti).

In riferimento allo sviluppo dei gas rinnovabili si possono individuare due linee d'azione diverse per le utilities: la produzione di biometano attraverso modelli circolari di impiego dei rifiuti di diverso tipo e quella di idrogeno e metano sintetico tramite il power-to-gas. Queste opportunità differiscono sotto molti aspetti, tra cui l'orizzonte temporale e le tipologie di utilities che sono potenzialmente coinvolte.

La produzione di biometano rappresenta un sentiero di sviluppo nell'immediato e riguarda le utilities attive non solo nel settore gas, ma anche nella gestione dei rifiuti e del servizio idrico, per via della possibilità di impiegare la frazione organica dei rifiuti (FORSU) e i fanghi di depurazione nel processo produttivo. I benefici del biometano in ottica di decarbonizzazione sono duplici: la sostituzione del metano fossile col biometano permette mediamente di evitare tra l'80 e l'85% delle emissioni di CO₂, e il trattamento dei rifiuti che ne costituiscono la materia prima permette di evitare altre emissioni di gas serra. Il caso più rilevante in questo senso è rappresentato dal biometano prodotto attraverso la digestione anaerobica delle deiezioni animali, che permetterebbe di evitare buona parte delle emissioni in atmosfera di metano e ammoniaca associate all'allevamento.

Il D.M. 2 marzo 2018 ne incentiva la produzione per l'uso nei trasporti (attraverso il sistema dei CIC) e senza specifica destinazione d'uso (attraverso Garanzie d'Origine – GdO). Con questo strumento, nel 2020 sono stati incentivati 83 milioni di m³ immessi in rete, livello ancora molto lontano dalla quantità massima incentivabile fissata a 1,1 miliardi di m³/anno. Un punto centrale per incrementare la produzione di biometano è l'upgrading degli attuali impianti biogas (ammessi all'incentivo secondo il D.M. 2 marzo 2018): in Italia sono operativi circa 2.000 impianti di biogas, dei quali l'80% in ambito agricolo, con una potenza elettrica installata di circa 1400 MW. La riconversione di questi impianti, insieme all'upgrading e alla costruzione di nuovi impianti, permetterebbero una produzione di biometano tra i 2,3 e i 2,5 miliardi di m³/anno (circa il 3,5% della domanda nazionale di gas) e l'abbattimento di circa 13,5 Mton CO₂.⁷⁴

A oggi, il periodo per accedere agli incentivi è limitato al 31 dicembre 2022, fattore che, insieme alla lentezza della fase autorizzativa, rischia di compromettere la realizzazione di nuova capacità produttiva, che difficilmente risulta economica in assenza di incentivo. Il PNRR prevede degli interventi per porre rimedio a questa problematica, estendendo la durata dell'applicazione dell'incentivo e prevedendo un supporto finanziario per gli investimenti sostenuti per la realizzazione degli impianti (il tema è approfondito in dettaglio nel paragrafo 4.6).

74 Fonte dati e stime: Assolombarda (2020). *La filiera del biometano*; PNRR.

La produzione di idrogeno e metano sintetico tramite power-to-gas presenta dei profili di opportunità molto diversi. Innanzitutto, l'orizzonte temporale non è sul breve, ma sul medio-lungo periodo: il processo di diffusione di questa tecnologia è oggi in fase embrionale, non solo a livello italiano. Sotto il profilo economico, gli investimenti previsti per installare la capacità produttiva sono ingenti, dato il basso livello di maturità della tecnologia, e il ritorno economico è ancora incerto data la domanda limitata.

Le *linee guida del MiSE per la strategia nazionale sull'idrogeno* definiscono un obiettivo al 2030 di penetrazione dell'idrogeno nel mix energetico al 2%, che permetterà una riduzione delle emissioni di 8 Mton CO₂. Il vettore acquisirà una sua centralità al 2050, quando si prevede che potrà rappresentare fino al 20% della domanda energetica finale.

Un punto fondamentale per lo sviluppo del power-to-gas sarà la sua integrazione nel settore energetico: per alimentare l'elettrolisi sarà necessario installare nuova capacità rinnovabile o riuscire a sfruttare capacità esistente in una chiave di over-generation (alimentando l'elettrolizzatore quando l'energia prodotta non è richiesta dalla rete). Questo apre scenari nuovi per i produttori di energia da FER, tra cui le utilities, ma richiederà un quadro regolatorio e di supporto chiaro.

Infine, un tema cruciale sarà legato al trasporto del vettore: oggi l'idrogeno può essere immesso nell'infrastruttura di distribuzione e trasporto solo in miscela con il gas naturale (c.d. *blending*) in una concentrazione ridotta (5-10%). La possibilità di immetterlo puro nelle reti e gli interventi di adeguamento necessari saranno sicuramente valutati negli anni a venire. Una soluzione tecnologica che sta emergendo è quella della "metanazione" dell'idrogeno, ovvero della combinazione di H₂ con la CO₂ per ottenere un metano c.d. sintetico che possa essere immesso in rete e impiegato come sostituto perfetto del gas naturale. A questo scopo si possono ricercare sinergie con il settore del biogas e biometano: la CO₂ che viene prodotta nell'upgrading del biogas in biometano, invece di essere rilasciata in atmosfera, potrebbe essere reimpiegata per questo fine, in una logica completamente circolare.

3. SVILUPPO DEGLI STRUMENTI DI FLESSIBILITÀ PER IL MERCATO ELETTRICO



Come anticipato nel paragrafo 2.1, l'elettrificazione dei consumi finali (civili e per i trasporti) determinerà nei prossimi anni una crescita elevata della punta di carico elettrico che, combinata alla crescita delle FER, accentuerà le criticità associate alla gestione dei picchi di domanda giornalieri e stagionali. Ciò conferma la necessità di sviluppare in modo crescente strumenti di flessibilità volti a coprire la variabilità della produzione delle fonti non programmabili.⁷⁵ In questo senso, gli strumenti per la flessibilità sono un tassello fondamentale nel processo di decarbonizzazione del settore elettrico. Questi possono essere divisi convenzionalmente in due categorie: gli strumenti più "tradizionali", ampiamente sviluppati dalle utilities, e le nuove soluzioni.

Rientrano nella prima categoria:

- Gli impianti termoelettrici a gas. La generazione a gas rappresenta attualmente l'unica fonte in grado di garantire l'accumulo stagionale. Nello scenario sopra delineato, tale fonte sarà chiamata sempre più a fornire servizi di flessibilità caratterizzati da rapidità di intervento per coprire la variabilità e non programmabilità della produzione di eolico e fotovoltaico

75 Fonte: Terna, Snam, Documento di Descrizione degli Scenari 2019.

sia a livello giornaliero che infra-giornaliero.⁷⁶ Al proposito, e data la necessità di sostituire gli impianti a carbone, nel PNIEC si stima al 2030 un fabbisogno di nuovi impianti a gas per circa 5 GW. Inoltre, l'utilizzo del gas naturale contribuisce a ridurre le emissioni in atmosfera sostituendo i combustibili fossili più inquinanti. Infatti, a parità di energia utilizzata, l'anidride carbonica prodotta dalla combustione del gas naturale corrisponde al 25-30% in meno rispetto ai prodotti petroliferi e al 40-50% in meno rispetto al carbone;⁷⁷

- Gli impianti idroelettrici. Lo storage idroelettrico costituisce la soluzione più matura fra le tecnologie di accumulo esistenti sul mercato, con una capacità complessiva installata di 7.244 MW. Tali impianti, infatti, sono in grado di fornire la massima capacità disponibile nelle ore di più alto carico, assicurata dal riempimento degli invasi a monte nelle ore di basso carico.⁷⁸ Per i prossimi anni, al fine di garantire la stabilità del sistema elettrico, sarà necessario incrementare l'utilizzo degli impianti esistenti e svilupparne di nuovi. Nel PNIEC si stima un fabbisogno di nuovi impianti di accumulo, sia idroelettrici che elettrochimici, di 1 GW al 2023 e di 6 GW al 2030. L'alimentazione dei sistemi di pompaggio esclusivamente attraverso l'energia rinnovabile prodotta in eccesso, inoltre, permette di evitare le emissioni di CO₂ per l'intero processo.

Gli impianti fin qui presentati sono già presenti nel parco di generazione delle utilities attive nella generazione elettrica. La sfida nei prossimi decenni, oltre al mantenimento in efficienza dell'esistente e allo sviluppo della capacità richiesta dagli obiettivi, sarà di trovare dal punto di vista tecnico ed economico soluzioni per garantirne e ampliarne la profittabilità nel contesto della transizione energetica.

Fanno parte, invece, delle nuove soluzioni, rese possibili dall'apertura regolatoria⁷⁹ e dallo sviluppo tecnologico:

- Sistemi di storage elettrochimico. L'abbinamento di sistemi di storage a impianti eolici e fotovoltaici permette di bilanciare e ripristinare la frequenza del sistema elettrico tramite l'erogazione di servizi ancillari;
- L'aggregazione delle risorse distribuite. I servizi ancillari, oltre che dalle risorse FER abbinate a sistemi di accumulo elettrochimico, possono essere offerti dalle risorse distribuite. È questo il caso del Virtual Power Plant (VPP), ossia l'unione, attraverso l'infrastruttura digitale, di una serie di risorse distribuite: impianti di generazione, consumatori residenziali e industriali, accumuli, punti di ricarica dei veicoli elettrici. Grazie alla combinazione di tali risorse, un VPP può generare energia tramite tre modalità: aumentando la produzione dei suoi impianti distribuiti, diminuendo i consumi degli utenti collegati o entrambe le cose contemporaneamente;⁸⁰
- Power-to-gas. Pur trattandosi di progetti ancora in fase embrionale, il power-to-gas consentirà nel medio-lungo termine di stoccare l'energia rinnovabile prodotta in eccesso, riducendo inoltre le criticità legate all'overgeneration.⁸¹

76 Fonte: Terna, Snam, Documento di Descrizione degli Scenari 2019.

77 Fonte: https://www.snam.it/it/sostenibilita/responsabilita_verso_tutti/utilizzo_del_gas_naturale.html

78 Fonte: PNIEC.

79 Delibera di ARERA 300/2017 che ha introdotto la possibilità, per le unità di consumo e produzione, di partecipare al MSD attraverso l'aggregazione.

80 Fonte: Agici (2020). Rapporto OIR. *Le strategie dei produttori FER in Italia e in Europa di fronte al duplice trilemma.*

81 Il tema è trattato nel Capitolo 2 (paragrafi 2.1 e 2.2) e nel Capitolo 3 (paragrafo 3.2).

Tali nuove soluzioni, oltre a contribuire alla stabilità del sistema elettrico, si caratterizzano per l'assenza di emissioni di CO₂ durante i relativi processi. A differenza delle tecnologie più mature, lo sviluppo di tali nuovi business è iniziato da pochi anni, perciò il mercato potenziale è ancora molto ampio e potenzialmente aggredibile, oltre che dalle utilities anche da nuovi player che entrano sul mercato dell'energia. Le utilities potranno sfruttare tuttavia alcuni vantaggi competitivi derivanti dalla conoscenza del mercato, un portafoglio di impianti e clienti ampio e la sinergia con la gestione dell'infrastruttura di rete (elettrica, ma anche gas per quanto riguarda il power-to-gas).

4. DIGITALIZZAZIONE DELLE RETI E DEGLI IMPIANTI



La digitalizzazione è una delle principali frontiere che le utilities stanno affrontando in tutti i loro campi d'azione: dalla generazione elettrica, alle reti di distribuzione elettriche e gas, agli impianti delle aree ambiente e idrico, fino alle funzioni orizzontali quali vendite e relazioni con i clienti e i processi interni di gestione e controllo. L'obiettivo è il perseguimento del paradigma della utility digitale, le cui decisioni strategiche e operative non sono più frutto di analisi ex post dei fenomeni aziendali, ma sono sempre più supportate in tempo reale da un'integrazione dei dati provenienti dalle varie unità e integrate in un approccio "big data", applicando il modello della "data driven organisation". Alcuni esempi di strumenti di digitalizzazione in senso lato sono: sensoristica avanzata e dispositivi Internet of Things (IoT), l'advanced analytics, la robotica e i droni, la blockchain, le connessioni veloci (5G e fibra), la stampa 3D, il cloud computing.

La digitalizzazione ha un potenziale indiretto di riduzione delle emissioni (per le utilities e non solo), derivante soprattutto dal suo ruolo di supporto allo sviluppo del settore energetico, poiché favorisce l'integrazione delle rinnovabili e l'efficientamento degli impianti. I suoi possibili impatti sono anche di tipo diretto, consentendo ad esempio un sempre maggiore lavoro da remoto e riducendo quindi le emissioni da trasporto. Complessivamente, l'impatto globale della digitalizzazione sulle emissioni industriali è stato stimato in 12 miliardi di tonnellate di CO₂eq al 2030: questo dato è legato alla pervasività della digitalizzazione, che ha un ruolo abilitante per la maggior parte delle tecnologie che abiliteranno la riduzione futura delle emissioni.

Tra le aree di business delle utilities, la generazione e distribuzione di energia elettrica è sicuramente quella in cui gli approcci di digitalizzazione sono più sviluppati: come discusso nel paragrafo 2.1, il paradigma della rete elettrica digitalizzata (smart grid) è in grado di abilitare maggiore penetrazione delle FER, servizi di demand-response, sistemi di ricarica intelligente per i veicoli elettrici, e più in generale è un prerequisito per l'accesso a servizi di bilanciamento da parte di risorse di generazione e storage distribuite. A ciò si aggiungono vantaggi sulla qualità del servizio, con la riduzione delle interruzioni e del downtime, e risparmi derivanti dal migliore sfruttamento delle reti e degli impianti esistenti, che riducono la necessità di investimenti in nuovi impianti e di manutenzioni straordinarie. Il risparmio in termini di costi operativi da approcci digitali nel mercato elettrico è stimato in circa il 25%, a cui è legato un miglioramento del 20-40% di indicatori relativi a sicurezza, affidabilità, soddisfazione dei clienti e compliance regolatoria.⁸² La digitalizzazione di impianti di generazione e reti elettriche, inoltre, permette in media un allungamento di 5 anni della loro vita utile.⁸³

82 McKinsey (2018). *The Digital Utility: new challenges, capabilities, and opportunities*.

83 International Energy Agency (2017). *Digitalisation and Energy*.

Le utilities hanno ora l'opportunità, oltre a proseguire lo sviluppo degli approcci digitali qui citati, da una parte, di estenderli ad altre fasi del valore dell'energia elettrica e, dall'altra, di replicarli nelle altre aree di business di propria competenza, in particolare all'impiantistica e alle reti per idrico e rifiuti. Per quanto riguarda la gestione degli impianti, la "smartizzazione" tramite installazione di sensori e adozione di approcci IoT permette di effettuare controlli più accurati sui parametri di funzionamento, consente la loro automazione e, grazie anche a intelligenza artificiale e machine learning, permette di ottenere dati e opzioni di controllo più precisi e puntuali su tutte le fasi della produzione, fino alla creazione di un duplicato digitale (digital twin) dell'infrastruttura da utilizzare anche per la programmazione.

Sono diversi gli esempi di applicazioni ormai consolidate delle tecnologie IoT. Nella distribuzione del gas ad esempio, Italgas ha dotato i propri tecnici sul campo di dispositivi indossabili da montare sul casco così da avere le mani libere per visualizzare informazioni, trasmesse in modalità "assisted reality".⁸⁴ In ambito idrico, i sensori sono cruciali in diverse fasi della gestione della risorsa, ad esempio: sensori wireless per il monitoraggio del livello di riempimento dei serbatoi⁸⁵ e delle fognature; sensori multi-parametro (ad esempio, torbidità, pH, sostanze disciolte, temperatura, salinità, flusso) per valutare in più punti e in tempo reale la qualità dell'acqua e prevenire usura eccessiva delle condotte; sensori per identificare contaminanti nella fase di trattamento delle acque reflue e dirigere i flussi verso i sistemi più adatti per il loro trattamento.⁸⁶ Nel comparto dei rifiuti è stata sperimentata l'installazione di sensori di riempimento nei cestini, i cui dati sono utilizzati per programmare lo svuotamento sulla base dell'effettivo bisogno, prevenendo le situazioni di eccessivo riempimento o occlusione dei bidoni.⁸⁷

Oltre a queste applicazioni sta crescendo l'importanza degli smart meter, originariamente introdotti per la telelettura e la telegestione dei contatori di energia elettrica e adesso in fase di estensione anche a gas e acqua. Ciò è dovuto all'evoluzione delle tecnologie di comunicazione che permettono di collegare i sensori a distanza grazie a chip a bassissimo consumo. L'ARERA ha pertanto introdotto obblighi progressivi di messa in servizio degli smart meter gas (Delibere 631/2013/R/gas, 554/2015/R/gas e 501/2020/R/gas) e avviato indagini conoscitive sull'attività di misure nel servizio idrico con, al contempo, l'avvio di progetti di sperimentazione multiservizio.⁸⁸

Tutto ciò permette di sviluppare:

- Monitoraggio avanzato delle infrastrutture al fine di ridurre le inefficienze, come, nel caso dell'idrico, l'individuazione delle perdite o, nel caso dei rifiuti, il tracciamento dei materiali;
- Approcci di manutenzione predittiva che, da una parte, riducono gli interventi di manutenzione non necessari e, dall'altra, prevengono i guasti assicurando maggiore uptime degli impianti;
- Logiche di funzionamento più flessibili grazie alle informazioni e al telecontrollo in tempo reale;
- Previsioni di produzione più puntuali, che permettono anche di accedere a nuovi mercati (ad esempio, nel caso dell'energia, a migliori nuove strategie di trading);
- Maggiore consapevolezza del cliente finale in relazione ai propri consumi.⁸⁹

84 <https://iotbusinessnews.com/2020/02/19/50555-italgas-chooses-realwears-hmt-1z1-wearable-solution-to-boost-performance-of-its-field-services/>

85 <https://www.biz4intellia.com/level-monitoring-solution/>

86 <https://www.wateronline.com/doc/how-can-the-water-industry-benefit-from-iot-technology-0001>

87 <https://www.a2asmartcity.it/district/smart-bin/>

88 <https://www.arera.it/it/operatori/smartmetering.htm>

89 Fondamentale per attivare le misure comportamentali, si veda il prossimo paragrafo.

Alla digitalizzazione delle infrastrutture si accompagna, per le attività a mercato, anche una digitalizzazione nel rapporto con i clienti: il mercato dell'energia è già sulla strada di una profonda trasformazione che passa dall'utilizzo di canali digitali per il contatto e il supporto ai clienti, fino alla fornitura di servizi digitali integrati, come ad esempio l'integrazione della domotica nell'offerta energetica. Questa tendenza, che applica il modello dell'enertech,⁹⁰ risponde anche alla crescente concorrenza sui mercati dei servizi da parte di operatori provenienti dal mondo della tecnologia o delle telecomunicazioni, ed è presumibile che dal mercato dell'energia si estenderà progressivamente anche alle altre linee di business delle utilities, compresi idrico e ambiente.

Per catturare le opportunità derivanti dalla digitalizzazione, le utilities possono seguire alcune principali linee d'azione:

- Aggiornare gli impianti e le infrastrutture permettendo la produzione di dati e il controllo remoto;
- Integrare tali dati in sistemi di controllo e gestione integrati e cloud;
- Ristrutturare la cybersecurity per la transizione a un modello di utility digitale;
- Cavalcare la rivoluzione digitale nella fornitura dei servizi ai clienti e nel rapporto con gli utenti finali, anche aprendosi a nuovi mercati (enertech).

Un ostacolo agli investimenti in digitalizzazione è legato ai profili di remunerazione degli investimenti, come discusso al successivo punto 4.5 relativamente alle reti elettriche: la stessa criticità si pone anche per gli investimenti nei mercati regolati dell'idrico e dei rifiuti; tuttavia, è bene ricordare che i miglioramenti in efficienza operativa possono in molti casi rappresentare un business case sufficiente per l'implementazione di approcci digitali. A prescindere dai profili di remunerazione, però, il sostegno alla trasformazione digitale è stato riconosciuto come uno dei principali obiettivi di sviluppo per il Paese nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza: la missione 1 "Digitalizzazione, Innovazione, Competitività e Cultura" offre un totale di quasi 50 miliardi di €, di cui 30,57 miliardi focalizzati nello specifico sulla digitalizzazione, innovazione e competitività nel sistema produttivo. Spiccano in particolare i 13,4 miliardi dedicati allo strumento Transizione 4.0, cui le utilities potranno accedere per finanziare parte degli investimenti in digitalizzazione.

5. ADOZIONE DI MISURE COMPORTAMENTALI



Le misure comportamentali sono politiche, azioni e strategie comunicative che orientano l'agire delle persone a cui sono rivolte, nella fattispecie, verso comportamenti sostenibili. Sono iniziative puntuali e specifiche, solitamente limitate nel tempo ma applicabili in più contesti, che hanno come fine quello di indirizzare le scelte dei soggetti verso determinate opzioni. Queste iniziative si basano sul concetto di *nudge* introdotto dall'economista Richard Thaler.⁹¹ Le misure comportamentali sono lo strumento per coinvolgere i cittadini nella transizione ecologica. In questo senso, le utilities possono sfruttare le proprie conoscenze tecniche e la propria diffusione sul territorio per creare un contesto in cui i cittadini siano messi nelle condizioni di fare le scelte sostenibili in modo semplice.

90 Per enertech si intende la fornitura di servizi energetici tramite piattaforme digitali integrate, con progressiva integrazione di servizi che esulano dalla semplice fornitura di energia elettrica.

91 Richard Thaler, Cass Sustein (2008). *Nudge – La spinta gentile*.

Le misure comportamentali sono efficaci in particolare per intervenire su azioni che solitamente non sono osservabili o la cui osservazione è costosa (ad esempio, l'uso della risorsa idrica) e che pertanto non possono essere oggetto di obblighi e divieti o incentivi economici puntuali. La diffusione di dispositivi IoT, approfondita nel paragrafo 3.4, funge da abilitatore di azioni sui comportamenti: grazie alla possibilità di misurare in tempo reale e di comunicare con gli utenti, le utilities sono in grado di inviare dei *nudge* che spingano verso un comportamento sostenibile.

Un esempio pratico riguarda i consumi termici: le utilities possono generare significativi risparmi energetici introducendo termostati intelligenti nelle case dei propri clienti (ad esempio, Nest, Tado, Netatmo). Queste tecnologie connesse sono in grado di analizzare i pattern di consumo degli inquilini e, da una parte, offrire un resoconto sui consumi permettendo di individuare sprechi e inefficienze, dall'altra, ridurre i consumi mantenendo alti i livelli di comfort sulla base degli usi rilevati (ad esempio, quando non si è in casa o durante la notte).⁹²

Un altro esempio viene dall'ambito idrico, dove si sono diffuse le "cassette dell'acqua" che offrono un'alternativa concreta all'acquisto di acqua in bottiglia. Il successo di questo tipo di iniziativa, che va avanti da più di 20 anni ed è diffusa su tutto il territorio nazionale, si basa sul risolvere il nodo della scarsa fiducia verso l'acqua pubblica. Il gestore, infatti, presenta l'acqua delle cassette come un prodotto diverso, affidabile e "buono", migliore di quella del rubinetto e più economica di quella in bottiglia.

Le misure comportamentali sono anche alla base dell'applicazione di modelli di economia circolare alla fase del consumo: una riduzione nel consumo di materia, ad esempio allungando la vita utile dei prodotti e contribuendo a riciclo di maggiore qualità e quantità, passa da un coinvolgimento dei cittadini a tutti i livelli.

I benefici delle spinte gentili in termini di sostenibilità possono essere significativi e, in alcuni casi, queste misure possono essere una valida alternativa a interventi più complessi. Ad esempio, da uno studio del 2017 su un campione consistente di case inglesi (principalmente monofamiliari) è emerso che i termostati intelligenti dotati di un software sperimentale che agisce direttamente sui comportamenti degli utenti ("seasonal saving") hanno permesso di ottenere risparmi pari all'8% dei consumi di gas, a un costo *upfront* di sole 279 sterline.⁹³ A titolo di confronto, i risparmi ottenuti realizzando una riqualificazione energetica delle superfici verticali opache dell'edificio sono pari al 13,2%, a fronte di un costo pari a 8.000 sterline (e un *payback time* di 112 anni).

6. ELETTRIFICAZIONE DEI CONSUMI



L'elettrificazione dei consumi è individuata sia dal PNIEC che dalla Strategia di lungo termine come un elemento centrale per la transizione ecologica, dal momento che, se è combinata a un'elevata penetrazione delle FER nel mix energetico, permette sostanzialmente di decarbonizzare gli usi energetici.

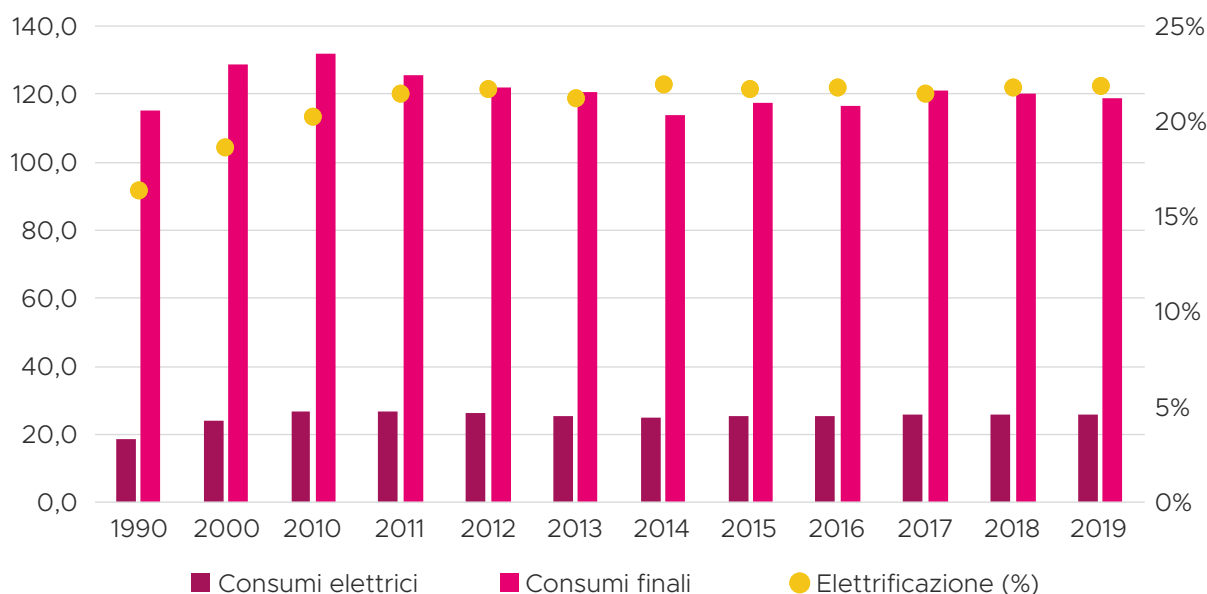
⁹² <https://www.bi.team/wp-content/uploads/2017/11/311013-Evaluating-Nest-BIT-Exec-Tech-Summaries.pdf>

⁹³ Tuttavia, è importante ricordare che ogni iniziativa di natura comportamentale è estremamente sensibile verso le condizioni del campione su cui è attivata. Per tale ragione, i risultati potrebbero non essere immediatamente trasferibili tra geografie diverse. Per maggiori informazioni si rimanda all'approfondimento sulle misure comportamentali contenuto nel Rapporto CESEF 2018 (Gilardoni, Clerici, Montanaro, Pilati (2018). *L'evoluzione dell'efficienza energetica in Italia. Nuove Policy, Consolidamento del mercato e misure comportamentali*)

È un processo che in modo molto lento e graduale è già in atto in Italia da diversi decenni (Figura 3.3), ma che dovrà accelerare in modo molto sensibile nell'ottica di completa decarbonizzazione al 2050: la LTS pone come obiettivo il raggiungimento del 65% di elettrificazione dei consumi per gli usi civili (residenziale, servizi, agricoltura) e del 50% per gli usi nell'industria e nei trasporti.

FIGURA 3.3. ELETTRIFICAZIONE DEI CONSUMI FINALI

Fonte: elaborazione Agici su dati Eurostat



Da un punto di vista tecnologico e dei costi, l'elettrificazione infatti non si prospetta come una soluzione applicabile a tutti i consumi energetici, almeno nel breve periodo. I consumi industriali, in particolare nei settori energivori hard-to-abate (acciaio, cemento, vetro,⁹⁴ ecc.), sono complessi e costosi da elettrificare, così come il trasporto su gomma di lunga percorrenza e quello aereo e navale.

In sostanza, nel breve e medio periodo l'elettrificazione riguarderà gli usi energetici civili (riscaldamento, cottura e acqua sanitaria) e la mobilità. In questo senso, le utilities potranno svolgere un ruolo centrale per quanto riguarda la diffusione del vettore elettrico nei consumi residenziali e nel parco auto (si consideri che il parco auto è responsabile del 70% circa delle emissioni per trasporti su strada).

Nei consumi residenziali, il vettore elettrico potrà incrementare la propria penetrazione in tre ambiti: cottura, acqua sanitaria e riscaldamento. Quest'ultimo è l'uso più rilevante in termini quantitativi e dunque quello che potenzialmente può sbloccare i maggiori benefici in termini di riduzione delle emissioni. Oggi appena il 2% dei consumi per riscaldamento è coperto da elettricità. In uno scenario di decarbonizzazione, si stima che il 70% delle abitazioni possa arrivare a impiegare una pompa di calore elettrica come impianto principale. Il mercato potenziale è enorme e, come già evidenziato nel paragrafo 2.6, le utilities godono di una posizione privile-

94 Anche se non mancano sperimentazioni sull'utilizzo di forni di fusione a induzione, tecnologie al plasma o a raggi infrarossi e microonde da utilizzare in questi settori. (Fonte: *Strategia nazionale di lungo termine*)

giata per eseguire gli interventi dato il loro legame con i clienti e la capacità di mettere a sistema diverse competenze. Il vero ostacolo, per l'elettrificazione di tutti i consumi residenziali e in particolare del riscaldamento, sta nella necessità di sostituire i dispositivi e il costo associato: oggi il Superbonus 110% sopperisce a questa problematica ma, in assenza di uno schema di supporto stabile, in futuro il tema si riproporrà.

Per quanto riguarda la mobilità, oggi le auto elettriche ricoprono solo una nicchia di mercato, ma dovranno raggiungere rispettivamente, al 2030 e 2050, i 6 milioni e 19 milioni di unità per raggiungere gli obiettivi dichiarati di decarbonizzazione. Per le utilities questo apre diverse opportunità: l'installazione e gestione dell'infrastruttura di ricarica (si veda la sezione 3.10), ma anche la possibilità di offrire servizi legati alla gestione del veicolo, incluse forme di leasing e/o noleggio.⁹⁵

Rispetto al tema della mobilità, esiste anche un'azione che ha rilevanza per la decarbonizzazione interna delle utilities, ovvero l'elettrificazione delle flotte aziendali. Si tratta di un intervento trasversale tra le filiere (l'impatto è maggiore per l'area rifiuti e ambiente, che prevede il movimento frequente dei mezzi), che può essere introdotto potenzialmente da tutte le utilities.

7. POTENZIAMENTO DEL TELERISCALDAMENTO



I sistemi di teleriscaldamento (TLR) rappresentano una delle tecnologie che più possono contribuire alla decarbonizzazione dei centri urbani, poiché permettono la riduzione delle emissioni grazie all'introduzione di una produzione centralizzata, soprattutto nel settore del calore che è tuttora energivoro e inquinante (si veda Capitolo 1).

In Italia, il TLR interessa circa 210 città, con una volumetria totale riscaldata di 366 m³ e una lunghezza delle reti di circa 4.550 km nel 2019. Si tratta di un settore ancora relativamente poco sviluppato se si pensa che copre il 3% della domanda residenziale, contro una media europea del 12,4% per il 2017, e che genera un risparmio di 0,5 Mtep di energia primaria fossile e di 1,7 Mton di CO₂eq di emissioni. In termini di fonti di energia utilizzate, circa il 73% (1,4 Mtep) viene da combustibili fossili, il 27% (0,5 Mtep) da energie rinnovabili, in larga prevalenza biomasse.⁹⁶ La maggioranza delle infrastrutture è concentrata nell'Italia centrosettentrionale, in particolare in Lombardia e Piemonte, che rappresentano il 68% della volumetria teleriscaldata sul territorio nazionale. Il 95% dell'energia erogata è utilizzata per il riscaldamento degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria (ACS), mentre la parte rimanente è impiegata nella produzione di calore di processo per il settore industriale. Il 67% dell'energia termica è dedicata al settore residenziale, il 30% a quello terziario e il 2% nel settore industriale, con la particolarità che alcune reti servono più settori contemporaneamente.⁹⁷

Negli ultimi vent'anni, il TLR ha registrato una crescita importante – trainata da alcune realtà come Torino e Milano – che ha fatto triplicare la volumetria riscaldata e quadruplicare il numero di km di rete (Figura 3.4), grazie soprattutto agli investimenti delle utilities operanti nei relativi territori. Tuttavia, anche altre città importanti come Verona, Monza, Bergamo, Brescia

⁹⁵ Un pioniere in questo campo è stato Octopus Energy, che nel Regno Unito offre tariffe mensili che includono il noleggio del veicolo e l'energia per ricaricarlo.

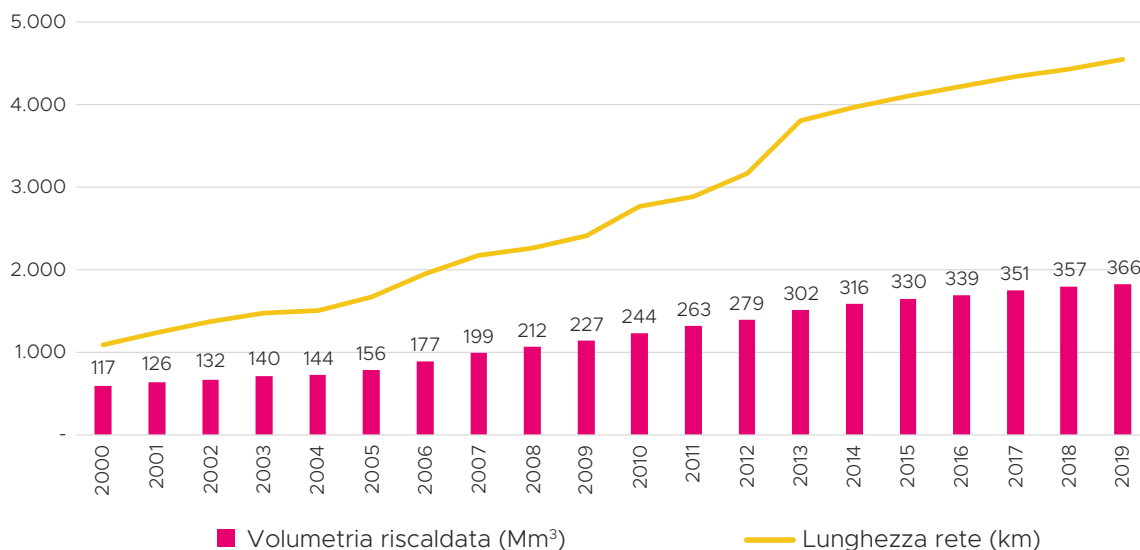
⁹⁶ Si veda Mollisi (2020). *Il Partenariato Pubblico Privato (PPP) come soluzione per l'efficientamento dei "servizi a rete": il caso del teleriscaldamento*; AIRU (2020). *Annuario 2020*.

⁹⁷ Si veda GSE (2015). *Valutazione del potenziale nazionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente*.

e Aosta hanno contribuito a questo trend positivo, a testimonianza delle opportunità per le utilities nei contesti urbani. Complessivamente, negli ultimi dieci anni, si è inoltre assistito a una transizione da fonti fossili a rinnovabili, con quest'ultime utilizzate come fonti di base. Rifiuti Urbani Residuali, bioenergie, geotermia e solare termico sono cresciute nel mix energetico, così come il recupero del calore industriale.

FIGURA 3.4. EVOLUZIONE DELLA LUNGHEZZA DELLA RETE E DELLA VOLUMETRIA RISCALDATA DEL TLR IN ITALIA

Fonte: elaborazione Agici su AIRU (2020)



Nonostante questi dati incoraggianti e la continua installazione di nuove reti nel resto d'Europa, il 2019 si deve considerare necessariamente come un anno di stallo in Italia, a causa dell'incertezza normativa e all'efficacia non ottimale dei meccanismi di incentivazione esistenti per il settore, come Conto Termico, Certificati Bianchi e FNEE. Tuttavia, il TLR presenta opportunità importanti secondo diversi studi a livello nazionale.

Secondo il GSE, il potenziale economicamente sostenibile di incremento dell'energia erogata da TLR è di circa 4 TWh, per un'estensione delle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento a livello nazionale pari a circa 900 km aggiuntivi rispetto agli attuali, con investimenti addizionali quantificabili in 1 miliardo di € al 2030.⁹⁸ Più recentemente si è parlato, sempre in una logica di minimizzazione del costo complessivo del sistema, di 38 TWh effettivamente servibili da sistemi di TLR basati su calore di recupero (22 TWh), geotermia (11 TWh), cogenerazione (3 TWh) e solare termico (2 TWh). Tali dati, se confrontati con i 9,1 TWh distribuiti a oggi, evidenziano un potenziale che supera di quattro volte l'attuale quota e che permetterebbe un risparmio di emissioni climalteranti pari a 5,7 Mton di CO₂eq (equivalente allo spegnimento di circa 4 milioni di caldaie autonome). A ciò corrisponderebbe una riduzione delle emissioni da NO_x e di particolato, equivalente rispettivamente all'eliminazione dalla circolazione di oltre 100.000 e 1 milione di veicoli. È necessario sottolineare che intervenire contemporaneamente solo su pochi grandi Comuni – in particolare Roma, Torino e Milano – permetterebbe il raggiungimento del 25% del potenziale.⁹⁹

98 Si veda: PNIEC (2019).

99 Si veda: Politecnico di Torino e Politecnico di Milano (2020). *Valutazione del potenziale di diffusione del*

Risulta chiaro che le utilities si presentano come gli attori naturali nello sviluppo del TLR, in parte perché sono già i maggiori operatori in questo ambito, in parte perché spesso hanno contezza di fabbisogni energetici del territorio e di possibili sinergie con altri settori (come quelli dei rifiuti e della generazione elettrica) grazie alla loro presenza su più business. Inoltre, esse sono nelle condizioni per implementare anche il cosiddetto TLR di quarta generazione, caratterizzato dal basso livello di temperatura del fluido termovettore e dal ruolo che potrebbero giocare impianti integrati composti da accumuli termici, solare termico, CAR, pompe di calore centralizzate e reti. Infine, forti delle competenze in ambito di efficienza energetica, esse potrebbero promuovere interventi implementati contemporaneamente sul lato della domanda (riqualificazione energetica degli edifici) e dell'offerta (diminuzione delle temperature d'esercizio sia per i sistemi già in funzione che per le nuove reti di TLR in quartieri esistenti).

Il PNRR stanZIA circa 200 milioni di € per lo sviluppo del TLR efficiente attraverso un bando che sarà gestito dal MiTE. In particolare, gli interventi si concentreranno nelle aree urbane con lo sviluppo di 330 km di reti nuove ed esistenti, e la costruzione di impianti o connessioni al fine di recuperare calore residuo per 360 MW. Ciò permetterebbe, a regime, di ottenere benefici energetico-ambientali pari a 20 ktep di energia primaria fossile risparmiata e 40 kton CO₂ di emissioni di gas serra evitate nei settori non-ETS ogni anno (circa il 7% dell'intero potenziale nazionale sfruttabile).

8. EFFICIENTAMENTO ENERGETICO



L'efficienza energetica (EE) è un tassello fondamentale della transizione ecologica e interessa tutti i settori economici. Oggi l'EE è sempre più centrale nelle politiche di decarbonizzazione sia europee (ad esempio, European Green Deal e Renovation Wave) che nazionali (PNIEC) e, al contempo, sono ingenti le risorse allocate sia in ambito pubblico (PNRR e incentivi) che privato.¹⁰⁰ In questo quadro, le utilities sono chiamate a efficientare le proprie attività e possono giocare un ruolo centrale nella diffusione dell'EE. Esse hanno tutte le caratteristiche per veicolare soluzioni di EE in modo efficace, facendo leva sulla capillarità delle proprie reti infrastrutturali e commerciali, sulle competenze tecniche e sulle risorse finanziarie.

A un'analisi degli impatti della crisi economica sul comparto dell'EE, è emerso con forza come le utilities più resilienti siano quelle con ampia diversificazione delle competenze e delle attività. In particolare, quelle attive su tutti e tre gli ambiti menzionati nel paragrafo 2.6 (residenziale, industria e PA) hanno potuto ridirigere le proprie energie sulle opportunità offerte dal Superbonus 110%, rivedendo le proprie operazioni e modello di offerta in attesa che gli interventi di efficientamento nei settori industriale e PA ripartissero.

Alla base di questa flessibilità c'è un percorso di consolidamento basato su operazioni di M&A in diversi comparti che permette di adottare una strategia ampia e diversificata sull'EE per cogliere tutte le opportunità.

teleriscaldamento efficiente sul territorio nazionale.

¹⁰⁰ A riguardo si rimanda a: Gilardoni, Clerici, Montanaro, Pasquini, Pupino, Scino (2021). Rapporto CESEF 2020. *Il mercato dell'efficienza energetica. Policy, strategie post-crisi e modelli di finanziamento innovativi.*

Nel dettaglio dell'industria, la utility può fare leva sulle proprie competenze per attivare servizi di tipo consulenziale. Basandosi sulle proprie conoscenze in ambito generativo e gestionale maturate internamente e attraverso progetti e acquisizioni sul mercato, le utilities possono coadiuvare il percorso di decarbonizzazione del settore produttivo nazionale. In particolare, le utilities possono approfittare dei generosi incentivi per la digitalizzazione dei processi produttivi previsti dal Piano Transizione 4.0, affiancandogli il ricorso ai TEE. Ciò al fine di massimizzare la sostenibilità finanziaria e ambientale degli interventi. In aggiunta, è di fondamentale importanza diversificare la pletera di clienti e di comparti interessati, raggiungendo quindi le PMI, a oggi ancora poco interessate dall'EE, e attivando progetti sul SII (ad esempio, l'aggiornamento degli impianti, il relay layout delle reti e la riduzione delle perdite), dei rifiuti e su vettori alternativi come l'idrogeno. Questo senza dimenticare gli interventi storicamente incentivati nell'industria, come gli interventi sul layout impiantistico, che sono però rimasti esclusi dal novero dei progetti ammessi ai TEE negli ultimi 3 anni.

L'ambito residenziale sta diventando sempre più centrale nelle strategie delle utilities, a causa della normativa molto incentivante già a partire dal 2018 e coronata dal Superbonus 110% nel 2020. Inoltre, il comparto ha significativi margini di crescita e le utilities possono fare la differenza coordinando la crescita di operatori qualificati attraverso network di imprese e altri attori (ad esempio, commercialisti, auditor, asseveratori). Le utilities devono costituirsi come "system integrator" offrendo un ventaglio di interventi sistemici basati sulla riqualificazione energetica profonda (ad esempio, cappotti, pompe di calore, teleriscaldamento), ma integrati con altri elementi fondamentali, come interventi antisismici, fonti rinnovabili (ad esempio, fotovoltaico), digitali e di mobilità (ad esempio, colonnine condominiali). Questo approccio permette di costruire una relazione nuova con i clienti, fidelizzandoli, e garantendo un flusso di ricavi costante basato sul credito fiscale all'azienda.

Le utilities hanno la capacità e le competenze per proporre progetti articolati alla PA e, inoltre, beneficiano di maggiore fiducia rispetto ad altri operatori per la loro presenza sul territorio. Queste caratteristiche gli permettono di attivare progetti complessi. Ad esempio, in ambito di valorizzazione del patrimonio immobiliare possono promuovere interventi che coniugano diversi aspetti: edili (ad esempio, cappotto, sostituzione serramenti, coibentazione sottotetti); termici (ad esempio, riqualificazione centrali termiche, sostituzione generatori di calore); elettrici (ad esempio, riqualificazione illuminazione interna ed esterna); FER (ad esempio, solare termico, biomassa, fotovoltaico e pompe di calore); manutenzione e gestione e fornitura energia termica ed elettrica. Questo è possibile solamente andando oltre la centrale di acquisto, attivando PPP con la concessione di servizi in project finance. I vantaggi di queste iniziative sono noti anche agli investitori istituzionali, che ricercano attivamente progetti di EE sulla PA per la sicurezza dei flussi di cassa. Le utilities inoltre sono interlocutori privilegiati per la solidità e le competenze finanziarie, ma anche per la conoscenza dell'iter normativo e burocratico richiesto per attivare questo tipo di investimenti.

9. ADOZIONE DI MODELLI CIRCOLARI



Come discusso nel paragrafo 2.4, esistono diverse opportunità per le utilities nel campo dell'economia circolare. Queste fanno riferimento in primis alla gestione efficace del ciclo dei rifiuti; tuttavia, oltre ai progressi sull'attività "tradizionale" di gestione dei rifiuti, le utilities si trovano davanti alla sfida della circolarità in senso lato, che si estende anche ad altre filiere attraverso lo sviluppo di modelli di business basati sul riuso, riparazione, riqualificazione, remanufacturing, re-purposing, la collaborazione con i produttori per sviluppare l'ecodesign e la partecipazione in esperienze di simbiosi industriale, condivisione di asset e fornitura di product as a service.

Nella gestione dei rifiuti, per contribuire alla riduzione delle emissioni, le utilities dovranno proseguire lungo linee d'azione “storiche”, che rimangono prioritarie: i) l'adozione sempre più capillare della raccolta differenziata; ii) lo sviluppo della capacità di trattamento; iii) la riduzione del ricorso a discarica; iv) lo sviluppo di impianti di valorizzazione energetica dei rifiuti e il drastico miglioramento delle performance ambientali di quelli esistenti. Queste offrono infatti sicure opportunità di riduzione delle emissioni, in larga parte derivanti proprio dalla riduzione del ricorso a discarica, responsabile della quasi totalità delle emissioni del settore (18 Mton di CO₂eq al 2018, in Italia).

Per quanto riguarda gli approcci di economia circolare in senso lato, stimare il potenziale di decarbonizzazione è meno agevole, in quanto fa riferimento a molti approcci e tecnologie eterogenei. Una stima approssimativa focalizzata sugli elementi non energetici dell'economia circolare, e quindi escludendo sviluppo delle rinnovabili ed efficienza energetica, individua un potenziale di riduzione complessivo a livello italiano nell'ordine dei 9-17 Mton di CO₂eq al 2030 (2-4% dello scenario di base di riferimento per gli obiettivi europei di decarbonizzazione) e di 34-62 Mton al 2050 (10-18% dello scenario base).¹⁰¹ Nel medio periodo, quindi, un aumento del riciclo e del trattamento dei rifiuti e la relativa eliminazione del ricorso a discarica possono portare forti miglioramenti in termini di emissioni, ma nel lungo periodo questi benefici sono potenzialmente superati da quelli ottenibili da approcci circolari estesi.¹⁰²

Per catturare questo potenziale, le utilities hanno a disposizione diverse opportunità, dettagliate nel Position Paper di Utilitalia “*Utilities, protagoniste nella transizione ecologica: la sfida dell'economia circolare*” (2021). Le principali opportunità e linee d'azione sono di seguito riportate:

- Nell'area dell'idrico, sviluppo di servizi per il recupero delle acque reflue, recupero dei fanghi di depurazione per la produzione di gas, energia o materiali, e gestione avanzata dei processi per evitare scarti;
- Nell'area ambiente, sviluppo di processi di recupero di rifiuti per destinarli a riuso, refurbishment e remanufacturing, e sviluppo di impianti e tecnologie di riciclo e recupero innovativi;
- Nell'area energia, fornire servizi per modelli condivisi come le comunità di energia rinnovabile o servizi all-inclusive innovativi come quelli dell'energy as a service, e sviluppare stream di recupero specifici per gli impianti energetici (in particolare, per pannelli fotovoltaici e pale eoliche a fine vita);
- Come iniziative orizzontali: l'utilizzo di materie prime seconde in impianti e beni di consumo, l'adozione di approcci Cradle to Cradle¹⁰³ per i prodotti funzionali, approcci di prolungamento della vita utile degli impianti, quadri di condivisione degli asset industriali, la fornitura di prodotti e servizi innovativi per la sharing economy, e la partecipazione a piattaforme di simbiosi industriale.

Le azioni prioritarie per lo sviluppo di tali approcci sono:

- Adozione di programmi di “circularizzazione” del business;
- Sviluppo di nuovi business e prodotti orientati alla circolarità;
- Partecipazione a piattaforme di collaborazione, ad esempio per lo sviluppo di modelli di business congiunti o di rapporti con i produttori per ecodesign finalizzato a riparabilità e riciclabilità;

¹⁰¹ Elaborazione Agici sulla base di Trinomics (2018). *Quantifying the benefits of circular economy actions on the decarbonisation of EU economy*.

¹⁰² Tuttavia, è bene notare come la stima dell'impatto dell'economia circolare fa riferimento a tutti i settori economici e non solo a quelli direttamente riconducibili all'attività delle Utility.

¹⁰³ Letteralmente “dalla culla alla culla”, si intende un approccio alla progettazione di sistemi che trasforma i processi produttivi nell'ottica di preservare e valorizzare gli ecosistemi e i cicli biologici della natura.

- Adozione di strumenti di misurazione e certificazione della circolarità come strumento di accountability e trasparenza verso gli stakeholder;
- Miglioramento delle performance di riciclo.

10. INFRASTRUTTURE PER LA MOBILITÀ LOW CARBON



La decarbonizzazione del settore dei trasporti passa necessariamente attraverso la sostituzione dei fuel derivanti da prodotti petroliferi, che oggi coprono il 92% del consumo, con altri più sostenibili. Le opzioni per la sostituzione nel breve periodo ricadono sull'elettricità e il gas naturale (compressato-GNC o liquefatto-GNL), meglio se rinnovabile (si veda il potenziale ruolo per il biometano nei trasporti, trattato nel paragrafo 2.2). Le due alternative non sono esclusive, ma complementari, in quanto si adattano a decarbonizzare ambiti diversi della mobilità: tendenzialmente, l'elettricità costituirà il vettore principale nei prossimi decenni per il trasporto passeggeri, mentre il gas avrà un ruolo nel trasporto merci.

La diffusione su larga scala di queste fonti di alimentazione richiede la presenza di una rete capillare di rifornimento (gas) e ricarica (elettricità), e le utilities potranno giocare una parte importante nella costruzione di queste infrastrutture.

Il mercato più ampio riguarda la diffusione del vettore elettrico: i piani per la decarbonizzazione prevedono 6 milioni di auto elettriche al 2030 (PNIEC) e 19 milioni al 2050 (LTS). Una penetrazione così ampia, da raggiungere in tempi relativamente rapidi (oggi in Italia circolano 113.000 auto elettriche, di cui 60.000 BEV e 53.000 PHEV¹⁰⁴), richiederà da un lato un ampio ricorso alla ricarica domestica (si stima che la metà dei possessori di auto elettrica installerà una wall-box), ma dall'altro l'installazione di una rete pubblica di ricarica. Il fabbisogno al 2030 è stimato dal PNIRE (Piano Nazionale per l'Infrastruttura di Ricarica Elettrica) in 110.000 punti di ricarica, quindi circa 55.000 colonnine. In Italia oggi sono presenti 19.325 punti di ricarica in 9.709 stazioni pubbliche,¹⁰⁵ di cui il 19% "lente" (potenza erogata < 7 kW), il 77% "quick" e "fast" (potenza tra 7 e 44 kW) e infine appena il 4% di "ultra-fast" (potenza < 44 kW).

In meno di dieci anni sarà necessario quindi quintuplicare l'infrastruttura esistente, raggiungendo anche le aree oggi sostanzialmente escluse (solo il 20% delle colonnine è installato al Sud e nelle Isole). Se fino a oggi l'installazione delle colonnine è stata a opera di pochi operatori ed è stata concentrata nei grandi centri urbani, è necessario che nel prossimo decennio la rete diventi più capillare anche nei piccoli centri e lungo le autostrade, così da abilitare gli spostamenti di lungo raggio. In questo senso si possono identificare spazi di mercato diversi per le utilities: in una prima fase – i prossimi 2-3 anni – la domanda sarà ancora molto concentrata nelle città, ma in seguito per il prosieguo del decennio (e oltre) le opportunità saranno diffuse sul territorio. La prima fase vedrà chiamate in causa soprattutto le grandi utilities con una presenza forte nelle aree metropolitane¹⁰⁶, mentre la seconda fase vedrà protagoniste anche utilities di dimensioni inferiori, che potranno sfruttare la propria capillarità e il legame col territorio per installare e gestire l'infrastruttura al di fuori dei grandi centri.

104 BEV: Battery electric vehicle, o veicoli elettrici puri. PHEV: Plug in Hybrid Electric Vehicle, veicoli con doppia alimentazione, che possono viaggiare sia in elettrico che con un motore termico.

105 Fonte: Motus-E.

106 Si ricorda che il PNRR supporta con un contributo del 40% i costi sostenuti per l'installazione di 21.355 punti di ricarica, di cui 13.755 nelle città.

Rispetto al gas naturale, l'Italia è il Paese in Europa in cui questo è più diffuso come fuel, con 980.000 auto circolanti, e un'infrastruttura che comprende 1.393 distributori di GNC. Il mercato delle auto a metano, dopo anni di crescita tra il 2010 e il 2015 (in cui le immatricolazioni di auto a gas si attestavano al 5% del totale), nell'ultimo quinquennio ha rallentato. Ciononostante, l'infrastruttura di rifornimento è cresciuta di circa 200 unità negli ultimi due anni. Ma le prospettive più interessanti di crescita riguardano il comparto dei mezzi pesanti: dal 2016 a oggi, in meno di 5 anni, si è diffuso da zero un parco di oltre 2.458 mezzi a GNL, mentre i mezzi a GNC sono cresciuti del 47%, raggiungendo le 3.178 unità (su un parco di circa 200.000 mezzi). L'infrastruttura di rifornimento per i mezzi GNL presenta ancora enormi spazi di mercato, in cui le utilities possono inserirsi: oggi le stazioni sono solo 97. Trattandosi di infrastrutture che servono mezzi dedicati al trasporto merci, la loro localizzazione dovrà essere strategica sul territorio, in prossimità delle grandi arterie e dei distretti produttivi.

Infine, in una prospettiva di lungo periodo, l'idrogeno ricoprirà un ruolo per sostituire i mezzi pesanti a diesel, sia per il trasporto merci che per gli autobus (e i treni). Anche in questo caso, le utilities potranno essere coinvolte nello sviluppo dell'infrastruttura, in questo caso anche associabile alla produzione del carburante stesso. Il PNRR include una linea d'azione volta a finanziare la creazione di 40 stazioni di rifornimento (localizzate in particolare lungo gli assi Torino-Trieste e Modena-Brennero), stimando che i veicoli merci di lunga percorrenza a idrogeno potrebbero arrivare a pesare fino al 5-7% del totale al 2030.

4.

LE PROPOSTE DI POLICY
PER “FAR CORRERE”
GLI INVESTIMENTI
DELLE UTILITIES NELLA
TRANSIZIONE ECOLOGICA

Fin qui si sono descritti gli obiettivi legati alla decarbonizzazione e alla transizione ecologica, sottolineandone gli impatti sulle utilities e gli interventi che esse potranno svolgere per contribuire al loro raggiungimento. L'elemento fondamentale perché questi sforzi abbiano successo è un quadro regolatorio e di policy chiaro, che sia di supporto – e non di ostacolo – verso gli investimenti nelle tecnologie che permetteranno lo svolgimento della transizione.

Si riportano di seguito le proposte di policy ritenute essenziali affinché il percorso di decarbonizzazione intrapreso dalle utilities possa accelerare. Queste hanno orizzonti temporali diversi, a partire dall'immediato fino ai prossimi due decenni, e un focus che può essere specifico per una determinata filiera (ad esempio, il mercato elettrico renewables fit) o trasversale a più ambiti (green procurement).

- | | | |
|----|-------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | SNELLIMENTO DELLE PROCEDURE AUTORIZZATIVE |  |
| 2 | PROSECUZIONE E RILANCIO DELLE ASTE PER LE FER |  |
| 3 | MERCATO ELETTRICO RENEWABLES FIT |  |
| 4 | PROSECUZIONE DEL MERCATO DELLA CAPACITÀ |  |
| 5 | REMUNERAZIONE PREMIANTE PER INVESTIMENTI IN RETI ELETTRICHE SMART |  |
| 6 | NUOVI INCENTIVI PER I GAS RINNOVABILI |      |
| 7 | NUOVA REGOLAZIONE PER LE RETI GAS DEL FUTURO |  |
| 8 | RILANCIO DEL SISTEMA CERTIFICATI BIANCHI |  |
| 9 | ARMONIZZAZIONE DEGLI INCENTIVI PER L'EFFICIENTAMENTO ENERGETICO DEGLI EDIFICI |  |
| 10 | INCENTIVI ALLE ENERGIE RINNOVABILI NEL SETTORE IDRICO |  |
| 11 | REGOLAMENTAZIONE E PROMOZIONE DEL RIUTILIZZO DELL'ACQUA DEPURATA |  |
| 12 | TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA CIRCOLARE (TEEC) |  |
| 13 | GREEN PROCUREMENT |       |



1. SNELLIMENTO DELLE PROCEDURE AUTORIZZATIVE

La semplificazione delle procedure è un tema trasversale, rilevante per tutti i settori delle utilities. Le lungaggini nella realizzazione delle opere sono una delle principali criticità degli investimenti pubblici in Italia. In questo paragrafo ci focalizziamo sullo snellimento delle autorizzazioni riguardanti gli impianti rinnovabili, data l'importanza delle FER nel processo di decarbonizzazione.

Al fine di sostenere la crescita della generazione da FER che oggi procede a rilento, così da garantire il raggiungimento degli obiettivi al 2030 previsti dal PNIEC¹⁰⁷ e consentire la decarbonizzazione, è necessario semplificare le procedure di autorizzazione per gli impianti rinnovabili e sviluppare un quadro di autorizzazione omogeneo. L'Italia, infatti, presenta tempistiche autorizzative molto lunghe a causa, in particolare, di vincoli ambientali e delle numerose integrazioni richieste dai vari enti partecipanti alla Conferenza dei Servizi, che causano spesso la sospensione del procedimento, con implicazioni sulla obsolescenza delle tecnologie. A ciò si aggiunge una scarsa comunicazione tra i diversi soggetti competenti e tra i diversi livelli istituzionali; l'assenza di scambio di informazioni rilevanti ai fini della procedura, infatti, non consente di avere un quadro complessivo delle varie fasi della stessa. Infine, per alcune tipologie di impianto, rilevante è l'alta opposizione sociale e a volte anche istituzionale, quale ad esempio quella della Soprintendenza per i Beni Culturali.

A tal proposito, il PNRR individua alcune azioni volte alla semplificazione delle procedure di autorizzazione per gli impianti rinnovabili. In particolare, il Piano prevede:

- La creazione di un quadro normativo semplificato e accessibile per gli impianti FER;
- La semplificazione delle procedure per la realizzazione di impianti di generazione di energia rinnovabile offshore;
- La semplificazione delle procedure di impatto ambientale;
- La condivisione a livello regionale di un piano di identificazione e sviluppo delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti di energie rinnovabili.

Dei passi avanti in merito alla razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative sono stati fatti con il d.l. n. 77 del 31 maggio 2021 (il cosiddetto nuovo decreto semplificazioni).¹⁰⁸ Il decreto, infatti, ha apportato modifiche riguardanti il procedimento di valutazione di impatto ambientale (VIA), con l'obiettivo principale di ridurre le tempistiche (in particolare, nell'ambito dei procedimenti di verifica di assoggettabilità a VIA e di rilascio del provvedimento unico ambientale e per i progetti del PNRR e del PNIEC).¹⁰⁹ Inoltre, il Decreto vuole facilitare le procedure autorizzative che riguardano: la produzione di energia da fonti rinnovabili, impianti di produzione e accumulo di energia elettrica, il repowering degli impianti esistenti. Nello specifico, le principali novità riguardano i seguenti aspetti:

- La partecipazione del Ministero della Cultura al procedimento unico per gli impianti localizzati in aree sottoposte a tutela ai sensi del d.l. n. 42/2004;

107 Il PNIEC prevede un aumento della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili al 30% del consumo finale lordo fino al 2030 e al 22% del consumo finale lordo di energia nei trasporti. Si richiede l'installazione di nuove capacità da RES di circa 40 GW, di cui circa 30 GW da impianti fotovoltaici.

108 “Governance del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure”, con l'obiettivo di far avanzare velocemente le opere previste nel PNRR, snellendo le procedure e disciplinando la governance.

109 I tempi per la VIA di questa tipologia di progetti passano dagli attuali 360 giorni della procedura ordinaria ai 175 giorni della procedura veloce.

- Gli impianti di accumulo elettrochimico “stand-alone” e le relative connessioni alla rete elettrica non sono sottoposti a VIA né a verifica di assoggettabilità;
- Viene innalzata da 20 KW a 50 KW la soglia minima per sottoporre un impianto fotovoltaico alla procedura di Autorizzazione Unica (AU);
- È possibile ricorrere alla Procedura Abilitativa Semplificata (PAS) per l'autorizzazione di impianti fotovoltaici fino a 10 MW connessi in media tensione e localizzati in aree a destinazione commerciale, produttiva o industriale;
- Nella disciplina del Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale (PAUR) viene introdotta una fase preliminare¹¹⁰ che consente al proponente di interagire con l'autorità competente e le Amministrazioni coinvolte in merito alla documentazione da presentare;
- Vengono definiti e ampliati i casi in cui il revamping e il repowering di certe tipologie di impianti sono considerati “non sostanziali” e quindi autorizzabili tramite la PAS.¹¹¹

Tuttavia, per un concreto snellimento delle procedure autorizzative, è necessario che quanto affrontato dal Decreto Semplificazioni e dal PNRR trovi piena applicazione. Si ritiene inoltre fondamentale l'implementazione delle seguenti azioni:

- Introdurre un termine per la risoluzione delle controversie tra Ministeri e Amministrazioni e, in maniera generalizzata, del silenzio/assenso;
- Migliorare le competenze di Regioni ed Enti Locali, titolari della pianificazione territoriale e del procedimento autorizzativo, in tema di pianificazione energetica anche attraverso l'accentramento delle politiche, la capacità di valutazione ex ante della qualità dei progetti rinnovabili e l'istituzione di uno one stop shop per tutte le procedure autorizzative;
- Elaborare un sistema informativo territoriale e/o un piano territoriale per una mappatura integrata del territorio dal punto di vista paesaggistico e ambientale, degli impianti installati, delle aree idonee e non idonee e soggette a vincoli;
- Coinvolgere i territori, anche attraverso la forma del Dibattito Pubblico, per garantire accettabilità sociale e ottimizzare le scelte, prevedendo eventuali forme di compensazione dei territori;
- Semplificare autorizzazioni per connessioni alle reti di trasmissione e distribuzione promuovendo una pianificazione condivisa con TSO e DSO;
- Superare lo stallo delle concessioni idroelettriche.

2. PROSECUZIONE E RILANCIO DELLE ASTE PER LE FER



L'incertezza e lentezza del processo autorizzativo causano oggi una mancanza di progetti che rende inefficace l'attuale sistema di incentivo ad asta. I risultati dei bandi di gara parlano chiaro: nell'ultimo bando di fine maggio 2021, dei 2.461 MW di contingente complessivo a disposizione tra aste e registri, solo 298 MW sono risultati in posizione utile (appena 97 MW per le procedure ad asta, il minimo registrato finora per i bandi del FER 1). Complessivamente,

¹¹⁰ Fase condotta all'interno di una Conferenza dei servizi preliminare con tutti i termini ridotti della metà.

¹¹¹ Per gli impianti fotovoltaici e idroelettrici si tratta degli interventi che, anche se consistenti nella modifica della soluzione tecnologica utilizzata, non comportano variazioni delle dimensioni fisiche degli apparecchi, della volumetria delle strutture e dell'area destinata a ospitare gli impianti stessi, né delle opere connesse a prescindere dalla potenza elettrica risultante a seguito dell'intervento; per gli impianti eolici, gli interventi che, a prescindere dalla potenza nominale risultante dalle modifiche, vengono realizzati nello stesso sito dell'impianto eolico e che comportano una riduzione minima del numero degli aerogeneratori rispetto a quelli già esistenti o autorizzati.

nei primi cinque bandi previsti dal decreto FER 1, la capacità assegnata tramite asta è stata di 1.703 MW su un contingente di 5.345 MW. Dato ancor più preoccupante è quello relativo al fotovoltaico, la cui partecipazione alle procedure ad asta è stata molto bassa, corrispondente a 139 MW su un totale assegnato di 1.519 MW¹¹² nei primi quattro bandi.

Oltre alla lentezza e incertezza dei processi autorizzativi, incidono negativamente le limitazioni previste per le installazioni del fotovoltaico su terreni agricoli.¹¹³ In particolare, è emersa una criticità relativa alla destinazione d'uso delle cave dismesse: la maggioranza di esse è ubicata in terreni che hanno ancora la destinazione agricola pur non essendolo effettivamente, precludendo di fatto l'accesso agli incentivi agli impianti installati su tali aree. Ugualmente, l'esclusione dagli incentivi per gli impianti in costruzione prima della pubblicazione dei bandi di gara frena la partecipazione dei progetti alle aste.

È evidente che senza una riforma profonda del processo autorizzativo, il sistema delle aste non porterà al raggiungimento degli obiettivi prefissati e quindi non contribuirà alla decarbonizzazione del sistema elettrico. È utile specificare che, in termini di costi, il meccanismo ad asta è ritenuto il più efficiente (e per questo è auspicabile un suo funzionamento impeccabile): immaginando il proseguimento del sistema ad asta di cui al FER 1 fino al 2030, se si puntasse con decisione sugli impianti fotovoltaici ed eolici utility-scale, si raggiungerebbero i target per le rinnovabili al 2030 con un costo netto per la collettività di 1,4 miliardi di € l'anno¹¹⁴ (durata incentivi, 20 anni come da decreto FER 1). A titolo di confronto, raggiungere i target FER 2030 con un modello incentrato sulla generazione distribuita implicherebbe un esborso finanziario per la collettività pari a oltre il doppio del modello utility-scale.

Di seguito si riportano una serie di proposte per il rilancio del sistema delle aste e per la sua prosecuzione negli anni a venire (le quali richiedono come requisito lo snellimento delle procedure autorizzative come indicato nel paragrafo 4.1).

1. Prorogare il Decreto FER 1 al 2030 e rafforzare la sua spinta di volano per gli investimenti, rivedendo alcuni criteri di esclusione alle procedure di gara, come per esempio quelli relativi agli impianti costruiti prima della pubblicazione dei bandi e/o installati su terreni agricoli. In particolare, riguardo al primo punto, l'ammissione degli impianti già costruiti a tali procedure garantirebbe una maggiore partecipazione degli operatori, avendo questi già ottenuto tutte le autorizzazioni necessarie, soprattutto alla luce delle ormai note lungaggini autorizzative che ostacolano lo sviluppo di nuova capacità rinnovabile. Con riferimento, invece, al secondo tema, l'ostacolo si potrebbe superare consentendo l'installazione degli impianti fotovoltaici a terra su aree non più in utilizzo, indipendentemente dalla destinazione urbanistica delle stesse. Ciò permetterebbe di superare il blocco delle nuove installazioni fotovoltaiche a cui si assiste da anni. La proroga del FER 1, inoltre, garantirebbe un orizzonte temporale certo per la pianificazione degli investimenti volti non solo allo sviluppo di nuova capacità FER, ma anche a preservare quella esistente, con azioni di revamping e repowering, contribuendo così anche a limitare l'impatto sul consumo di suolo. Infine, in un sistema in grado di presentare numerosi progetti ai bandi di gara (grazie alla semplificazione del permitting), sarebbe opportuno aumentare il numero di questi da tre a quattro all'anno.
2. Pubblicare tempestivamente il decreto FER 2 e renderlo strutturale al 2030 (inizialmente previsto per la fine del 2019) per sostenere lo sviluppo delle tecnologie più innovative con

112 Contingente complessivo assegnato relativo solo al Gruppo A e alle procedure ad asta.

113 L'art. 65 del d.l. 24 gennaio 2012 n. 1, convertito con l. 24 marzo 2012, n. 27, vieta l'accesso agli incentivi statali per gli impianti fotovoltaici collocati in aree agricole.

114 Stime Agici.

costi di investimento e di esercizio elevate: la geotermia, il solare termodinamico, l'eolico offshore e il fotovoltaico flottante. In tal modo, si garantirebbe un'accelerazione dello sviluppo delle risorse rinnovabili diverse da eolico onshore e fotovoltaico tradizionale, che hanno un potenziale rilevante soprattutto in ottica di medio-lungo periodo, ma necessitano di un supporto economico per essere competitive pienamente. Tali tecnologie hanno potenziali di sviluppo assai ampi. Ad esempio, secondo stime dell'ANEV (Associazione Nazionale Energia del Vento),¹¹⁵ il potenziale dell'eolico offshore nei mari italiani è di circa 5 GW al 2030, ben oltre gli obiettivi del PNIEC di 900 MW.¹¹⁶ Il territorio italiano, infatti, ben si presta allo sviluppo di tale nuova tecnologia, con particolare riferimento all'eolico galleggiante vista l'elevata profondità dei fondali marini. Il caso del solare termodinamico è esemplare: per via dei ritardi nell'ammissione agli incentivi (oltre che dei noti problemi nel permitting), oggi la capacità in esercizio è di appena 5,3 MW, a fronte di progetti presentati per circa 0,5 GW (di cui 108 MW già autorizzati).

In linea generale, alcune delle proposte sopra esposte risultano allineate agli obiettivi e alle azioni definiti nell'ambito del PNRR. In particolare, il Piano prevede la proroga dei meccanismi ad asta esistenti, con il sistema di accesso competitivo, e il completamento dei sistemi di sostegno pubblico anche per le tecnologie non mature, come l'eolico offshore. Al fine però di garantire l'effettiva partecipazione alle aste da parte degli operatori si auspica anche la revisione, nell'ambito dei decreti ministeriali che verranno adottati per l'attuazione degli obiettivi del Piano, dei criteri di esclusione alle procedure di gara, come descritto sopra.

3. MERCATO ELETTRICO RENEWABLES FIT



Come noto, il mercato elettrico in Italia nasce nel 1999 con il c.d. “Decreto Bersani”. Quello di vent'anni orsono era un mercato dominato da grandi impianti di generazione programmabile: le dighe costruite nella prima metà del Novecento nelle zone montane, gli impianti a carbone lungo le coste e una moderna flotta di cicli combinati a gas che gradualmente sostituiva le centrali più vetuste. La produzione non programmabile era limitata ai vecchi impianti ad acqua fluente lungo i fiumi del Nord Italia e ai primi parchi eolici che nascevano in Puglia e Campania. I pompaggi fungevano da accumulo per grandi produzioni. La generazione distribuita era limitata a pochi siti industriali.

Oggi gli stessi meccanismi fondanti del mercato elettrico di allora regolano una realtà assai diversa: le centrali a carbone stanno chiudendo, le rinnovabili rappresentano oramai oltre un terzo della generazione nazionale, i prosumer sono una realtà diffusa, consolidata e in crescita.

Se nei primi anni del nuovo millennio i segnali di prezzo della Borsa Elettrica avevano fatto da traino a un'importante opera di rinnovamento del parco di generazione italiano, da un decennio a questa parte sembra quasi stiano frenando gli investimenti per mancanza di segnali di prezzo utili per gli operatori.

Le rinnovabili non programmabili e il termoelettrico hanno strutture di costo completamente diverse, così come sono differenti i contributi che possono fornire al sistema elettrico. Occorre, quindi, la creazione di nuovi mercati che valorizzino al meglio tali contributi.

115 ANEV (2019). *Il potenziale eolico offshore*.

116 Le stime sono basate sulle tecnologie attuali e prevedibili.

Mercato della flessibilità di lungo periodo. In uno scenario di forte e rapida crescita del fotovoltaico, la gestione della stagionalità, in particolare nei mesi autunnali e invernali, diventa cruciale per la tenuta del sistema. È quindi auspicabile la nascita di un mercato che valorizzi le tecnologie in grado di gestire con efficacia questa problematica sulla base di chiari segnali di domanda/offerta e di prezzo. Ciò con particolare riferimento al termoelettrico tradizionale, al termoelettrico rinnovabile e ad alcune tipologie di idroelettrico.

Mercato delle rinnovabili non programmabili non integrate con sistemi di accumulo. Questa tipologia di impianti ha bisogno di segnali di prezzo di lungo periodo. Si auspica quindi la prosecuzione e l’allargamento degli attuali sistemi ad asta e lo sviluppo di PPA con privati e Pubblica Amministrazione.

Mercato delle altre risorse programmabili. In questo mercato confluirebbero tutte le tecnologie con una programmabilità non stagionale.

Mercato dei servizi. Oltre ai tradizionali MSD e riserva, dovrebbe essere ampliato alle diverse esigenze del sistema, come la riserva rapida e il blackstart.

4. PROSECUZIONE DEL CAPACITY MARKET



Il mercato della capacità, introdotto in Italia con il D.M. del 28 giugno 2019 per garantire segnali di prezzo di lungo termine e condizioni di adeguatezza del sistema elettrico coerenti con gli obiettivi di decarbonizzazione, prevede un meccanismo ad aste competitive per l’approvvigionamento, da parte di Terna, di capacità attraverso contratti di lungo termine.

L’elevata penetrazione delle FER non programmabili nel mercato dell’energia, infatti, se da un lato ha avuto l’effetto positivo di ridurre il prezzo dell’energia nella borsa elettrica, dall’altro ha determinato condizioni remunerative meno favorevoli per gli impianti di generazione programmabili, principalmente termoelettrici, con in alcuni casi la conseguente sospensione del servizio da parte di quest’ultimi. L’aumento della generazione FER e la riduzione di quella termica, accompagnate dalla maggiore elettrificazione dei consumi, inoltre, hanno messo a dura prova l’adeguatezza del sistema elettrico.

In particolare, secondo le analisi di Terna, in uno scenario inerziale, al 2025 il valore dell’indice LOLE (Loss of Load Expectations – Probabilità di perdita del carico, che rappresenta il totale delle ore all’anno in cui è probabile che si verifichi il distacco di una parte dei consumatori perché la domanda attesa supera le risorse disponibili per soddisfarla)¹¹⁷ risulterebbe inadeguato. Con un parco termico di capacità inferiore a 50 GW al 2025, le ore LOLE sarebbero pari a circa 30. Affinché il mercato elettrico possa rispettare il criterio di adeguatezza individuato dal LOLE, Terna stima che entro il 2025 saranno necessari 3 GW di impianti di accumulo e 5,4 GW di generazione alimentata a gas addizionali rispetto ai valori del 2018.¹¹⁸ Parte della capacità aggiuntiva necessaria è stata garantita tramite le prime due aste del mercato delle capacità, svolte nel 2019, con consegna al 2022 e al 2023. In particolare, dei 5,8 GW¹¹⁹ di nuova capacità assegnata, 4,8 GW si riferiscono a impianti a ciclo combinato e a turbogas, 793 MW ad altro

117 Un sistema elettrico si considera adeguato quando non ci sono più di 3 ore LOLE.

118 Fonte: Terna (2019). *Rapporto Adeguatezza Italia*.

119 Nuova capacità disponibile alla punta.

termico, 96 MW ad accumuli, 44 MW a idroelettrico e 11,6 MW al solare.¹²⁰ Si tratta di una buona partenza per il mercato delle capacità, che però non può limitarsi a sole due aste.

Per garantire l’adeguatezza del sistema elettrico, in vista del phase out del carbone, sarà necessaria ulteriore capacità termoelettrica a gas. Tale incremento a oggi appare realizzabile solo attraverso il capacity market, l’unico disegno di mercato in grado di offrire agli operatori la possibilità di pianificare investimenti di lungo periodo. Ciò soprattutto in considerazione del fatto che gli impianti termoelettrici saranno sempre meno utilizzati per la copertura del “carico di base” e sempre più utilizzati per la gestione dei “picchi di carico”.¹²¹ Pertanto, al fine di promuovere la realizzazione di impianti termoelettrici flessibili ed efficienti, è fondamentale proseguire con il mercato della capacità, avviando ulteriori aste per l’assegnazione della capacità, con periodi di consegna successivi al 2023.

5. REMUNERAZIONE PREMIANTE PER INVESTIMENTI IN RETI ELETTRICHE SMART



Le smart grid sono un abilitatore fondamentale per il processo di transizione energetica; esse infatti permetteranno di gestire l’aumento della generazione da FER intermittenti e la crescita della domanda dovuta all’elettrificazione, anche attraverso la possibilità di aggregare le risorse e svolgere servizi innovativi per la stabilità della rete, come il demand response e il V2G (per approfondimenti si rimanda ai paragrafi 2.1 e 3.4).

Gli investimenti in reti di distribuzione smart sono quindi un tassello centrale nella strategia di decarbonizzazione; tuttavia, oggi in Italia questi non sono ancora decollati, ma si limitano a poche iniziative “pilota”. Il problema non è più di tipo tecnologico, ma riguarda il modello di remunerazione degli investimenti per i distributori. Il sistema attuale di regolazione tariffaria prevede infatti un compenso basato sul costo sostenuto per la realizzazione delle infrastrutture (modello RAB – *Regulatory Asset Base*) e tiene conto delle sole spese sostenute in conto capitale (CAPEX).

Gli investimenti in smart grid, per loro natura, comportano spese più ridotte in conto capitale rispetto agli interventi tradizionali di estensione della rete, ma costi operativi di gestione più elevati: risulta dunque chiaro che con un sistema basato sul CAPEX gli operatori siano spinti a preferire interventi tradizionali.

Una soluzione per superare questa criticità è il passaggio graduale a un modello di remunerazione output-based, basato sul raggiungimento di obiettivi in termini di qualità del servizio e sul costo complessivamente sostenuto per raggiungerli (TOTEX – spese in conto capitale e operative), che permetta nel complesso una selezione degli investimenti infrastrutturali più efficienti.

Questo processo è oggi in fase di stallo: dopo aver avviato una procedura di consultazione con il documento n. 683/2017 (conclusasi nel gennaio 2018), ARERA non ha proseguito ulteriormente lungo questo percorso. Dal punto di vista regolatorio, il tema della remunerazione si incrocia con quello dell’evoluzione nel ruolo del DSO: un orientamento sempre più diffuso, e contenuto anche nel PNIEC, sostiene l’esigenza di passare da un modello di dispacciamento centralizzato a uno che veda i distributori più coinvolti. Anche questo

120 Fonte: Terna, Rendiconto degli esiti – Asta madre 2022 e 2023.

121 Fonte: <https://lightbox.terna.it/it/capacity-market-mercato-della-capacita>

tema è ancora in fase di discussione (nel luglio 2019 è stata proposta una consultazione sul documento n. 322/2019) e si concluderà con la pubblicazione del nuovo Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE).

La centralità delle SG per completare la decarbonizzazione del sistema elettrico non è in discussione ma, per avviare o rilanciare gli investimenti in questo ambito, le utilities attive nella fase di distribuzione elettrica necessitano di un quadro regolatorio certo. In attesa che questo si vada a delineare, è necessario che si continuino a promuovere i progetti e gli investimenti in tecnologie avanzate di gestione della rete, sulla base delle esigenze del futuro sistema elettrico.

6. NUOVI INCENTIVI PER I GAS RINNOVABILI



Come anticipato nei paragrafi 2.2 e 3.2, i gas rinnovabili avranno un ruolo importante nella decarbonizzazione del sistema energetico e nel raggiungimento della neutralità climatica, ruolo riconosciuto in molteplici documenti di policy a livello europeo e nazionale, e sostenuto – specialmente nel caso del biometano – da meccanismi di supporto già in essere. Ciononostante, da più parti si considera non ancora sfruttato il reale potenziale esistente in Italia.¹²²

Per tali ragioni, relativamente al biometano, il PNRR prevede già delle misure in termini di investimenti e riforme: in particolare, si punta alla riconversione degli impianti di biogas agricolo esistenti e alla costruzione di nuovi impianti per la produzione di biometano da destinare al settore industriale, residenziale e terziario; in alternativa, si intende promuovere l'efficienza per i piccoli impianti a biogas per cui non è possibile accedere a tali misure di riconversione. Inoltre, si propone la semplificazione delle procedure autorizzative e l'estensione dell'accesso agli incentivi del DM 2 marzo 2018 oltre il 2022 – ultimo anno in cui i nuovi impianti possono entrare in esercizio per accedere all'incentivo - con un ampliamento del perimetro di ammissibilità; l'incentivo previsto dovrebbe finanziare il 40% dell'investimento necessario sommato al riconoscimento di CIC di valore inferiore rispetto a quelli vigenti e al riconoscimento di GdO.¹²³ Infine, si prevede una nuova tariffa incentivante (“feed-in-tariff”, ad esempio, 80 €/MWh) sul modello della tariffa onnicomprensiva sperimentata per le rinnovabili elettriche: in altre parole, il produttore si vedrebbe assegnato un corrispettivo fisso per l'immissione in consumo del biometano (differenziato secondo le matrici utilizzate per la produzione, le dimensioni dell'impianto e la localizzazione), di cui una parte proverrebbe dalla vendita della commodity e la quota restante sarebbe integrata dal GSE. L'insieme di queste misure, cui saranno allocati circa 2 miliardi di €, dovrebbe permettere di incrementare la produzione italiana di biometano di 2,5 Gm³.

A questi interventi, che sembrano andare nel senso sperato, è necessario tuttavia aggiungerne altri e permettere alle utilities di partecipare allo sforzo di sviluppo dei gas rinnovabili. Innanzitutto, sono cruciali la considerazione e la promozione della produzione di biometano anche da fanghi di depurazione e da FORSU all'interno del nuovo meccanismo di supporto, ciò avendo in mente anche i benefici in termini di economia circolare che tali matrici comportano. In secondo luogo, in un'ottica di massimizzazione dello sfruttamento del potenziale energetico per elettricità e calore, è fondamentale utilizzare parte del biometano prodotto all'interno di impianti di cogenerazione

122 Si vedano ad esempio gli scenari congiunti Terna-Snam (2021).

123 Si veda PNRR (versione 13 marzo).

ad alto rendimento centralizzati premiando le tecnologie di produzione più efficienti all'interno del futuro Decreto FER 2. In terzo luogo, sarebbe opportuno rivedere il quadro di supporto al biogas (al momento estremamente favorevole) per rendere quantomeno neutrale la scelta di investimento tra quest'ultimo e il biometano come fonte di generazione elettrica. In quarto luogo, occorre immaginare dei percorsi di condivisione con tutti gli stakeholder per superare le opposizioni locali nella costruzione degli impianti.¹²⁴

Un mercato del biometano funzionante ed efficiente e al suo pieno potenziale, secondo stime recenti, può contribuire alla sostituzione di circa 8-10 miliardi di m³ di metano fossile, con una riduzione della CO₂ prodotta nell'ordine dell'80-85% sul ciclo di vita del gas e con importanti benefici in termini di occupazione.¹²⁵

Per quanto riguarda l'idrogeno da fonti rinnovabili, le recenti Linee Guida preliminari per la Strategia Nazionale dell'Idrogeno¹²⁶ prevedono al 2030 una produzione pari a 0,7 Mton di idrogeno verde, circa 220.000 tonnellate in più rispetto all'attuale livello di produzione (prodotto al 100% con energia fossile). Questo obiettivo, estremamente ambizioso, non è tuttavia accompagnato dalla descrizione di un quadro legislativo e regolatorio chiaro, necessario per innescare la nascita e la crescita della filiera. Per compiere questa transizione sono necessarie delle misure puntuali a sostegno di tutte le fasi della catena di valore, a partire dalla produzione tramite elettrolisi. Quest'ultima, in particolare, secondo uno studio di Snam,¹²⁷ ha un differenziale di costo superiore ai 20 €/MWh rispetto alla produzione di idrogeno da combustibili fossili. Per questa ragione è importante immaginare fin da ora un modello di sviluppo che preveda degli incentivi nella giusta misura, eventualmente attraverso il sistema dei TEE (si veda a riguardo il paragrafo 4.8) o con altre misure che coinvolgano anche le FER.

Infine, è condivisibile l'introduzione a livello europeo di un target vincolante di consumo di gas rinnovabili nella nuova Direttiva REDII, declinandolo poi a livello nazionale secondo necessità specifiche, per dare certezza a operatori e investitori.¹²⁸

7. NUOVA REGOLAZIONE PER LE RETI GAS DEL FUTURO



Dato il ruolo che i gas verdi giocheranno nel processo di decarbonizzazione, sarà centrale nei prossimi decenni poter contare su un'infrastruttura di trasporto e distribuzione adeguata. A questo scopo, è necessaria una regolazione che ne favorisca il mantenimento in efficienza e l'adeguamento alla transizione energetica.

In Italia, a differenza del settore del trasporto che sta già sperimentando diverse soluzioni innovative per l'accoglimento dei gas rinnovabili, quello della distribuzione sembra essere ancora bloccato dalla questione delle cosiddette “gare gas”. Secondo gli operatori, lo stallo degli investimenti, infatti, è principalmente dovuto alle procedure complesse di assegnazione delle concessioni che stentano a partire a causa delle distorsioni nell'applicazione della disciplina generale, del mancato rispetto dell'iter procedurale delle stazioni appaltanti per la pubblicazione del bando e l'esecuzione della gara, e dei numerosi ricorsi alla giustizia amministrativa.

124 Si veda Assolombarda (2020).

125 Si veda CIB (2017).

126 https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Strategia_Nazionale_Idrogeno_Linee_guida_preliminari_nov20.pdf

127 https://www.snam.it/en/hydrogen_challenge/potential_hydrogen_italy/

128 Si veda Gas For Climate (2021).

Per rilanciare gli investimenti e quindi rendere le reti più moderne e pronte alla loro progressiva decarbonizzazione è necessario superare le attuali criticità relative alle gare, riconoscendo il Valore industriale residuo per le reti pubbliche, l’innalzamento della soglia per le comunicazioni all’ARERA sullo scostamento Vir-Rab, l’introduzione di obiettivi di innovazione (in particolare, digitalizzazione delle reti e di efficienza delle reti), l’introduzione di più specifici obblighi informativi a carico dei gestori e a vantaggio delle stazioni appaltanti e l’istituzione di un Albo dei commissari secondo quanto emerso dal tavolo MiSE con ARERA, Antitrust, Anci e associazioni interessate.

Lo sviluppo dell’idrogeno, invece, pone la questione dello sviluppo di una rete a esso dedicata o dell’adeguamento dell’esistente. A oggi non ci sono elementi sufficienti per fornire proposte di dettaglio. Ciò poiché non è ancora stato definito con chiarezza il modello di filiera che si intende perseguire tra quelli previsti nelle Linee Guida per la Strategia Nazionale dell’Idrogeno.¹²⁹ A valle di questa decisione sarà poi possibile attivare un quadro normativo, un coordinamento tecnico e un framework regolatorio coerenti al fine di garantire uno sviluppo privo di distorsioni del mercato e delle reti.

Questo con l’obiettivo di assicurare la crescita dimensionale della produzione e della filiera dell’idrogeno e superare le attuali criticità. Inoltre, è di fondamentale importanza che vengano supportate la ricerca e l’innovazione, così da incrementare l’efficienza e il funzionamento dell’intera value chain.

In tal senso, le Linee Guida vanno nella direzione giusta proponendo diverse misure: i) definizione di un quadro normativo nazionale per l’impiego dell’idrogeno lungo tutta la catena del valore; ii) regole su sicurezza e responsabilità uniformi a livello comunitario (in vista del trasporto e stoccaggio in diversi Paesi europei); iii) supporto alla produzione con schemi di incentivi, snellimento della regolamentazione e certificati di Garanzia d’Origine; iv) nuovi tipi di supporto per la domanda, in particolare per la mobilità.

Da ultimo, si ritiene opportuno insistere sulla definizione di un processo per la pianificazione degli interventi necessari a supportare lo sviluppo dell’infrastruttura di trasporto dell’idrogeno (sia esistente che dedicata), nei tempi e con le caratteristiche minime per permettere la diffusione nei settori e nei poli di consumo identificati. A tal fine sarà di primaria importanza coinvolgere gli stakeholder nella pianificazione e realizzazione delle infrastrutture e prevedere meccanismi di sostegno alla realizzazione delle infrastrutture, se necessarie, anche tramite RAB.

8. RILANCIO DEL SISTEMA DEI CERTIFICATI BIANCHI



Il meccanismo dei Certificati Bianchi, che ha in passato generato notevoli risultati in termini di efficientamento energetico, negli ultimi anni è entrato profondamente in crisi, a causa di una normativa restrittiva, errori gestionali e irregolarità sul lato dei progetti presentati. Il calo dei progetti approvati ha ridotto la liquidità e portato a una crescita incontrollata dei prezzi. Il risultato è un sistema che non è più in grado di sostenere efficacemente gli investimenti e di generare EE.

¹²⁹ I modelli sono tre: i) produzione totalmente in loco; ii) produzione in loco con trasporto di energia elettrica; iii) produzione centralizzata con trasporto di idrogeno. Solo il terzo modello prevede il trasporto via reti o altri sistemi (camion o treni) dal punto di produzione al punto di impiego. Questo nell’ottica di valorizzare le reti gas esistenti sul lungo periodo.

Nel corso degli ultimi anni si è resa quindi sempre più necessaria una riforma che potesse riportare il meccanismo al normale funzionamento e al centro delle politiche di efficientamento nazionali. L’attesa è terminata con il D.M. 21 maggio 2021, con il quale il Governo ha recepito molte delle proposte espresse dai vari attori del mercato. La riforma ha apportato delle modifiche che sembrano essere in linea con i principi che Utilitalia ritiene siano essenziali per il corretto funzionamento dei TEE nel lungo periodo. Di seguito sono riportati alcuni punti su cui dovrebbe concentrarsi ulteriormente l’azione normativa per massimizzare l’efficacia della riforma.

GARANTIRE LA LIQUIDITÀ

Il meccanismo deve essere aperto a tutte le tecnologie, purché in grado di generare adeguati risparmi energetici, introducendo al limite un elenco di tecnologie non ammissibili. Inoltre, la definizione di baseline, e conseguentemente di addizionalità, per il calcolo dei risparmi energetici incentivabili dovrebbe essere in linea con la direttiva europea, facendo riferimento alla tecnologia media installata e non alla tecnologia media disponibile sul mercato.

Inoltre, il meccanismo dovrebbe essere rivolto a nuovi settori economici per garantire un incremento dei progetti e dei risparmi energetici. Ad esempio, il settore idrico, l’idrogeno per usi industriali, l’economia circolare, i trasporti e il teleriscaldamento.

GARANTIRE UN PREZZO EFFICACE E PREVEDIBILE

Il prezzo dei TEE è la misura del potere incentivante dei Certificati. Le sue dinamiche, pertanto, influiscono sul comportamento degli attori coinvolti (ESCo, aziende e distributori). In un meccanismo sano, il prezzo i) si forma liberamente attraverso dinamiche competitive di mercato, ii) ha sufficiente potere incentivante senza pesare eccessivamente sulle bollette degli utenti e iii) è stabile e prevedibile. In altre parole, è un prezzo “efficiente”.

Al fine di garantire le condizioni che portano alla formazione del suddetto prezzo efficiente, è inoltre necessario definire anche uno strumento di salvaguardia, sulla logica dei sistemi di “market stability” normalmente utilizzati in ambito internazionale per il bilanciamento dei mercati artificiali. Il meccanismo dovrebbe definire un range di prezzo che il regolatore ritiene equo e prevedere una serie di interventi nel caso il prezzo di mercato violasse i limiti:

- Per compensare uno squilibrio temporaneo tra domanda e offerta si potrebbe intervenire sugli obblighi annuali dei distributori, mantenendo fissi quelli finali;
- Nel caso in cui le oscillazioni di prezzo, o la discrasia tra domanda e offerta, derivassero da fattori strutturali, il regolatore potrebbe intervenire modificando il range di prezzo.

Qualunque sistema di salvaguardia si decida di adottare, è fondamentale che modalità e tempistiche degli interventi siano comprensibili e riconoscibili da parte degli attori del meccanismo.

ADOTTARE UN CONTRIBUTO TARIFFARIO EQUO

Il Cap al contributo tariffario e i titoli “virtuali” (previsti dal D.M. 10 maggio 2018 all’art. 1, comma 1, lett. i) sono elementi che influenzano il mercato e il funzionamento del meccanismo. Questo sistema ha infatti costretto i soggetti obbligati a subire ingenti perdite economiche, senza migliorarne il funzionamento e generando costi ingenti per la società, a cui non sono corrisposti risparmi energetici reali.

DIFFUSIONE DEI DATI FONDAMENTALI DEL MERCATO

Affinché gli operatori possano prevedere sia l'andamento dei prezzi che gli interventi del regolatore, è fondamentale che tutte le informazioni sul mercato vengano rese disponibili. Proprio la trasparenza e il libero accesso alle informazioni sono condizioni essenziali per un mercato efficiente.

INTRODUZIONE DI UN SISTEMA AD ASTE COMPLEMENTARE AL MECCANISMO DEI TEE

Al fine di incentivare gli interventi di efficientamento più costosi e garantire la liquidità del mercato dei TEE, potrebbe essere introdotto un sistema ad aste che sia:

- Complementare al meccanismo dei TEE e non sostitutivo;
- Orientato ai progetti che i TEE non riescono a incentivare adeguatamente (ad esempio, l'idrogeno verde per i processi industriali);
- Strutturato in modo da generare titoli che possono essere immessi sul mercato.

ALTRE MISURE

Le misure fin qui esposte sono volte a garantire il corretto funzionamento dei TEE. La normativa dovrebbe però prevedere altre misure complementari che massimizzino l'efficacia delle risorse a disposizione:

- Permettere la piena cumulabilità con il credito d'imposta, così da permettere maggiori sinergie con il Piano Impresa 4.0;
- Favorire la realizzazione di interventi di efficienza energetica da parte delle imprese energivore.

Il D.M. 21 maggio 2021 recepisce molte delle istanze portate avanti dagli operatori. Tra le principali novità si è posta particolare enfasi sull'introduzione di un meccanismo di stabilità che permetta alle istituzioni di intervenire tempestivamente al fine di riequilibrare il mercato nel caso di fluttuazioni o cambiamenti strutturali del contesto operativo. A ciò si aggiunge l'introduzione di un sistema ad aste che andrà ad affiancare i TEE. Le modalità precise di integrazione fra i due sistemi dovranno essere definite in un secondo momento a seguito del confronto con gli stakeholder. Sembra tuttavia che la strada più in linea con i principi fin qui esposti per il corretto funzionamento dei TEE sia quella di un'integrazione delle aste con i TEE. A tal fine si potrebbe prendere come spunto il sistema dei Contract for Difference, ampiamente usati nel settore delle rinnovabili e previsti da alcuni Paesi (ad esempio, Germania) come incentivo addizionale agli ETS per decarbonizzare alcuni settori *hard-to-abate*.

9. ARMONIZZAZIONE DEGLI INCENTIVI PER L'EFFICIENTAMENTO ENERGETICO DEGLI EDIFICI



Le utilities coinvolte nel mercato della riqualificazione energetica, e le altre imprese, non riescono a soddisfare completamente la domanda di interventi previsti dal Superbonus 110% a causa della limitata durata del provvedimento. A ciò si aggiunge che l'introduzione della misura ha per certi versi bloccato gli investimenti già previsti nell'ambito di Ecobonus e Sismabonus tradizionali, dove i clienti finali hanno cercato di rientrare nella più generosa detrazione del 110%. Il risultato è una corsa al Superbonus che, anche a causa di problemi burocratici, rischia di ridurre gli investimenti soprattutto per i grandi condomini e per l'edilizia popolare, ove si potrebbero raggiungere i maggiori risultati di efficienza energetica e decarbonizzazione.

Al fine di superare tali criticità occorrerebbe agire su due fronti:

- Armonizzare l'intero corpus normativo delle detrazioni fiscali per la riqualificazione edilizia ed energetica degli edifici, realizzando una sorta di codice unico;
- Stabilizzare l'incentivo su un orizzonte temporale di medio-lungo periodo, ad esempio fino al 2030, coerentemente con il PNIEC, allo scopo di dare continuità agli investimenti.

In particolare, si potrebbero introdurre bonus “modulari” con detrazioni declinate a seconda dei casi, ad esempio con aliquote crescenti all'aumentare delle dimensioni dell'immobile, delle unità abitative e dei risultati ottenuti in termini di efficienza energetica (salto di categoria APE). Riguardo alle dimensioni dell'immobile, per non complicare ulteriormente la procedura, si potrebbe fare riferimento alla stessa ripartizione delle tipologie abitative previste dall'art. 119 della l. 77 del 17 luglio 2020, comma 1, lett. a), stabilendo tre differenti classi di aliquote: da valori più bassi per le abitazioni unifamiliari (ad esempio, villette) a più elevati per condomini con più di 8 unità abitative. Per esempio, le aliquote potrebbero essere le seguenti: i) 65-75% per le abitazioni unifamiliari o plurifamiliari; ii) 75-90% per condomini fino a 8 unità abitative; iii) 90-110% per condomini con più di 8 unità abitative.

Ciò consentirebbe di stabilizzare la misura e al tempo stesso favorire gli interventi nei grandi condomini ed edifici popolari, per i quali era stata originariamente pensata la misura.

La proroga strutturale della misura, inoltre, permetterebbe alle società di pianificare e gestire al meglio l'attività, potendo prendere in carico non solo un numero maggiore di interventi, ma anche dare priorità a quelli ritenuti maggiormente efficaci in termini di riduzione dei consumi. Ciò, pertanto, si tradurrebbe direttamente in un aumento dei posti di lavoro, oltre che in un incremento dei risparmi di energia. Questi risultati sarebbero perfettamente in linea con il reale obiettivo del Superbonus 110%, ossia quello di rilanciare l'economia e promuovere la riqualificazione energetica e sismica del patrimonio immobiliare italiano.

10. INCENTIVI ALLE ENERGIE RINNOVABILI NEL SETTORE IDRICO



La produzione di energia rinnovabile grazie alla gestione delle risorse idriche si può dividere sostanzialmente in tre categorie: quella che sfrutta l'energia cinetica e potenziale dell'acqua (energia idroelettrica) e quelle ottenute grazie alla temperatura e agli scarti delle acque reflue (produzione di biogas e biometano). Tutte e tre le tipologie di produzione di energia rinnovabile nel settore sono ancora limitate a poche applicazioni.

Per quanto riguarda gli impianti idroelettrici all'interno degli acquedotti, a oggi nel D.M. FER 1 sono stati assegnati incentivi per circa 6 MW di capacità, una cifra ben lontana dai contingenti previsti e dal potenziale a livello nazionale.¹³⁰ Al fine di migliorare il meccanismo sarebbe pertanto opportuno avere degli incentivi dedicati esclusivamente a tale tipologia di impianto rivisti al rialzo (attualmente gli impianti sono assimilati a quelli ad acqua fluente) e organizzare una campagna di promozione delle opportunità offerte dal meccanismo presso gli operatori idrici. Ciò poiché gli impianti idroelettrici in acquedotto presentano benefici ulteriori rispetto alla semplice produzione rinnovabile, quali la razionalizzazione delle pressioni e delle configurazioni, specialmente degli acquedotti montani e pedemontani, l'uso plurimo delle risorse idriche, l'impatto ambientale praticamente nullo.

¹³⁰ Nel solo Piemonte sarebbe possibile l'installazione fino a 26 MW di capacità (si veda Plebani et al., 2007).

Nel caso della produzione di biogas e biometano dai fanghi, si rimanda alla previsione di nuovi incentivi basati sulla conversione dei vecchi impianti a biogas e l'installazione di nuovi impianti a biometano in corrispondenza degli impianti di depurazione, così come approfondito al paragrafo 4.6. Per quanto concerne l'utilizzo del calore latente presente in fognatura mediante scambiatori di calore e pompe di calore per raffreddare e riscaldare gli edifici, si propone innanzitutto il finanziamento di alcuni progetti pilota a livello nazionale. In caso di risultati positivi, bisognerebbe considerare l'estensione degli incentivi esistenti nel settore termico e dell'efficienza energetica – Conto Termico, Certificati Bianchi e detrazioni fiscali – a questa tecnologia innovativa di recupero del calore, anche in sinergia con altre (ad esempio, il teleriscaldamento), prevedendo eventualmente dei premi maggiorati.

Infine, anche se non sempre connessa direttamente con il servizio idrico, vale la pena citare la possibilità di installazione di fotovoltaico galleggiante negli invasi esistenti. La tecnologia, relativamente innovativa, che utilizza l'effetto di raffreddamento dell'acqua per migliorare le performance energetiche dei pannelli fotovoltaici, dovrebbe essere supportata all'interno del nuovo Decreto FER 2 in linea con quanto previsto anche dal PNRR in materia.¹³¹

11. REGOLAMENTAZIONE E PROMOZIONE DEL RIUTILIZZO DELL'ACQUA DEPURATA



I cambiamenti climatici contribuiscono in modo significativo all'esaurimento delle riserve d'acqua, e l'estrazione eccessiva di acqua, in particolare per l'irrigazione agricola ma anche per l'uso industriale e lo sviluppo urbano, è una delle principali minacce per l'ambiente idrico. Per questo è necessario promuovere il riutilizzo delle acque reflue, in grado di garantire l'aumento della disponibilità di acqua in modo sostenibile, il risparmio energetico e la riduzione delle emissioni di gas serra derivanti dal trattamento delle acque. La Commissione Europea sottolinea che la pratica del riutilizzo dell'acqua è adottata solo in alcuni Stati membri e sfruttata molto al di sotto del suo potenziale. Anche a livello nazionale, il riutilizzo delle acque reflue è ancora una pratica poco diffusa, e ciò è in parte dovuto alle storiche criticità infrastrutturali delle componenti di fognatura e depurazione e alla normativa (D.M. 185/2003) che stabilisce standard estremamente severi per il loro riutilizzo. Tuttavia, nonostante l'acqua disponibile per il riutilizzo e i costi di trattamento varino significativamente tra i territori, l'Italia si trova in una condizione relativamente favorevole a questo tipo di interventi, in particolare nel Nord-Est e nel Centro-Sud.

L'Unione europea, con l'approvazione del Regolamento (EU) 2020/741, che stabilisce le prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua ai fini irrigui in agricoltura, ha inteso promuovere e incoraggiare un utilizzo sostenibile dell'acqua. Il Regolamento, infatti, conformemente al piano d'azione sull'economia circolare, è volto a incentivare la tutela delle risorse idriche mediante il riutilizzo dell'acqua già estratta, in modo sicuro e garantendo un elevato livello di protezione dell'ambiente e della salute umana e animale. Ciò al fine di aumentare l'approvvigionamento idrico, alleviare la pressione su risorse idriche troppo sfruttate, consentire il recupero di nutrienti dalle acque trattate e applicarli ai raccolti in sostituzione dei concimi chimici, favorire l'adattamento ai cambiamenti climatici e contribuire agli obiettivi della Direttiva Quadro sulle Acque.

¹³¹ Nel PNRR si intende finanziare la costruzione di impianti fotovoltaici galleggianti onshore e offshore in integrazione con impianti eolici e storage.

Per una maggiore diffusione del riutilizzo dell’acqua in Europa e, in particolare, nel nostro Paese, oltre alla revisione normativa nazionale e al recepimento del Regolamento europeo 2020/741, occorre considerare anche i seguenti aspetti:

- Gli investimenti necessari per ammodernare gli impianti di trattamento delle acque reflue urbane;
- Gli incentivi per applicare il riutilizzo dell’acqua al settore dell’agricoltura;¹³²
- La presenza di standard comuni sulla qualità delle acque che, soprattutto nel caso dell’irrigazione di colture, permetterebbe lo sviluppo di un mercato comune per i beni agricoli;
- La scelta di tecnologie appropriate a seconda dei diversi utilizzi e in grado di rimuovere i microinquinanti;
- Un piano ben strutturato di gestione dei rischi e di controllo e monitoraggio.¹³³

12. TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA CIRCOLARE (TEEC)



Lo sviluppo di modelli di business circolari, a partire dall’incremento del riciclo e arrivando a tutti gli approcci circolari “avanzati” descritti sopra, hanno un potenziale di decarbonizzazione rilevante, che richiede però ingenti investimenti, non sempre sostenibili in regime di mercato. Al momento non esiste un meccanismo strutturale che permetta di valorizzare la riduzione di esternalità negative che deriva dall’adozione di modelli circolari, fornendo anche un supporto agli investimenti in impianti e modelli virtuosi in questo senso. Una soluzione può venire dall’estensione di meccanismi consolidati per la promozione di investimenti sostenibili all’universo degli investimenti circolari; in particolare, l’Italia si è dotata da oltre un decennio di un meccanismo specifico per promuovere l’efficienza energetica: i Certificati Bianchi (o TEE – Titoli di Efficienza Energetica), cioè titoli scambiabili e ottenibili a fronte di interventi di efficientamento energetico con un risultato misurabile, in cui il soggetto obbligato – il “pivot” del meccanismo – sono i distributori di energia elettrica e gas.

La proposta è di permettere di contabilizzare, all’interno del meccanismo dei Certificati Bianchi, il beneficio del risparmio energetico derivante dalla produzione circolare in luogo di quella lineare. Oltre al rafforzamento del meccanismo con nuovi interventi, ciò intercetterebbe i vantaggi ambientali del recupero nella loro trasversalità. Questa configurazione potrebbe lasciare sostanzialmente invariato il meccanismo attuale, ampliando l’offerta sul mercato attraverso un canale analogo a quello riservato per i Certificati Bianchi riservati alla Cogenerazione ad Alto Rendimento (CB-CAR). In altre parole l’obiettivo è quello di certificare il risparmio energetico derivato dalla disponibilità sul mercato di materia seconda finalizzata a un determinato processo produttivo e che sia alternativa al consumo di materia vergine, valutando il processo nel suo complesso in una logica LCA con il riconoscimento di certificati equivalenti, originando nuovi titoli che abbiamo chiamato TeeC - Titoli di efficienza energetica Circolare. La valutazione del risparmio energetico potrebbe limitarsi al processo industriale in sé, o, in una versione più completa, anche includere l’intero il processo di produzione, includendo quindi anche l’estrazione e il trasporto delle materie prime vergini. Si tratta di un’integrazione che richiede un approccio rigoroso e concreto. Rigoroso nell’estrazione del “TEP risparmiato” e concreto

132 A tal proposito, si evidenzia che il nuovo metodo tariffario (MT13) deliberato dall’ARERA per il periodo 2020-2023 ha previsto incentivi per il risparmio e il riuso delle acque depurate.

133 Si veda: Laboratorio Ref Ricerche (2020). *Riuso delle acque depurate in agricoltura: una scelta indifferibile*.

per permettere l’accesso agli operatori del settore e stimolarne la capacità di innovazione. Per questo motivo Utilitalia, all’interno di un protocollo di ricerca con Enea, che rappresenta il partner scientifico, ha avviato un progetto di ricerca mirato a valutare gli elementi tecnici su cui quantificare i coefficienti numerici per determinare l’importo dei TeeC. Tale progetto pilota, che inizialmente riguarderà necessariamente alcune filiere-tipo, per valutare la fattibilità del percorso rappresenterà un punto di riferimento obbligato per la messa a terra in maniera concreta dei principi alla base dello stesso.¹³⁴

13. GREEN PROCUREMENT



L’implementazione di modelli di produzione e fornitura di servizi in linea con le esigenze di decarbonizzazione e circolarità richiede un coinvolgimento della filiera di fornitura di beni e servizi strumentali. Il green procurement, che prende il nome di Green Public Procurement (GPP) quando è messo in atto da amministrazioni pubbliche, prevede l’inserimento di criteri di valutazione di carattere ambientale, solitamente aderenti a principi di life cycle assessment, nella fase di acquisto di beni e servizi. Il green procurement ha il doppio beneficio di migliorare le performance ambientali dell’organizzazione che vi ricorre e di “favorire lo sviluppo di un mercato di prodotti e servizi a ridotto impatto ambientale attraverso la leva della domanda (pubblica)”.¹³⁵

Per quanto riguarda il Green Public Procurement, la policy di riferimento è il Piano di Azione Nazionale sul GPP del 2008, che prevede l’adozione di criteri ambientali minimi (CAM) da parte del Ministero dell’Ambiente, in coordinamento con altri enti pubblici riuniti nel Comitato di Gestione del PAN GPP, su 11 settori prioritari: arredi, edilizia, gestione dei rifiuti, servizi urbani e al territorio, servizi energetici, elettronica, prodotti tessili e calzature, cancelleria, ristorazione, servizi di gestione degli edifici, trasporti. Da allora sono stati approvati CAM per 17 categorie di beni e servizi. Il primo a essere pubblicato, e quello attualmente più avanzato, è quello relativo al servizio di illuminazione pubblica che, nella sua ultima versione del 2018, include la valutazione del bilancio materico. Lo strumento dei CAM ha al momento diverse carenze:

- Il Piano di Azione Nazionale non è stato aggiornato dalla sua prima formulazione nel 2008, l’approvazione dei CAM è proceduta lentamente e rimangono tuttora scoperti diversi settori rilevanti, e non è ancora stata avviata l’attività coordinata di monitoraggio annuale dell’implementazione del Piano. Per il 2021, sono in programma soli 2 nuovi CAM e 2 revisioni di CAM esistenti, mentre per il 2022 è in programma una sola revisione di CAM esistente;
- Anche per i CAM già approvati, e nonostante l’obbligo di ricorrervi per tutte le amministrazioni pubbliche a partire dal 2015, l’applicazione rimane disomogenea e con diversi livelli di qualità nella produzione dei bandi sul territorio, esponendo al rischio di ricorsi; inoltre, permane una notevole discrezionalità da parte della stazione appaltante nella definizione dei requisiti in ciascun bando di gara, costringendo i proponenti ad adattare l’offerta ai diversi requisiti;
- Infine, anche i CAM esistenti non comprendono una valutazione complessiva degli impatti ambientali, ma si limitano a requisiti su alcuni elementi, come il consumo energetico o, nei casi più avanzati, il bilancio materico.

¹³⁴ La proposta è descritta nel Mini Book Utilitalia di febbraio 2021 “I Certificati di efficienza economica Circolare (CeeC) e i Titoli di efficienza energetica Circolare (TeeC)”

¹³⁵ Secondo la definizione ufficiale del Ministero della Transizione Ecologica, ex MATTM.

Alcuni studi realizzati per la Commissione Europea, realizzati con questionari, indicano valori discordanti sul numero di contratti pubblici che includono criteri di GPP in Italia: dall'8%¹³⁶ al 20-40% in termini di numero di contratti, 50% circa in termini di valore,¹³⁷ sottolineando la necessità di un migliore monitoraggio dell'implementazione del GPP nel suo complesso. A ogni modo, gli studi sono concordi nell'indicare uno sviluppo inferiore dello strumento in Italia rispetto ad altri Paesi europei come Norvegia, Svezia e Paesi Bassi.

A fronte di queste considerazioni, e in virtù della grande rilevanza delle utilities nella fornitura di servizi pubblici, è chiaro che lo strumento dei CAM è di grande interesse per le utilities, e che merita di essere implementato con la dovuta efficacia. A questo fine è opportuno:

- Accelerare l'approvazione di nuovi CAM, dedicando risorse aggiuntive agli enti competenti e aumentando il ricorso a esperti, compresa la collaborazione con le utilities;
- Avviare un'efficace attività di monitoraggio e controllo dell'applicazione dei CAM;
- Definire criteri, anche tecnici, da inserire in formati standard per le Pubbliche Amministrazioni, migliorando la qualità e l'omogeneità dei bandi ed estendendo il campo di applicazione dei criteri fino a ricomprendere l'intero impatto ambientale in ottica di vera applicazione del principio di life cycle assessment;
- Affiancare le stazioni appaltanti con un efficace sistema di capacity building e supporto tecnico per l'implementazione dei CAM.

Un nuovo piano di azione per il supporto alle stazioni appaltanti nell'applicazione dei CAM è stato previsto da parte del MiTE come parte delle riforme inserite nel PNRR inviato alla Commissione Europea; tuttavia, non sono note le dotazioni e le tempistiche di tale misura.

Allo stesso modo, le aziende hanno l'opportunità di sviluppare approcci di green procurement nei confronti della propria filiera di fornitura, grazie al coinvolgimento dei fornitori, anche tramite lo sviluppo di approcci standardizzati e di tool dedicati. In questo senso, il ricorso a certificazioni e standard riconosciuti a livello internazionale permette di efficientare gli sforzi per il raggiungimento di obiettivi ambientali: le utilities hanno l'opportunità di collaborare per definire tali standard in un approccio concertato di settore.

La combinazione di green procurement nel settore pubblico e nel privato è uno strumento potente per il sostegno a pratiche sostenibili nella produzione e nella fornitura dei servizi. L'impatto potenziale di tali misure è largamente dipendente dalla quantità ed entità dei settori oggetto dei criteri, e dal livello di dettaglio e ambizione dei criteri adottati, ed è quindi tutto da definire. Ciò che è certo è che i benefici si estendono oltre il campo di applicazione di ciascun CAM e oltre la massa critica di contratti delle amministrazioni e organizzazioni che adottano tali criteri: il green procurement ha un effetto sullo sviluppo del mercato che impatta la redditività economica di prodotti sostenibili, rendendone possibile la diffusione in tutta l'economia nazionale e internazionale.

136 Adelphi (2011). *Strategic Use of Public Procurement in Europe, final report to the European Commission*.

137 CEPS (2015). *The Uptake of Green Public Procurement in the EE27*.

BIBLIOGRAFIA

Adelphi (2011). *Strategic Use of Public Procurement in Europe, final report to the European Commission.*

Agici (2018). *Rapporto CESEF 2018. L'evoluzione dell'efficienza energetica in Italia. Nuove Policy, Consolidamento del mercato e misure comportamentali.*

Agici (2020). *Rapporto OIR 2020. Le strategie dei produttori FER in Italia e in Europa di fronte al duplice trilemma.*

Agici (2020). *Rapporto CESEF 2020. Il mercato dell'efficienza energetica. Policy, strategie post-crisi e modelli di finanziamento innovativi.*

Agici (2021). *Rapporto OSWI 2020. Per una governance dell'acqua. Dal valore all'uso sostenibile della risorsa. Esperienze e casi di successo.*

AIRU (2020). *Annuario 2020.*

ANEV (2019). *Il potenziale eolico offshore.*

ARERA (2017). *Delibera 300/2017/R/eel.*

Assolombarda (2020). *La filiera del biometano.*

CEPS (2015). *The Uptake of Green Public Procurement in the EE27.*

Commissione Europea (2018). *A clean planet for all. A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy.*

Commissione Europea (2019). *Clean Energy for all Europeans.*

Commissione Europea (2019). *The European green deal.*

Commissione Europea (2020). *Circular Economy Action Plan for a cleaner and more competitive Europe.*

Enervis (2020). *Status quo: market parity of PV and Onshore Wind in Europe.*

European Environment Agency (2020). *Cutting greenhouse gas emissions through circular economy actions in the building sector.*

Gazzetta ufficiale della Repubblica Italiana (2019). *Legge di bilancio 2020.*

Gazzetta ufficiale della Repubblica Italiana (2020). *Legge di bilancio 2021.*

Governo italiano (2020). *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.*

Governo italiano (2021). *Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza.*

GSE (2015). *Valutazione del potenziale nazionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente.*

International Resource Panel (2020). *Global Resource Outlook 2019.*

International Energy Agency (2017). *Digitalisation and Energy.*

Isfort (2020). *17° rapporto Audimob sulla mobilità degli italiani.*

ISPRA (2020). *Italian Greenhouse Inventory 1990-2018.*

Laboratorio Ref Ricerche (2020). *Riuso delle acque depurate in agricoltura: una scelta indifferibile*.

Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (2020). *Conto Nazionale Infrastrutture e Trasporti (CNIT) 2018-2019*.

McKinsey (2018). *The Digital Utility: new challenges, capabilities, and opportunities*.

Mollisi (2020). *Il Partenariato Pubblico Privato (PPP) come soluzione per l'efficientamento dei "servizi a rete": il caso del teleriscaldamento*.

Motus-E (2020). *Le infrastrutture di ricarica pubbliche in Italia*. Seconda edizione.

Politecnico di Torino e Politecnico di Milano (2020). *Valutazione del potenziale di diffusione del teleriscaldamento efficiente sul territorio nazionale*.

Richard Thaler, Cass Sustein (2008). *Nudge – La spinta gentile*.

Terna; Snam (2019). *Documento di descrizione degli Scenari 2019 e successivi aggiornamenti*.

Terna (2018). *Rapporto mensile, gennaio 2018*.

Terna (2019). *Rapporto Adeguatezza Italia*.

Trinomics (2018). *Quantifying the benefits of circular economy actions on the decarbonisation of EU economy*.

Utilitalia (2020). *Rifiuti urbani. I fabbisogni impiantistici attuali e al 2035*.

Utilitalia (2021). *Utilities, protagoniste nella transizione ecologica: la sfida dell'economia circolare*.

Utilitalia (2021). *I Certificati di efficienza economica Circolare (CeeC) e i Titoli di efficienza energetica Circolare (TeeC)*. Mini-book – Focus ambiente.

Il position paper è stato realizzato da

Agici Finanza d'Impresa

Agici Finanza d'Impresa è una società di ricerca e consulenza specializzata nel settore delle utilities, delle rinnovabili, delle infrastrutture, dell'efficienza energetica e dell'economia circolare. Collabora con imprese, associazioni, amministrazioni pubbliche e istituzioni per realizzare politiche di sviluppo capaci di creare valore. L'approccio operativo e il rigore metodologico, supportati da un solido background teorico, assicurano un'elevata flessibilità che garantisce la personalizzazione delle soluzioni. La conoscenza della realtà imprenditoriale, la pluriennale esperienza nei settori di riferimento e una vasta rete di relazioni nazionali e internazionali completano il profilo distintivo di Agici.

www.agici.it

Autori

Marco Carta
Stefano Clerici
Paolo Cutrone
Alessandra Garzarella
Federico Montanaro
Simone Pasquini
Michele Perotti
Anna Pupino
Giacomo Salvatori

Si ringraziano le associate di Utilitalia (A2A, ACEA, AIMAG, Alperia, Asia Napoli, Dolomiti Energia, G.A.I.A., GAIA, Gelsia Ambiente, IREN, Publiacqua, SMAT, Veritas) per la partecipazione attiva al gruppo di lavoro che, tra l'altro, ha curato l'edizione del presente position paper.

Si ringrazia altresì la Fondazione Utilitatis per il coordinamento scientifico del gruppo di lavoro.



Copyright © 2021
Agici Finanza d'Impresa
All rights reserved.