

PROPOSTA DI PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA

**Sintesi dei contenuti, osservazioni Eletttricità
Futura, raccomandazioni Commissione Europea**



Ottobre 2019

SOMMARIO

INTRODUZIONE	3
1. DECARBONIZZAZIONE.....	4
Emissioni e assorbimento di gas ad effetto serra.....	4
Energie rinnovabili	5
Settore Elettrico	5
Settore Termico	21
Settore Trasporti	26
2. EFFICIENZA ENERGETICA	33
3. SICUREZZA ENERGETICA	40
Settore Elettrico	40
Settore Gas.....	40
4. MERCATO INTERNO DELL' ENERGIA	44
Integrazione del mercato	44
Infrastrutture di rete	45
Povertà energetica.....	46
5. RICERCA, INNOVAZIONE E COMPETITIVITÀ.....	53
ULTERIORI COMMENTI AL PIANO	57

INTRODUZIONE

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima

Ai sensi di quanto previsto dal nuovo Regolamento sulla Governance dell'Unione dell'energia (art. 3), entro il 31 dicembre 2019, successivamente ogni dieci anni, ciascuno Stato membro deve notificare alla Commissione un Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (nel seguito PNIEC).

I Piani nazionali per il primo periodo (2021-2030) dovranno dedicare particolare attenzione agli obiettivi 2030 relativi alla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, all'energia rinnovabile, all'efficienza energetica e all'interconnessione elettrica.

Un anno prima della notifica dei Piani ogni Stato Membro deve elaborare e trasmettere alla Commissione una prima Proposta, che la Commissione Europea deve valutare, rivolgendo eventuali raccomandazioni al più tardi sei mesi prima della scadenza del termine per la presentazione di tali piani nazionali integrati per l'energia e il clima.

A gennaio 2019 il Ministero dello Sviluppo Economico ha inviato alla Commissione europea la propria Proposta di Piano nazionale integrato per l'Energia ed il Clima, come previsto dal Regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio 2016/0375 sulla Governance dell'Unione dell'energia.

Il 18 giugno, la Commissione ha inviato le proprie raccomandazioni ai 28 paesi, evidenziando le misure ritenute insufficienti per lo sviluppo delle FER e dell'efficienza.

La Proposta di piano segue le previsioni del Regolamento sulla Governance dell'Unione dell'Energia ed è quindi strutturata secondo 5 dimensioni: decarbonizzazione, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno dell'energia, ricerca, innovazione e competitività.

Struttura del documento

Elettricità Futura affida al presente documento il proprio contributo all'elaborazione del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima dell'Italia, con l'obiettivo di evidenziare quelle che ritiene siano le linee prioritarie di intervento per il raggiungimento degli obiettivi previsti.

Il contributo di Elettricità Futura sostanzialmente segue lo schema adottato dalla Proposta ed è strutturato secondo le 5 dimensioni: decarbonizzazione (incluse le rinnovabili), efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato dell'energia completamente integrato, ricerca, innovazione e competitività.

Per ciascuna dimensione vengono brevemente riassunti i contenuti della Proposta di PNIEC, sia in termini di obiettivi da raggiungere che di politiche e misure necessarie, in sintesi, le posizioni Elettricità Futura e le valutazioni e le raccomandazioni della Commissione Europea sulle medesime tematiche.

1. DECARBONIZZAZIONE

Emissioni e assorbimento di gas ad effetto serra

L'obiettivo complessivo di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra al 2030 di almeno il 40% a livello europeo rispetto ai livelli registrati nel 1990 è ripartito tra i settori ETS (industrie energetiche, settori industriali energivori e aviazione) e i settori non ETS (trasporti, residenziale, terziario, industria non ricadente nel settore ETS, agricoltura e rifiuti) che devono registrare rispettivamente un -43% ed un -30% rispetto all'anno 2005.

Il Regolamento (UE) 2018/842 relativo alle riduzioni annuali vincolanti delle emissioni di gas serra a carico degli Stati membri nel periodo 2021-2030 (Regolamento Effort Sharing, ESR) prevede un obiettivo di riduzione per l'Italia nei settori non ETS pari ad almeno il -33% rispetto ai livelli del 2005.

Il PNIEC riporta indicazioni sulla riallocazione nazionale degli obiettivi europei, che nella piena attuazione di tutte le misure e politiche riportate nel PNIEC, potrebbero essere così ripartiti:

- nei settori non ETS, riduzione di almeno il 34% rispetto ai livelli registrati nel 2005 (da circa 330 milioni di tonnellate di CO₂eq a circa 216 milioni di tonnellate di CO₂eq)
- nei settori ETS, una riduzione di quasi il 60% rispetto ai livelli registrati nel 2005 (da circa 144 MtCO₂eq a circa 64 MtCO₂eq).

Target e Misure Gas ad effetto serra - Osservazioni EF

Le previsioni e gli obiettivi di riduzione delle emissioni adottati nel PNIEC rispetto al 2016 si traducono in una riduzione complessiva del 24% (da 430 MtCO₂ a 328 MtCO₂) composta da:

- riduzione del 30% per i settori ETS (da 157 MtCO₂ a 110 MtCO₂);
- riduzione del 20% per i settori ESR (da 271 MtCO₂ a 216 MtCO₂).

Inoltre, nell'ambito degli ultimi due macrosettori, si può osservare:

- una riduzione del 50% per il settore elettrico (settore ETS) (da 93 MtCO₂ a 46 MtCO₂);
- la sostanziale invarianza delle emissioni per gli altri settori ETS diversi dall'elettrico;
- una riduzione del 24% per il settore del trasporto su strada (settore ESR) (da 105 MtCO₂ a 78 MtCO₂).

Le misure previste sembrerebbero mirate alla riduzione delle emissioni solo nel settore ETS elettrico trascurando le potenzialità e gli effetti benefici che le politiche di efficienza e di sviluppo del vettore elettrico potrebbero introdurre anche nei settori ETS diversi dall'elettrico. Sotto questo profilo si ritiene necessario approfondire le possibilità di sviluppare politiche di riduzione anche nei settori industriali ETS, per i benefici combinati che possono derivare da un minor consumo di energia, a parità di obiettivi di sviluppo industriale, e di riduzione dell'onere dovuto alla partecipazione al sistema ETS.

Target e Misure Gas ad effetto serra – Valutazione e raccomandazioni CE

L'obiettivo dell'Italia del 2030 per le emissioni di gas serra (GHG) non coperte dal sistema di scambio di quote di emissioni dell'UE (non ETS) è pari al -33% rispetto al 2005, in linea con quanto stabilito nel regolamento sulla condivisione degli sforzi (Effort Sharing Regulation - ESR).

Sulla base delle informazioni fornite, le politiche e le misure previste sarebbero sufficienti per l'Italia per raggiungere questo obiettivo, con un contributo particolarmente importante proveniente dai settori dei trasporti e dell'edilizia. Il draft del PNIEC dovrebbe indicare le modalità con cui l'Italia intende conseguire l'impegno "no-debit" e l'uso che intende fare della flessibilità prevista nel regolamento LULUCF (Land Use, Land Use Change and Forestry).

Energie rinnovabili

Secondo il PNIEC l'Italia dovrà perseguire un obiettivo di copertura del 30% dei CFL di energia da FER al 2030 (circa 33 Mtep da FER rispetto ad un valore di CFL di energia pari a 111 Mtep) così differenziato tra i diversi settori:

- 55,4% di rinnovabili nel settore elettrico;
- 33% di rinnovabili nel settore termico (usi per riscaldamento e raffrescamento);
- 21,6% di rinnovabili nei trasporti (calcolato con i criteri di contabilizzazione dell'obbligo previsti dalla RED II).

Settore Elettrico

Obiettivi e traguardi

Secondo il Piano, il parco di generazione elettrica subirà una importante trasformazione grazie all'obiettivo di phase-out della generazione da carbone al 2025 e alla promozione dell'ampio ricorso alle FER. Viene inoltre indicata la necessità di nuova capacità di generazione a gas per circa 3GW, di cui il 50% connesso proprio al phase out del carbone, e nuovi sistemi di accumulo pari a 3GW.

Si prevede che il settore elettrico raggiungerà 16 Mtep al 2030 di generazione da FER, pari a 187 TWh.

Il raggiungimento degli obiettivi presuppone la realizzazione di nuovi impianti ma anche il mantenimento e, se possibile, l'incremento della produzione rinnovabile di impianti esistenti. Il Piano prevede che gli incrementi di produzione elettrica siano attesi sostanzialmente da eolico e fotovoltaico, mentre per le altre fonti si attende una crescita contenuta della potenza aggiuntiva geotermica e idroelettrica e una leggera flessione delle bioenergie, al netto dei bioliquidi per i quali è invece attesa una graduale fuoriuscita fino a fine incentivo.

Di seguito si riportano le traiettorie per la quota settoriale di energia rinnovabile sul consumo finale di energia al 2030 per il settore dell'energia elettrica, ed il contributo previsto per ciascuna fonte rinnovabile.

Figura 8 – Traiettorie della quota FER elettrica [Fonte: GSE e RSE]

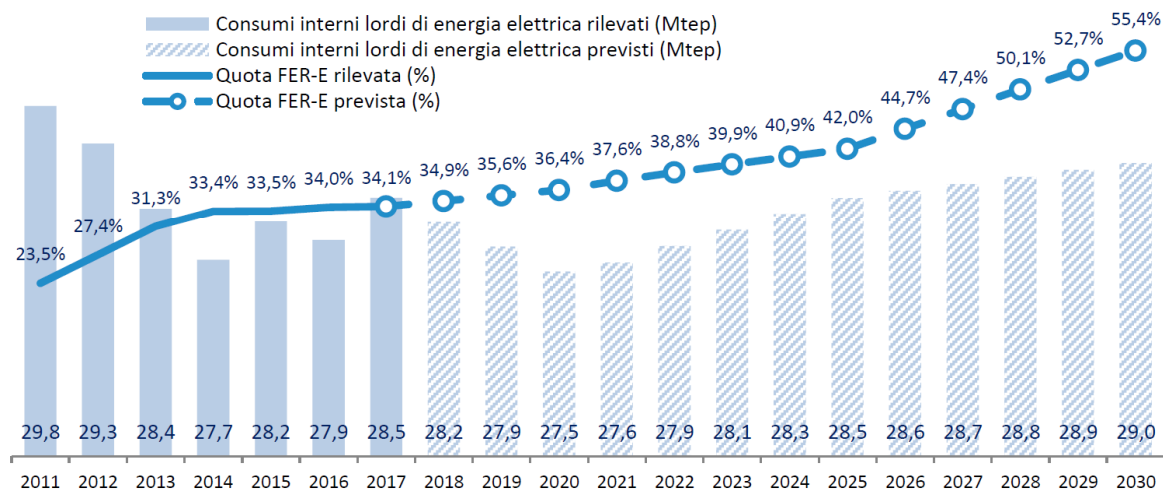
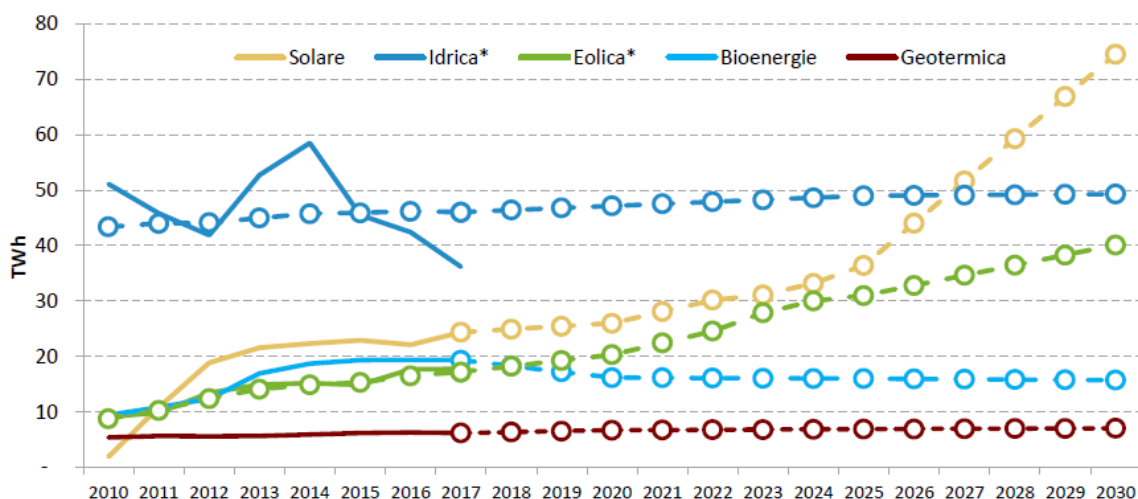


Figura 11 – Traiettorie di crescita dell'energia elettrica da fonti rinnovabili al 2030 [Fonte: GSE e RSE]



* Per la produzione da fonte idrica ed eolica si riporta, per gli anni 2010 -2017, sia il dato effettivo (riga continua), sia il dato normalizzato, secondo le regole fissate dalla Direttiva 2009/28/CE. Per i bioliquidi (inclusi nelle bioenergie insieme alle biomasse solide e al biogas) si riporta solo il contributo dei bioliquidi sostenibili.

Target Settore elettrico - Osservazioni EF

FER

Elettricità Futura ritiene condivisibili gli obiettivi sfidanti per fotovoltaico ed eolico, in ragione dell'alto potenziale ancora non sfruttato di queste fonti. Con particolare riferimento alla produzione fotovoltaica al 2030 non ritenendosi chiare le assunzioni fatte in termini di producibilità attesa ed efficienza di conversione, si reputa che la capacità prevista del parco impianti sia sottostimata rispetto alla produzione di energia elettrica attesa (presumibilmente per sopravvalutazione delle ore di produzione medie).

Si evidenzia invece la necessità di un rafforzamento del ruolo di idroelettrico, bioenergie e geotermia, le cui prospettive di crescita possono essere superiori a quelle indicate, anche per consentire il raggiungimento di un mix energetico più equilibrato ed un maggior contributo delle fonti programmabili.

Per quanto riguarda in particolare la graduale fuoriuscita a fine incentivo degli impianti a bioliquidi, si ritiene che tale previsione debba essere affrontata con le dovute cautele. Questo scenario infatti porterebbe al fermo di impianti che beneficiano di significative economie di scala e che generano inoltre posti di lavoro diretti ed un indotto importante.

Carbone

Si condivide la previsione di phase out, ma si ritiene che l'uscita dalla generazione a carbone debba essere gestita con cautela rispetto da un lato ai benefici per il consumatore in termini di competitività (tenendo in considerazione ad esempio gli extra-costi che potrebbero determinarsi in assenza di adeguato coordinamento con altri Paesi europei) e dall'altro all'adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico anche nella fase di transizione verso un mix completamente decarbonizzato. Si dovrà intervenire da un lato con un upgrade adeguato della infrastruttura di rete, dall'altro con il ricorso all'accumulo dell'energia, nel rispetto di logiche di mercato e del principio di level playing field, in combinazione con la generazione da fonti rinnovabili unitamente ad un rapido avvio del mercato della capacità, per consentire il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e garantire l'adeguatezza del sistema elettrico. È fondamentale inoltre che siano definite con chiarezza le tempistiche e la tabella di marcia del percorso di decarbonizzazione, al fine di garantire la massima certezza regolatoria nella fase di transizione e consentire agli operatori di pianificare correttamente ed efficientemente investimenti e disinvestimenti. Una misura fondamentale per favorire tali investimenti sarà la semplificazione e accelerazione degli iter autorizzativi.

Contributo CCGT

Elettricità Futura è convinta che allo sviluppo delle fonti rinnovabili, debba affiancarsi anche il contributo degli impianti CCGT, così da consentire una radicale decarbonizzazione del settore energetico italiano, garantendo al contempo sicurezza degli approvvigionamenti e competitività.

Si ritiene che le previsioni di nuova capacità gas, stimate pari a 3 GW, siano riduttive, considerando da un lato le potenzialità della generazione a gas ad alta efficienza, con importanti impatti positivi in termini di riduzione di CO₂ e NO_x, e dall'altro che difficilmente una quota parte dei CCGT esistenti potrà essere oggetto di azioni di revamping al termine della loro vita utile. Risulta quindi fondamentale che i target di capacità gas vengano rivisti a rialzo.

Target Settore elettrico – Valutazione e raccomandazioni CE

FER

Il contributo delle energie rinnovabili proposto nel progetto di PNIEC rappresenta una quota del 30% del consumo finale lordo nazionale di energia nel 2030. Tale contributo è leggermente superiore alla

quota del 29% derivante dalla formula di cui all'allegato II del Regolamento sulla Governance (Governance Regulation).

Viene fornita la traiettoria indicativa per raggiungere il contributo del 30% nel 2030, inclusi specifici punti di riferimento per il 2022 (quota delle energie rinnovabili del 21%), 2025 (24%) e 2027 (26%). Questi punti di riferimento sono al di sopra della traiettoria indicata nel Regolamento sulla Governance. Si prevede che la produzione di energia rinnovabile raggiungerà il 55,4% nel 2030, con l'energia solare che diventerà la principale fonte di elettricità rinnovabile (40% di share e 50GW di capacità installata), davanti all'attuale fonte principale di energia idroelettrica (quota del 26% e 19,2 GW di capacità installata). La capacità eolica e la quota di energia elettrica saranno approssimativamente raddoppiate entro il 2030 rispetto al 2017 (rispettivamente 21% e 18,4 GW, di cui 0,9 GW in mare aperto).

Per quanto riguarda le energie rinnovabili, il progetto di PNIEC fornisce una panoramica degli obiettivi e delle traiettorie nazionali, anche a livello settoriale. Per gli obiettivi e le traiettorie nazionali, il contributo è presentato in azioni ma anche in valori assoluti di Ktoe nel consumo energetico finale lordo. Viene fornita una breve spiegazione su come è stato impostato il contributo complessivo. Le potenze pianificate sono generalmente descritte ma non sono suddivise tra nuova capacità e repowering. Ulteriori dettagli sono necessari anche sulle traiettorie relative all'approvvigionamento di biomassa distinte per materie prime e origine (distinte tra produzione nazionale e importazioni), sulle traiettorie per la biomassa forestale, con valutazione delle fonti e dell'impatto sul LULUCF.

Misure

Il PNIEC individua una serie di misure per il conseguimento degli obiettivi previsti in tema di energia rinnovabile per il settore elettrico, tra le quali:

Misure per grandi impianti (potenza sopra 1 MW)

- Contratti per differenza da stipulare a seguito di gare competitive

Si continuerà a fare ricorso ai già sperimentati meccanismi di gara competitiva, adottando un approccio di neutralità tra gruppi di tecnologie con strutture e livelli di costi affini. Le gare saranno finalizzate alla stipula di contratti per differenza basati sul valore complessivo della tariffa riconosciuta a seguito dello svolgimento della procedura, secondo il criterio “a due vie”.

- Power Purchase Agreement (PPA)

È stato avviato uno studio che ha lo scopo di approfondire quale sia il contesto legale, regolatorio e tecnico per un diffuso utilizzo dei PPA. A valle dello studio si intende pervenire a una nomenclatura di riferimento, alla definizione delle possibili tipologie di PPA e dei relativi elementi minimi per la stipula dei contratti, con esame delle esigenze delle diverse parti in causa (grandi consumatori, trader, aggregatori, produttori, finanziatori), nonché alla individuazione di eventuali barriere da rimuovere, di natura normativa o regolatoria e l'organizzazione di una apposita piattaforma di mercato. Si avanza l'ipotesi, almeno in una prima fase, che lo Stato fornisca una “spinta iniziale”, tramite la promozione di progetti pilota nell'ambito del Piano d'azione nazionale sugli acquisti verdi della Pubblica

Amministrazione e delle procedure di acquisto per forniture di energia tramite le gare svolte dalla Consip, fornendo alle amministrazioni strumenti e competenze per gestire i propri acquisti e stimolare le imprese al confronto competitivo con il sistema pubblico.

Misure per piccoli impianti (potenza sotto 1 MW)

- **Misure regolatorie ed economiche per l'autoconsumo singolo e collettivo**
Si intende promuovere l'autoconsumo con misure che prevedano l'applicazione delle parti variabili degli oneri di rete e di sistema sulla sola energia prelevata dalla rete pubblica e non anche su quella autoprodotta e autoconsumata. Tale modalità di raccolta degli oneri, già operativa per le configurazioni singole, verrà estesa anche alle configurazioni multiple (comunità energetiche rinnovabili). Si opererà inoltre per l'evoluzione del meccanismo dello scambio sul posto a favore di un premio riconosciuto agli impianti (anche in esercizio) dotati di sistemi di accumulo, che incrementino la quota di energia autoconsumata e, eventualmente, forniscano servizi per la sicurezza del sistema elettrico sulla rete. In tutti i casi, la promozione dell'autoconsumo singolo riguarderà prevalentemente gli impianti distribuiti, di potenza tipicamente fino a 1 MW. Si intende poi potenziare gli obblighi di quota minima di fonti rinnovabili negli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, ed infine estendere progressivamente e gradualmente l'obbligo di quota minima di fonti rinnovabili negli edifici esistenti.
- **Procedure semplificate**
Si intende introdurre procedure semplificate per la costruzione, la messa in esercizio e la gestione degli impianti, anche attraverso l'estensione del modello unico (attualmente riservato agli impianti fotovoltaici fino a 20 kW). Parimenti, si conta di ampliare l'utilizzo della PAS (procedura abilitativa semplificata), oggi utilizzabile per singoli impianti di potenza compresa tra qualche decina e alcune centinaia di kW).
- **Aggregazione di piccoli impianti**
Verrà consentita l'aggregazione di piccoli impianti ai fini della partecipazione alle procedure di accesso agli incentivi sull'energia immessa in rete.
- **Tariffe incentivanti specifiche**
Si intende stabilire tariffe incentivanti specifiche per i casi nei quali l'autoconsumo non sia percorribile. Di particolare interesse risulta la produzione combinata di elettricità e calore da scarti e residui del settore agroindustriale, che consentano quindi, secondo i principi dell'economia di circolare, di valorizzare gli scarti stessi e di ottimizzare i cicli produttivi, con quote minoritarie di materie prime da secondo raccolto (nel caso degli impianti a biogas, peraltro, si possono ottenere anche vantaggi in termini di utilizzazione del digestato, di rilievo nelle aree vulnerabili ai nitrati).
- **Premio amianto**
Introdurre premi per la realizzazione di impianti fotovoltaici i cui moduli sono installati in sostituzione di coperture contenenti amianto.

Misure comuni per grandi e piccoli impianti

- **Burden sharing regionale e aree idonee**

L'obiettivo nazionale (espresso in quota sui consumi, in modo da stimolare anche l'efficienza energetica) dovrà essere conseguito attraverso una ripartizione dello stesso fra le Regioni, che dovranno pertanto individuare le aree idonee alla realizzazione degli impianti con un approccio di contenimento del consumo di suolo. L'individuazione di tali aree sarà finalizzata allo sviluppo coordinato di impianti, rete elettrica e sistemi di accumulo, con procedure autorizzative rese più semplici e veloci.

- Strumenti ad hoc per nuovi impianti basati su tecnologie innovative

Per le tecnologie ancora lontane dalla competitività economica nel contesto italiano (l'eolico offshore, il solare termodinamico, la geotermia a ridotto impatto ambientale e l'oceanica) ovvero con significativo potenziale di innovazione, saranno attivate procedure calibrate sulle relative specificità. In alternativa, e sempreché il potenziale sfruttabile sia interessante, saranno valutati strumenti quali il contributo all'investimento, anche ricorrendo a specifici fondi europei, compresi quelli per la ricerca e l'innovazione.

- Isole minori

Su alcune isole si intende promuovere l'ammodernamento delle reti elettriche per favorire una maggiore penetrazione delle FER e la realizzazione di progetti pilota, finalizzati alla realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili in abbinamento con sistemi di accumulo, allo sviluppo del trasporto elettrico, all'integrazione del sistema elettrico con il sistema idrico e con la domanda modulabile presente sull'isola.

Misure per la salvaguardia e il potenziamento degli impianti esistenti

- Revamping e repowering

Le misure specifiche di natura non economica di impianti esistenti includono: procedure autorizzative semplificate, in particolare per le valutazioni di tipo ambientale, con un approccio che valuti sostanzialmente le variazioni dell'impatto rispetto alla situazione ante intervento di revamping o repowering; la fissazione di condizioni e limiti di base nel cui rispetto sia possibile realizzare interventi più semplici con mera comunicazione; definizione di possibili interventi di miglioramento delle prestazioni e di allungamento della vita utile degli impianti, mediante attività di comunicazione e sensibilizzazione verso i responsabili degli impianti.

- Concessioni idroelettriche

Le procedure d'asta per le concessioni esistenti saranno precedute da una fase preparatoria, per integrare in modo ordinato e integrato le stesse procedure nella programmazione territoriale, in compatibilità con gli altri usi dell'acqua, sulla base di regole omogenee a livello nazionale, anche in tema di canoni, prevedendo l'attuazione di interventi di efficientamento degli impianti. Di conseguenza, le procedure d'asta privilegeranno in modo trasparente la riqualificazione degli impianti, al fine di assicurare la capacità utile di invaso e aumentarne la producibilità, nel rispetto dei vincoli ambientali. Anche per tali interventi si introdurranno le possibili semplificazioni procedurali per evitare duplicazioni di atti, nonché forme di coordinamento tra procedimenti per il rilascio di concessioni di derivazione d'acqua pubblica e i procedimenti di autorizzazione per l'esecuzione degli interventi, da condividere con le Regioni.

Misure Settore Elettrico - Osservazioni EF

Le misure per il settore elettrico dovrebbero essere finalizzate a sostenere la realizzazione di nuovi impianti e a valorizzare il parco impianti esistenti, salvaguardandone il funzionamento in condizioni sempre più efficienti. Tali misure dovrebbero includere da un lato interventi di carattere regolatorio ed amministrativo volti a superare gli ostacoli oggi esistenti, calibrati sulla base della tipologia di intervento (nuova costruzione o ricostruzione), delle dimensioni degli impianti e dello stato di sviluppo delle diverse tecnologie considerate, e dall'altro interventi di natura economica, commisurati alle specificità delle fonti/interventi e ai benefici sul sistema, in un'ottica di utilizzo razionale delle risorse e riduzione dell'impatto economico delle misure.

Gare tecnologicamente neutre

Pur condividendo in generale il principio di neutralità tecnologica introdotto nel DM 4/7/2019 (cd DM FER1) e ripreso dal Piano, si segnala l'opportunità di prevedere la correzione di eventuali squilibri tra le fonti per garantire una differenziazione del mix e uno sviluppo di tutte le tecnologie. Appare opportuno analizzare preventivamente gli impatti derivanti da possibili esiti delle procedure di gara fortemente squilibrate a favore di poche fonti rinnovabili, per garantire una più opportuna differenziazione delle fonti energetiche e consentire un coerente sviluppo di tutte le tecnologie rinnovabili.

Tecnologie innovative

Si concorda sulla necessità di assicurare adeguato sostegno anche a quelle tecnologie ritenute ad elevato potenziale innovativo ancora lontane dalla competitività economica nel contesto italiano. Si ritiene a tal fine necessario che sia prontamente definito il regime incentivante ad hoc oggetto del cosiddetto DM FER 2 e che ne sia previsto l'accesso non solo agli impianti di piccolissima taglia, ma anche a quelle fonti che, pur non presentando necessariamente un potenziale innovativo spinto, abbiano costi di gestione molto elevati (tra cui bionergie, geotermia).

In relazione in particolare alla geotermia, nell'ambito del DM FER2 dovrebbe inoltre essere valutata la previsione di meccanismi di accesso, tariffe e contingenti di potenza differenziati per le 2 tecnologie geotermiche (innovativi zero emissions designed e convenzionali con azioni di miglioramento ambientale).

PPA

Si auspica una rapida implementazione e diffusione dei Power Purchase Agreement (PPA) anche tramite l'implementazione di una piattaforma (a cui dovrebbero poter accedere anche impianti che abbiano terminato il periodo di incentivazione) che permetta lo scambio di prodotti di lungo termine, per incrementare la liquidità e fornire una price disclosure che dia un segnale di prezzo per la stipula di nuovi PPA, sia sulla piattaforma stessa sia OTC, in base a capacità e caratteristiche delle controparti, facendo tuttavia attenzione che tale piattaforma non costituisca un irrigidimento di uno strumento che, di per sé, dovrebbe essere il risultato di una libera contrattazione tra i soggetti di mercato.

È da valutare la possibilità di prevedere obblighi di acquisto di volumi annuali per la Pubblica Amministrazione (Consip), nell'ambito del Green Public Procurement, sottoscrivendo contratti a lungo termine, per stimolarne la liquidità.

In merito alla proposta relativa a PPA definiti nei programmi governativi per il sostegno alle rinnovabili ed assegnati mediante processi pubblici competitivi (aste al ribasso) che consentano la partecipazione anche a soggetti terzi, si segnala la necessità di introdurre schemi di asta che assegnino contratti per differenza a due vie rispetto al valore strike offerto. Nel breve termine riteniamo opportuno mantenere le aste competitive in parallelo ai PPA tra privati, perseguendo il contenimento dei relativi costi per i consumatori finali, tramite l'utilizzo di sistemi di asta basati sull'assegnazione di CFD a 2 vie.

Nel medio termine, lo sviluppo e la diffusione di strumenti di mercato come i contratti di lungo termine (PPA), potrebbe rappresentare una delle modalità preferenziali per l'ulteriore incremento della generazione da fonti rinnovabili, anche grazie alla necessaria riforma complessiva del mercato elettrico in un'ottica fit for RES

Infine, si ritiene opportuno favorire la creazione di modelli standard più facilmente scambiabili ed accessibili a diversi tipi di consumatori e soggetti aggregatori che operino per conto di consumatori corporate, commerciali o residenziali di piccole/medie dimensioni. Vista tuttavia la finalità di sviluppo della generazione da FER e la peculiarità di ogni impianto, dovrà essere concessa libertà contrattuale per la stipula di long term PPA, evitando il ricorso a rigide forme di tipizzazione dei contratti che possono costituire un ostacolo alla loro diffusione.

Aggregazione impianti e domanda

Oltre alla possibilità di aggregazione impianti ai fini della partecipazione alle procedure di accesso agli incentivi sull'energia immessa in rete si auspica vengano previste e valorizzate forme di aggregazione, fisiche e virtuali, di impianti di produzione e/o della domanda, anche per la partecipazione al mercato elettrico.

A valle di una prima fase di sviluppo di progetti pilota, oggi in corso, utile all'individuazione di criticità e soluzioni, si ritiene necessario procedere quanto prima al completamento della regolazione per la piena apertura dei mercati dei servizi alle suddette forme di aggregazione.

I progetti pilota dovranno essere anche rivisti per agevolare la più ampia partecipazione, fermo restando la necessaria garanzia di sicurezza, stabilità del sistema e corretta allocazione delle responsabilità di sbilanciamento.

Tariffe incentivanti specifiche per produzione combinata elettricità e calore

È certamente di interesse la proposta di introdurre tariffe incentivanti ad hoc per la produzione combinata di elettricità e calore. Si segnala in particolare al riguardo l'opportunità di prevedere un regime di sostegno anche per la cogenerazione da biometano (la cui incentivazione ad oggi è di fatto limitata al solo impiego in autotrazione). Si ritiene inoltre debbano essere inoltre previste forme di sostegno della generazione da biogas - in controtendenza rispetto allo stralcio di questa fonte da quelle ammesse ad incentivazione secondo il nuovo schema di DM FER 1 - posta l'opportunità di valorizzare una filiera che ha visto un importante sviluppo in anni recenti, ha un importante patrimonio di impianti di digestione anaerobica, potrebbe sfruttare sistemi infrastrutturali già disponibili (centrali elettriche a ciclo combinato, reti di trasporto e distribuzione del gas, reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica) e permetterebbe, per quanto concerne invece il biogas da discarica, la valorizzazione energetica dei rifiuti e scarti di origine organica, caposaldo dell'economia circolare.

Sostegno impianti al termine della vita incentivata

Al fine di assicurare la mancata dismissione al termine della vita incentivata di impianti ancora in grado di funzionare in condizioni efficienti di esercizio, si suggerisce l'introduzione di meccanismi di sostegno alla produzione (così come già previsto dall'art.24 del D. Lgs. 28/2011 e Legge di bilancio 2016 e 2018) in grado di integrare i ricavi conseguenti alla partecipazione al mercato elettrico di impianti con costi di O&M consistenti, quali quelli di dimensioni minori e quelli che hanno costi di materia prima da sostenere quali alimentati a biomasse, biogas e bioliquidi. Tali meccanismi dovranno comportare un impegno di spesa limitato e strettamente commisurato ai costi vivi di generazione di questi impianti, secondo i criteri della disciplina comunitaria sugli aiuti di stato.

Si ritiene che la previsione del piano di una graduale fuoriuscita degli impianti di cui sopra a fine incentivo, debba essere affrontata con le dovute cautele. È importante evidenziare come gli impianti a bioliquidi abbiano elevati costi di investimento ma anche una vita utile molto superiore rispetto a quella stimata ai fini delle incentivazioni, creino un importante indotto, garantiscano programmabilità e continuità della produzione ed infine consentano di valorizzare l'intera filiera di prodotti/residui secondo i principi dell'economia circolare. Si ritiene pertanto opportuno che siano studiati sistemi per consentirne il mantenimento in produzione, quantomeno introducendo rimodulazioni dell'incentivazione con scivoli progressivi che portino ad un più graduale phase-out.

Detrazioni fiscali

Nell'ottica di sostegno agli impianti di piccole/medie dimensioni in autoconsumo FER/CAR, si ritiene opportuno adottare programmi di sensibilizzazione, snellire/uniformare i relativi procedimenti autorizzativi, stabilizzare il meccanismo delle detrazioni fiscali per interventi di recupero del patrimonio edilizio. In particolare, si reputa necessario consentire anche agli utenti industriali l'efficacia di tale misura prevedendo l'aumento del tetto al credito fiscale, estendendo la cedibilità del credito fiscale anche a generazione distribuita e accumuli e facendo rientrare tra gli interventi ammissibili anche soluzioni di accumulo stand-alone.

Termini iter autorizzativi

Si segnala l'esigenza di garantire la certezza dei termini dell'iter di autorizzazione degli impianti da fonti rinnovabili, poiché tale aspetto risulta prioritario per facilitare lo sviluppo degli investimenti.

Sarebbe inoltre opportuno introdurre tempistiche accelerate e fisse, in virtù del riutilizzo di aree, strutture ed infrastrutture esistenti. Ad oggi spesso gli iter autorizzativi sono caratterizzati da medi tempi ben più lunghi rispetto a quelli previsti dalle norme (anche 4-5 anni). Tali ritardi peraltro, posto il netto disallineamento con la rapidità dello sviluppo tecnologico, comportano il più delle volte l'autorizzazione di progetti basati su macchine già "vecchie", nel frattempo superate da tecnologie più efficienti di quelle previste dal progetto iniziale.

Inoltre, per ovviare all'inconveniente della lentezza del procedimento si ritiene utile suggerire di attribuire al silenzio dell'amministrazione un significato di assenso al progetto, soprattutto laddove non siano necessari atti di assenso di natura ambientale e paesaggistica.

Adempimenti e duplicazioni

Si suggerisce di rivedere gli attuali iter di autorizzazione in un'ottica di riduzione degli adempimenti e della documentazione (spesso da duplicare e indirizzare alle diverse amministrazioni coinvolte) necessari per la richiesta di autorizzazione a realizzare/esercire gli impianti e per l'istanza di incentivo eventualmente previsto. Si ritiene opportuno anche armonizzare e, ove possibile, semplificare gli obblighi di caricamento di dati su differenti portali al fine di velocizzare i relativi procedimenti e ridurre il rischio di disallineamento dati.

Definizione modifiche sostanziali e non sostanziali

Si ritiene necessario individuare, per ciascuna tipologia di impianto e di fonte, gli interventi di modifica sostanziale degli impianti, da assoggettare ad autorizzazione unica, e le modifiche non sostanziali che potrebbero essere invece assoggettate a semplice PAS o Comunicazione (così come peraltro già previsto dall'art. 5 comma 3, del D. Lgs. n. 28/2011), superando l'attuale vincolo anacronistico che considera gli interventi di modifica "non sostanziali" solo se realizzati su impianti esistenti senza variazioni fisiche dei macchinari, della volumetria delle strutture e dell'area destinata ad ospitare gli impianti stessi, sottoponendo di fatto ogni intervento che comporti una variazione delle dimensioni originariamente occupate dal progetto, ad un procedimento di autorizzazione e/o di valutazione ambientale, ordinario, con presumibili iter complessi e lunghi tempi di approvazione.

Si suggerisce, inoltre, di introdurre delle soglie di variazione delle dimensioni fisiche dei macchinari, della volumetria delle strutture e dell'area destinata ad ospitare gli impianti stessi e variazione contenute della potenza degli impianti entro cui considerare gli interventi come non sostanziali, e dunque da sottoporre a disciplina autorizzativa semplificata, individuando altresì gli interventi di modifica autorizzabili mediante semplice comunicazione o a seguito di una semplice notifica allo sportello unico. Occorrerà pertanto adottare modifiche normative nazionali - riducendo così l'arbitrarietà di applicazione dei procedimenti oggi registrata nelle diverse Regioni/Province - che rendano possibile oltre al ricorso dell'istituto della PAS, anche l'esclusione dalla procedura di VIA/verifica di assoggettabilità ambientale per quegli interventi realizzati nel rispetto di specifici criteri ambientali/progettuali.

Revamping e repowering

Si ritiene necessario vengano introdotte specifiche misure a favore degli interventi di repowering e di revamping, in un'ottica di valorizzazione dei siti già oggetto di investimenti in passato e di minimizzazione degli impatti ambientali delle installazioni. Si auspica in tal senso l'introduzione di procedure autorizzative semplificate, in special modo per gli aspetti legati alle valutazioni di tipo ambientale, che dovrebbero limitarsi all'esame delle sole variazioni dell'impatto ante e post-intervento. Si auspica in tal senso l'introduzione di procedure autorizzative semplificate e l'adozione di modifiche normative a livello nazionale che rendano possibile oltre al ricorso dell'istituto della PAS, anche l'esclusione dalla procedura di VIA e di verifica di assoggettabilità ambientale avendo accesso all'istituto del pre-screening per quegli interventi realizzati nel rispetto di specifici criteri ambientali/progettuali o l'adozione di criteri semplificati per le valutazioni di tipo ambientale limitate all'esame delle sole variazioni dell'impatto ante e post-intervento. Si auspica ad esempio la fissazione di soglie, differenziate per fonte e per tipologia di intervento, entro cui l'intervento possa essere ritenuto a limitato impatto

ambientale/sociale e dunque sia possibile autorizzarlo mediante la PAS presentata all'ufficio preposto del Comune di riferimento.

Spalmaincentivi

Al fine di favorire interventi sugli impianti esistenti si ritiene necessario il superamento di misure vincolanti, quali ad esempio il cosiddetto “spalma-incentivi volontario”, che oggi blocca l'accesso ai meccanismi di sostegno, e che coinvolge la quasi totalità degli impianti FER, che non vi hanno aderito. Andrebbe in tal senso ripensate e ridefinite le attuali modalità di accesso ai meccanismi di sostegno, assicurando la partecipazione degli impianti che non hanno aderito allo Spalmaincentivi, valutando al contempo un sistema che permetta vengano preservati i diritti di chi vi ha aderito.

Energy community, autoconsumo e generazione distribuita

Si concorda in generale con le proposte avanzate dal PNIEC sul sostegno alla diffusione delle configurazioni in autoconsumo. Tuttavia, si ritiene che in ottica di creazione di un sistema elettrico più decentralizzato occorrerà porre attenzione a numerosi aspetti che consentano uno sviluppo razionale della generazione distribuita riducendo i rischi connessi ad un'inefficiente duplicazione della rete o all'adozione di inadeguati standard di sicurezza/qualità del servizio. Inoltre, sarà opportuno monitorare lo sviluppo degli impianti in autoconsumo e l'eventuale impatto economico derivante da una possibile esenzione dal pagamento delle componenti variabili degli oneri di sistema e di rete per tali configurazioni. Ciò al fine di consentire l'adozione di eventuali azioni correttive volte ad evitare negativi effetti redistributivi su tutti i clienti finali, o un eccesso di supporto o, al contrario, un sostegno non sufficiente a garantirne un adeguato sviluppo. Sarà necessario, ove possibile, semplificare l'attuale quadro regolatorio, adottando una definizione univoca di autoconsumo e promuovendo la realizzazione di nuovi sistemi in autoconsumo alimentati da impianti FER e/o impianti cogenerativi ad alto rendimento (CAR) caratterizzati da elevati standard di qualità/sicurezza del servizio.

Le misure di supporto potranno continuare ad essere di tipo implicito nel breve periodo (previa corretta/adeguata calibrazione delle stesse rispetto ai costi delle tecnologie) mentre nel lungo periodo occorrerà valutare l'adozione di misure esplicite, controllabili e trasparenti, in grado di sostenere configurazioni di autoconsumo efficienti, flessibili e sostenibili, nel rispetto dei principi di «cost reflectivity» e di efficienza di sistema, confermati a livello europeo. Andrebbe inoltre valutata l'ipotesi di uno spostamento progressivo in fiscalità generale degli eventuali incrementi sulla componente degli oneri generali di sistema derivanti dal sostegno ai sistemi in autoconsumo. Qualsiasi modifica regolatoria dovrà comunque salvaguardare le configurazioni in autoconsumo esistenti.

Infine, sarà opportuno regolamentare in via sperimentale ed evitando – come detto - un'inefficiente duplicazione della rete, la realizzazione di nuovi sistemi in autoconsumo anche nella configurazione “uno a molti” (compresi gli SDC) e di nuove comunità energetiche locali purché si assicuri una completa integrazione di tutte le risorse distribuite nei meccanismi di mercato (bilanciamento, partecipazione ai costi di sistema) e il mantenimento dei diritti dei clienti al loro interno (es. qualità della fornitura di energia elettrica, possibilità di switching del fornitore, libero accesso alla rete pubblica, ecc).

Si propone l'adozione di opportuni interventi di regolazione volti a snellire e uniformare i processi autorizzativi a favore di impianti alimentati da FER e/o CAR (nuova costruzione, modifica,

potenziamento, rifacimento totale/parziale, realizzazione delle relative opere/infrastrutture di connessione) e semplificare, ove possibile, gli adempimenti fiscali oggi previsti.

Si concorda sulla necessità di regolamentare sia la possibilità di scambio sul posto virtuale - ad esempio attraverso lo “scambio sul perimetro” anticipato dall’ARERA - che di scambio fisico - attraverso, appunto, reti fisiche interne - per consentire di scegliere tra le due alternative quella che maggiormente risponde alle specifiche esigenze energetiche locali nonché al già richiamato criterio di efficienza.

Infine, in uno scenario di larga diffusione delle FER e dei sistemi di generazione distribuita e autoconsumo, il DSO dovrà mantenere un ruolo fondamentale come soggetto neutrale in grado di facilitare la transizione energetica del prossimo futuro anche come acquirente di servizi locali, sviluppando e gestendo la rete con investimenti e innovazioni in ottica smart grid/digitalizzazione, e continuando a garantire l'efficienza, la sicurezza, la qualità del servizio e la sostenibilità della rete per tutti gli utenti.

Procedure semplificate per accumuli e integrazione sistema elettrico-gas

Il processo di transizione energetica comporterà molte sfide (sicurezza della rete, diffusione FER non programmabili, flessibilità, resilienza, ecc.) che potranno essere affrontate soltanto con un approccio olistico che ricorra ad un mix appropriato - dal punto di vista economico, ambientale e sociale - di tutte le tecnologie di generazione, conversione e stoccaggio a disposizione e che si svilupperanno. Si suggerisce l'introduzione di procedure ad hoc per la costruzione, la messa in esercizio e la gestione degli accumuli, sia elettrochimici che mediante pompaggi, che sia in grado di promuoverne lo sviluppo, tenuto conto del ruolo fondamentale che rivestiranno nel nuovo modello energetico al 2030. Si sottolinea inoltre la necessità di sviluppare un mercato che possa valorizzare i servizi ancillari che gli accumuli possono offrire. Si condivide in generale con l'orientamento proposto dall'Autorità nel DCO 345/2019 e in particolare con l'obiettivo di consentire anche nelle configurazioni più complesse di identificare i prelievi destinati a servizi ausiliari di produzione o al funzionamento dei sistemi di accumulo. L'Associazione ritiene, tuttavia, necessario garantire che l'applicazione della nuova disciplina rimanga opzionale e dunque avvenga su istanza del produttore/titolare del punto di connessione alla rete.

Si condivide inoltre l'opportunità di affiancare, nel percorso verso una piena decarbonizzazione del sistema, lo sviluppo delle FER, degli accumuli e delle nuove risorse (Demand Response e Vehicle Grid Integration), con il contributo degli impianti CCGT e OCGT al fine di colmare il fabbisogno residuo del sistema e garantire sicurezza degli approvvigionamenti e competitività.

Si ritiene inoltre necessario avviare una sperimentazione per sondare i potenziali benefici dell'integrazione delle reti elettriche e gas (es. power-to-gas, power-to-hydrogen e gas-to-power che potrebbero consentire di trasformare l'eccesso produttivo delle fonti non programmabili in metano sintetico rinnovabile o in idrogeno rinnovabile da immettere nella rete, ovvero di recuperare il calore di scarto dalle turbine a gas per produzione elettrica, con un più efficiente utilizzo delle infrastrutture esistenti).

Armonizzazione norme regionali e facilitazione delle autorizzazioni

In una visione di insieme il raggiungimento dei futuri obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili non potrà prescindere da uno sviluppo ed applicazione della regolazione organico e coordinato, consentendo di

superare i problemi di applicazione delle diverse disposizioni che avviene o in maniera non uniforme sul territorio o sulla scorta delle specifiche competenze dei singoli enti preposti. Si ritiene necessario venga reso maggiormente omogeneo il quadro normativo dei diversi territori regionali ed in tal senso si suggerisce di vigilare sull'operato delle Regioni, poiché in molti casi è proprio il travalicare i limiti della loro potestà normativa che ha portato le stesse a dettare discipline difformi sia dal quadro normativo statale sia profondamente diverse tra di loro.

Solo per fare alcuni esempi si ritiene utile segnalare l'esigenza di armonizzazione delle discipline ambientali relative alle direttive Deflussi Ecologici, poiché attualmente i Distretti idrografici risultano impegnati in fasi del processo di implementazione profondamente diverse, che portano dunque soggetti operanti in contesti territoriali diversi a sottostare a regole molto diverse, con ripercussioni sulla producibilità degli impianti idroelettrici.

Anche il caso dei canoni per l'uso delle acque a fine idroelettrico risulta emblematico in tale senso, la recente riforma della disciplina per le concessioni di grandi derivazioni (disposta dal DL n. 135 del 14/12/2018) non appena completata, porterà ad avere modalità di calcolo profondamente diverse per piccoli e per grandi impianti, esacerbando una situazione già oggi caratterizzata da ampia variabilità tra i valori vigenti nelle Regioni. Si suggerisce di procedere ad una riforma complessiva dell'attuale sistema. Per quanto concerne la facilitazione delle autorizzazioni, occorre garantire l'uniformità e la certezza dei termini dell'iter autorizzativo degli impianti FER, anche per il rinnovamento degli impianti esistenti, in linea con il D.Lgs 104/2017 di recepimento della direttiva sulla VIA. Il tema del permitting costituisce uno degli aspetti dirimenti per facilitare lo sviluppo degli investimenti e traguardare gli obiettivi 2030.

Ad oggi gli iter autorizzativi sono caratterizzati da tempi in media ben più lunghi rispetto a quelli previsti dalle norme (anche 4-5 anni). Occorrerebbe inoltre introdurre tempistiche fisse, omogenee e, per talune categorie di interventi, accelerate (si veda anche quanto già espresso in relazione ai paragrafi *Termine iter autorizzativi* e *Repowering*). Occorre inoltre procedere al superamento di alcuni vincoli localizzativi oggi esistenti (si veda quanto indicato al paragrafo *Individuazione aree idonee*).

Recepimento norme nazionali su TUA

Si segnala la necessità di monitorare e coordinare le attività di adeguamento delle normative regionali in seguito all'adozione delle modifiche al Testo Unico dell'Ambiente ai sensi dei decreti legislativi n. 126/2016, n. 127/2016, n. 222/2016 e n. 104/2017.

Tale processo, infatti, risulta oggi essere molto disomogeneo a livello locale, anche in virtù delle criticità, legate a dubbi interpretativi e difficoltà operative nell'adattamento delle procedure esistenti. Si segnala ad esempio che la nuova procedura PAUR (Provvedimento Autorizzativo Unico Regionale), che assorbe in sé, oltre alla VIA, anche la decisione finale con la pronuncia su tutti gli atti autorizzativi, non sembra essere facilmente integrabile con la procedura adottata oggi nella maggior parte delle Regioni italiane per il rilascio delle concessioni di derivazioni idriche ad uso idroelettrico.

Concessioni idroelettriche

Affinché gli impianti idroelettrici possano contribuire efficacemente alla decarbonizzazione del settore elettrico, occorre definire una cornice di riferimento organica e stabile che permetta di superare

l'incertezza normativa che si protrae da alcuni anni, e che non ha consentito agli operatori di programmare interventi di manutenzione straordinaria e di ammodernamento degli impianti.

Si ritiene inoltre, che ogni eventuale modifica dell'articolato del quadro normativo oggi esistente, richieda un'analisi ad hoc degli impatti delle misure proposte, al fine di garantire la continuità della produzione e la sicurezza delle infrastrutture, creando condizioni favorevoli al rilancio degli investimenti e garantendo, nello stesso tempo, la qualità della relazione con i territori. La revisione dovrebbe inoltre essere improntata a garantire un quadro nazionale di riferimento che sia stabile e il più possibile uniforme. La recente modifica della disciplina, disposta dal DL n. 135 del 14/12/2018, convertito con L.12/2019, affidando la gestione delle gare alle singole Regioni, difficilmente riuscirà ad essere coerente con tale esigenza. Appare inoltre imprescindibile che il Governo italiano persegua e promuova una versione organica e convergente anche a livello europeo, al fine di creare un level playing field, evitando un grave pregiudizio alle imprese italiane e al sistema Italia.

Individuazione delle aree idonee alla realizzazione degli impianti

Si concorda sulla possibilità di individuare aree idonee alla realizzazione degli impianti - a fronte di valutazioni su disponibilità della risorsa, accessibilità dei siti, presenza e disponibilità delle reti di trasmissione e distribuzione in prossimità, domanda elettrica - purché le stesse siano inquadrabili come "aree attrattive" o "alto potenziale FER", e non vengano ovviamente intese come le uniche aree dove possano essere realizzati nuovi impianti. Pertanto, sarà opportuno finalizzare l'individuazione di tali aree alla definizione di zone nelle quali la realizzazione di impianti FER seguirebbe un procedimento autorizzativo semplificato, lasciando comunque libera la possibilità agli operatori di portare avanti iniziative di sviluppo anche su altre aree. Ad esempio, con particolare riferimento agli impianti fotovoltaici, si potrebbero definire iter autorizzativi estremamente semplici per le seguenti installazioni: localizzate all'interno o in prossimità di aree industriali, artigianali e commerciali; realizzati su discariche esaurite, cave e miniere esaurite, aree industriali dismesse e aree demilitarizzate; in prossimità di centri abitati (con l'esclusione dei piccoli borghi storici) e delle sottostazioni di alta tensione della rete elettrica (entro un paio di chilometri), collegati in linea diretta ad una unità di consumo eventualmente equipaggiati con sistemi di accumulo; posizionati su immobili, pergole, parcheggi e serre agricole; realizzati su terreni agricoli incolti da almeno 3 anni e collocati su aree agricole escluse dalle aree classificate non idonee dalle pianificazioni regionali. In generale si ritiene che i siti in cui sono già presenti impianti FER debbano automaticamente qualificarsi come "aree a vocazione energetica".

Occorrerebbe inoltre procedere al superamento di alcuni vincoli localizzativi oggi esistenti, ad esempio le aree non idonee alla realizzazione di impianti, disciplinata dal D.Lgs. n. 387/2003 - che prevedeva l'individuazione di specifiche porzioni di territorio particolarmente fragili, nelle quali l'installazione di determinate categorie di impianti deve essere valutata con cautela - che troppo spesso sono state tradotte nelle discipline regionali in divieti localizzativi aprioristici o l'attuale interdizione all'accesso agli incentivi per impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole, introdotta dalla L. n. 27/2012, che oggi non permette la realizzazione di nuovi impianti (né l'estensione di quelli esistenti) anche in aree che, sebbene classificate come "agricole" dalla pianificazione urbanistica locale, risultano molto spesso incolte, improduttive e abbandonate.

Isole Minori

Le isole hanno una forte necessità di soluzioni per l'approvvigionamento di energia e acqua ed attualmente sfruttano per lo più metodologie obsolete con costi economici ed ambientali elevati e non più sostenibili/giustificabili alla luce delle moderne tecnologie disponibili sul mercato.

Le isole rappresentano inoltre un'opportunità per la mobilità elettrica: il problema dell'autonomia dei veicoli non è rilevante grazie alle brevi distanze da percorrere; consentono di raggiungere l'obiettivo di un sistema di trasporto 100% elettrico in tempi più brevi che nella terraferma; possono diventare un modello ideale di vita, dimostrativo e formativo per i cittadini e per i turisti; le isole forniscono un'occasione unica per sperimentare soluzioni integrate su energia, acqua, agricoltura, rifiuti, mobilità, turismo sostenibile ecc. Al fine di poter cogliere queste potenzialità, si ritiene indispensabile venga completato in tempi brevi il quadro normativo e regolamentare per la promozione delle fonti rinnovabili e dei necessari adattamenti delle reti di distribuzione nelle isole non interconnesse. Si evidenzia infine come sia fondamentale introdurre in questi territori specifiche semplificazioni autorizzative. Le isole minori infatti, sono perlopiù interessate da aree vincolate a parco. Quand'anche il quadro incentivante fosse completo di tutte le sue parti, resterebbe dunque il problema dell'ottenimento delle autorizzazioni alla realizzazione di impianti FER anche di taglie ridotte. Sarebbe pertanto necessario individuare gli interventi più idonei per i territori isolani, nel rispetto sia della tutela del paesaggio che dello sviluppo economico e ambientale dei territori, superando alcuni dei vincoli di installazione oggi esistenti all'interno delle aree parco.

Accettabilità sociale impianti FER

Al fine di migliorare l'accettazione sociale degli impianti a fonti rinnovabili sarebbe opportuno mettere in campo una molteplicità di strumenti che possano favorire la diffusione di una maggiore conoscenza delle rinnovabili, mediante campagne informative e di sensibilizzazione mirate a evidenziare i benefici di tali tecnologie e a sfatare falsi miti e fake news che troppo spesso gravitano intorno alle FER. Le fasi strettamente decisionali dei processi di autorizzazione alla realizzazione ed esercizio di impianti ed infrastrutture dovrebbero però rimanere di esclusiva gestione degli organismi e delle istituzioni preposte. Gli strumenti oggi previsti nei processi autorizzativi degli impianti e delle infrastrutture prevedono forme di informazione e partecipazione pubblica. Per poter migliorare la qualità di tale processo sarebbe opportuno garantire una partecipazione più attiva di organismi di rappresentanza, in virtù del loro ruolo di soggetti rappresentativi e dotati di conoscenze coerenti con la complessità dell'infrastruttura oggetto di autorizzazione, ed in grado di trasferire al decisore pubblico le diverse istanze. Si ritiene inoltre fondamentale, al fine di migliorare l'accettabilità sociale di queste opere e limitare opposizioni locali (sindrome NIMBY, Comitati del NO), un maggior coinvolgimento della popolazione fin dalle prime fasi di ideazione dell'opera, attraverso la promozione di azioni di informazione e trasparenza riguardo i processi decisionali (che già attualmente prevedono adeguate forme di partecipazione attiva), oltre che sulle caratteristiche ed i benefici di queste opere, necessarie per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e per conseguire uno sviluppo industriale sostenibile. Sempre in ottica di miglioramento del grado di accettazione sociale delle opere è importante che il processo di

identificazione delle “aree a vocazione energetica” sia svolto dalle Regioni e dallo Stato in consultazione con gli stakeholder interessati e gli operatori coinvolti.

Misure Settore Elettrico – Valutazione e raccomandazioni CE

Raggiungere gli obiettivi ed i risultati proposti richiederà una serie di politiche e misure solide e comprensibili nonché un attento monitoraggio e follow-up. Nel complesso, il progetto di PNIEC italiano è ben sviluppato e soddisfa ampiamente i requisiti stabiliti dal regolamento. L'ampio elenco di 101 politiche e misure copre la maggior parte delle dimensioni, anche se si concentra principalmente sulle misure esistenti e dovrebbe fornire maggiore chiarezza sugli sviluppi previsti e sui dettagli di bilancio. Le energie rinnovabili beneficerebbero di una maggiore spinta con misure sufficientemente dettagliate su come garantire che tali obiettivi verranno raggiunti.

Carbone

L'obiettivo di eliminare gradatamente il carbone per la produzione di elettricità entro il 2025 dovrebbe essere ulteriormente comprovato con un piano d'azione dettagliato.

Aste- PPA

Le politiche e le misure per sostenere il raggiungimento degli obiettivi e dei contributi proposti per l'energia rinnovabile mancano di dettagli sufficienti. Ad esempio, nel settore dell'elettricità, l'obiettivo è accelerare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso l'uso di aste e la promozione di PPA. Tuttavia, il decreto che avrebbe dovuto introdurre il nuovo programma di sostegno rivisto per la produzione di elettricità rinnovabile (e riscaldamento e raffreddamento rinnovabile) è rimasto in discussione per molto tempo, e ha creato una significativa incertezza per le prospettive di investimento. Inoltre, un calendario di gare con capacità dedicate per il periodo 2021-2030 aggiungerebbe completezza del progetto di piano.

Repowering

Il piano definitivo potrebbe descrivere meglio le misure per promuovere il repowering.

Autoconsumo - comunità energetiche locali – semplificazione amministrativa

L'autoconsumo di energia rinnovabile (fino a 1 MW) è considerato un mezzo per raggiungere gli obiettivi e sarà promosso attraverso l'esenzione dai costi di rete e di oneri di sistema per l'energia elettrica auto consumata, la revisione del sistema di misurazione netta esistente, con l'imposizione di una quota minima di energia da rinnovabili per edifici nuovi e ristrutturati, con procedure amministrative semplificate per impianti energetici di piccola taglia e, se necessario, tariffe premio quando necessarie. In linea con questo, dovrebbero essere ulteriormente descritte le misure per promuovere le comunità energetiche locali, l'autoconsumo e la semplificazione amministrativa. Dovrebbe inoltre essere garantita la loro compatibilità con le norme sugli aiuti di Stato.

La Commissione Europea raccomanda di intervenire per sostenere l'apprezzato livello di ambizione che il paese si è fissato, con la quota del 30% di energia da fonti rinnovabili entro il 2030 a contributo dell'obiettivo dell'Unione per il 2030 in termini di energia rinnovabile, adottando politiche e misure dettagliate e quantificate che siano in linea con gli obblighi imposti dalla direttiva (UE) 2018/2001 del

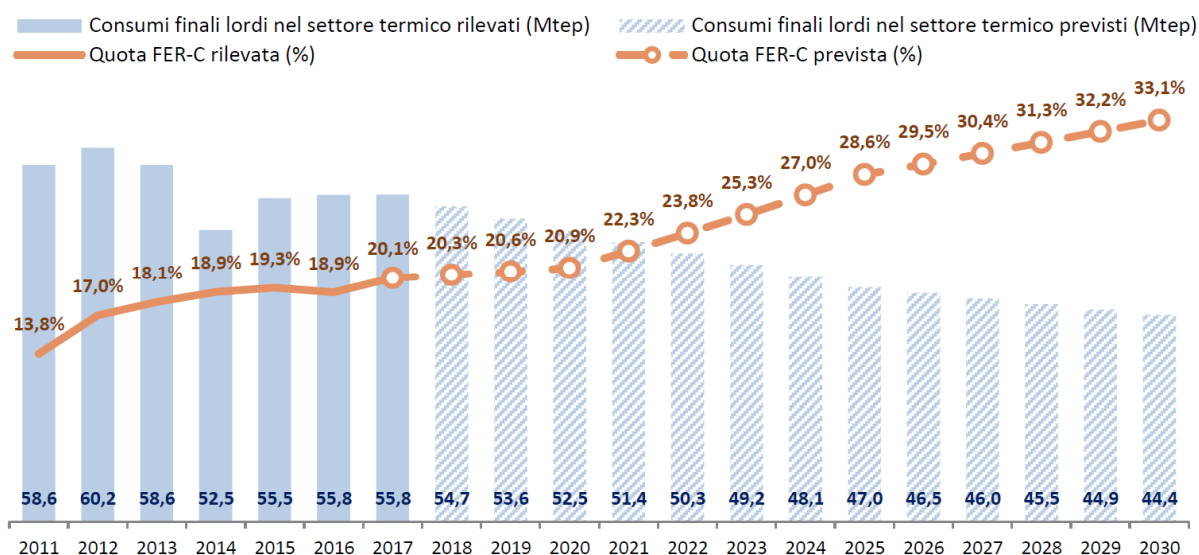
Parlamento europeo e del Consiglio, così da concretare il contributo con tempestività ed efficacia in termini di costi; (...) ridurre complessità e incertezza normativa e precisare i quadri favorevoli all'autoconsumo di energia da fonti rinnovabili e alle comunità di energia rinnovabile, in conformità degli articoli 21 e 22 della direttiva (UE) 2018/2001.

Settore Termico

Obiettivi e traguardi

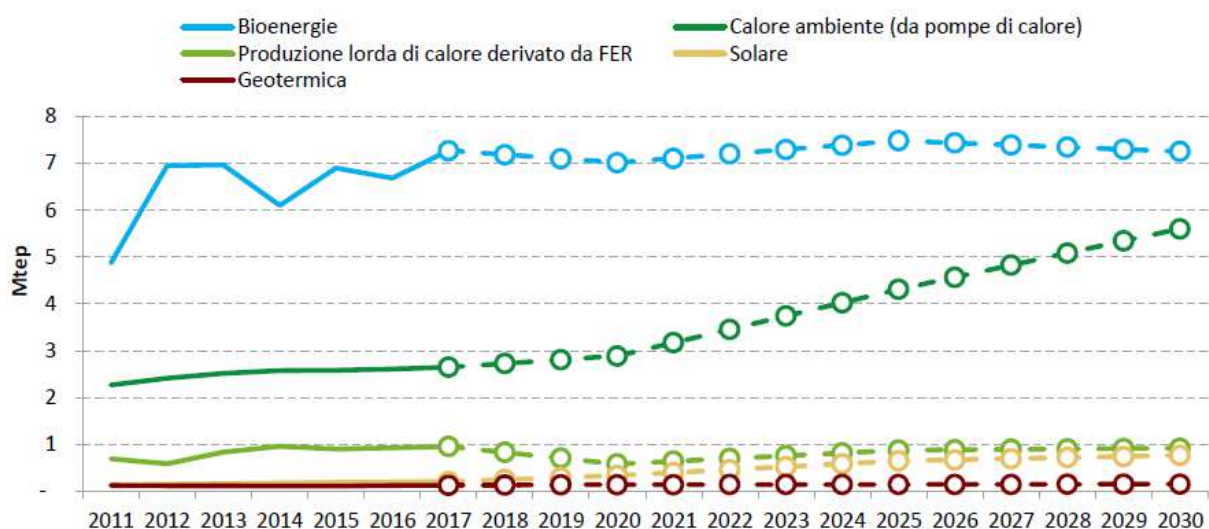
Secondo il PNIEC il settore termico rivestirà un ruolo molto importante nel raggiungimento degli obiettivi rinnovabili in quanto è richiesto un cambiamento tecnologico deciso, verso soluzioni che favoriscano la penetrazione delle fonti rinnovabili.

Di seguito si riportano le traiettorie per la quota settoriale di energia rinnovabile sul consumo finale di energia al 2030 per il settore del riscaldamento e del raffreddamento.



Quota rinnovabili nel settore termico

Figura 12 – Traiettorie di crescita dell'energia da fonti rinnovabili al 2030 nel settore termico [Fonte: GSE e RSE]



Il Piano prevede che i consumi da FER supereranno i 14,7 Mtep nel settore del riscaldamento e raffrescamento al 2030, principalmente per l'incremento dell'energia rinnovabile fornita da pompe di calore, che passerà da 2,650 Mtep del 2017 a 5,599 Mtep nel 2030 (con un incremento del 111%) e rappresentando il 41% dei consumi finali FER per riscaldamento. Per il teleriscaldamento sarà importante valorizzare le sinergie tra impiego di fonti energetiche rinnovabili e Cogenerazione ad Alto Rendimento, considerando le specifiche condizioni climatiche e tecnico-economiche.

Target Settore Termico - Osservazioni EF

Si reputa ragionevolmente ambizioso l'obiettivo di raggiungere una quota di energia rinnovabile al 2030 nel settore termico pari al 33,1% (con un incremento del 3,1% rispetto alla quota prevista nella SEN 2017) e il target di diffusione dell'energia FER fornita da pompe di calore.

Target Settore Termico – Valutazione e raccomandazioni CE

Si prevede che l'uso di energia rinnovabile nel settore del riscaldamento e del raffreddamento raggiungerà una quota del 33,1% entro il 2030. Tuttavia, al PNIEC manca di una chiara descrizione di come l'Italia intenda aumentare degli indicati 1,3 e 1 punti percentuali le energie rinnovabili nel riscaldamento e raffreddamento e nei distretti di riscaldamento e raffreddamento, rispetto alla media annuale, calcolata rispettivamente per il periodo dal 2021 al 2025 e dal 2026 al 2030. Il ruolo del calore residuo e del freddo non è chiaro. La bioenergia rimarrà dominante con 7,2 Mtep nel 2030, anche se si prevede che crescerà solo dello 0,8% rispetto al 2016 a causa di problemi di qualità dell'aria (principalmente associati a caldaie e stufe a legna inefficienti oggi esistenti). Le pompe di calore vedranno il loro consumo finale lordo raddoppiato entro il 2030, rispetto al 2017, raggiungendo i 5,6 Mtep. Il previsto aumento del riscaldamento

da fonti rinnovabili è dovuto principalmente al rinnovo pianificato degli edifici esistenti (con conseguenti significativi incrementi di efficienza energetica).

La Commissione raccomanda di innalzare il livello di ambizione per le fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e del raffrescamento, così da conseguire l'obiettivo indicativo fissato all'articolo 23 della direttiva (UE) 2018/2001¹.

Misure

Il PNIEC individua una serie di misure per il conseguimento degli obiettivi previsti in tema di energia rinnovabile per il settore termico, tra le quali:

- **Impianti a biomassa**

Si intende attuare meccanismi di promozione che favoriranno gli impianti ad alta qualità ambientale e ad alta efficienza. Al fine di stimolare il rinnovo dei vecchi impianti con tecnologie efficienti e a ridotte emissioni, i meccanismi descritti saranno costantemente aggiornati, introducendo requisiti prestazionali e ambientali più stringenti per i generatori di calore a biomassa.

- **Pompe di calore**

Per le pompe di calore elettriche e a gas si manterrà un approccio tecnologicamente neutro, lasciando al mercato la selezione dell'opzione più efficiente per ogni applicazione, valorizzando anche l'apporto in modalità raffrescamento.

- **Solare termico**

Si intende favorire la diffusione del solare termico, tecnologia per la quale non si è assistito finora a una crescita rilevante. A tale scopo sarà aggiornata la normativa riguardante l'integrazione obbligatoria di una quota minima di fonti rinnovabili negli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti. Si intende poi confermare, nelle misure di incentivazione, la promozione dei sistemi ibridi.

- **Obbligo di integrazione delle FER negli edifici**

Si vuole rendere più efficace, al fine di ampliarne il campo d'azione, l'obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici dal momento che ha portato molti vantaggi in merito al miglioramento della prestazione energetica degli immobili e alla diffusione delle fonti rinnovabili termiche. Si prevede di aggiornare il sistema di obblighi introducendo ad esempio una lista di tecnologie rinnovabili fra le quali il progettista potrà scegliere e una quota minima di fonti rinnovabili ad alcune categorie di edifici esistenti, come gli edifici del terziario. È intenzione prevedere sinergie con gli strumenti di promozione esistenti al fine di ottimizzare il rapporto tra costi e benefici degli investimenti per l'installazione di impianti per la produzione di energia rinnovabile termica.

- **Teleriscaldamento**

Al fine di sfruttare il potenziale del teleriscaldamento si prevede di potenziare gli strumenti oggi a disposizione per favorire la nuova costruzione e l'ampliamento delle infrastrutture per la distribuzione del calore in ambito urbano, in particolar modo ove i poli di produzione del calore siano prossimi ai siti di consumo. A tal riguardo sarà data priorità allo sviluppo del teleriscaldamento efficiente, ovvero

¹ [NECP Factsheet](#) IT

quello basato sulla distribuzione di calore generato in buona parte da fonti rinnovabili, da calore di scarto o cogenerato. In quest'ottica, si intende confermare la riserva economica per fornire garanzie a favore di interventi di realizzazione di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, inclusa nel Fondo nazionale per l'Efficienza Energetica, e si intende emanare il decreto attuativo già previsto dalla legge 172/2017, che prevede agevolazioni per gli interventi sugli impianti che comportano un incremento della producibilità termica finalizzato al mantenimento o raggiungimento di un assetto di sistema di teleriscaldamento efficiente, e che si abbinano a un'estensione della rete in termini di aumento della capacità di trasporto.

- **Burden sharing**

Lo strumento del burden sharing tra le Regioni, previsto per le rinnovabili elettriche, comprenderà anche le rinnovabili termiche.

Misure Settore Termico - Osservazioni EF

Pompe di calore

Il PNIEC individua un ruolo importante nelle pompe di calore elettriche, per il raggiungimento degli obiettivi rinnovabili nel settore termico, nonché in termini di efficienza energetica. Riteniamo necessario che siano messe in campo delle misure operative finalizzate ad agevolare non solo l'installazione di tali dispositivi, ma anche per rendere meno oneroso il loro utilizzo, in primis tramite il definitivo superamento della progressività della tariffa elettrica domestica.

Microcogenerazione

Elettricità Futura è convinta del contributo fondamentale che potrà fornire la tecnologia della micro-cogenerazione per raggiungere gli obiettivi del Piano. Questa tecnologia presenta caratteristiche di modularità, flessibilità e di producibilità elettrica e termica che le consente di adattarsi in modo efficiente ai fabbisogni di calore ed elettricità del settore terziario, del residenziale, e della piccola e media industria, caratterizzati dalla presenza di un gran numero di soggetti con entità e profili temporali di consumo estremamente differenziati.

Sebbene all'interno del quadro normativo nazionale la micro-cogenerazione sia stata fino ad oggi considerata soprattutto come uno strumento per promuovere efficienza energetica, Elettricità Futura ritiene che essa avrà un ruolo fondamentale anche quale opzione per integrare in modo efficiente fonti rinnovabili sia nel settore elettrico, sia nel settore degli usi del calore. Questi impianti infatti, fornendo simultaneamente energia al settore degli utilizzi del calore e a quello della generazione elettrica, apporteranno ulteriori benefici al sistema energetico nel suo complesso.

Al fine di supportare lo sviluppo della micro-cogenerazione sarebbe necessario:

- Estendere gli incentivi del Conto Termico 2.0 anche agli impianti di micro-cogenerazione.
- Snellire ulteriormente l'iter burocratico ed autorizzativo in un'ottica di riduzione degli adempimenti e della documentazione da fornire per installare e condurre questi tipi di impianti.
- Armonizzare le semplificazioni previste per gli impianti CAR con quanto disposto dalle norme di semplificazione tributaria che disciplinano il pagamento delle accise sui combustibili, tra cui il gas naturale.

- Introdurre uno schema di incentivazione alla rottamazione di impianti termici non più compatibili con le norme sulle emissioni, e la loro sostituzione con tecnologie ad alto rendimento, tra cui la micro-chp.

Biometano

Elettricità Futura condivide la proposta del PNIEC di introdurre tariffe incentivanti ad hoc per la produzione combinata di elettricità e calore. Si segnala in particolare al riguardo l'opportunità di favorire anche l'utilizzo del biometano avanzato - il cui impiego è ad oggi di fatto limitato all'autotrazione per i meccanismi incentivanti previsti dal DM 02/03/2018 - in impianti Cogenerativi ad Alto Rendimento, viste le potenzialità di sviluppo di questa filiera. Ad oggi gli impianti CAR possono beneficiare dei Titoli di Efficienza Energetica, sistema però insufficiente per permettere il decollo del settore di produzione del biometano.

Biomasse/Teleriscaldamento

Si ritiene opportuno adottare adeguate misure a supporto dell'energia termica erogata in reti di teleriscaldamento in grado di valorizzare interventi virtuosi in termini di circolarità dell'utilizzo delle risorse. Ad esempio andrebbe sostenuto il recupero di calore proveniente da biomassa legnosa, con impatti positivi soprattutto nei territori montani, caratterizzati da densità abitativa minore rispetto ai centri urbani. In territori marginali, infatti, l'incentivazione delle tecnologie che utilizzano fonti primarie disponibili in loco può contribuire sia alla creazione di filiere energetiche, sia allo sviluppo economico, nonché a ridurre fenomeni di spopolamento e abbandono di aree interne con elevata valenza ambientale. Inoltre, anche a fronte delle esigenze di adeguamento infrastrutturale sul territorio nazionale, il sostegno al recupero energetico per le biomasse da rifiuti riveste un ruolo di leva per lo sviluppo di impianti che consentono di minimizzare il ricorso alla discarica e assicurare il perseguimento degli obiettivi della Direttiva 851/2018.

Tra le specifiche misure da adottare si suggerisce in particolare:

- ripristinare l'assegnazione dei TEE ai progetti che utilizzano biomassa;
- ampliare i criteri di riconoscimento del Conto Termico;
- incentivare l'energia termica erogata in reti di teleriscaldamento e proveniente da biomassa.

Con particolare riferimento ai CAR abbinati allo sviluppo di reti di teleriscaldamento, si ritiene necessaria la predisposizione, a cura del Ministero dello Sviluppo Economico, dei criteri di accesso al regime di sostegno dei TEE o dei CB-CAR per l'energia termica recuperata e al raggiungimento delle condizioni di "teleriscaldamento efficiente", secondo quanto previsto dall'art. 19-decies della Legge n. 172/17.

Si condivide infine l'opportunità di favorire gli impianti ad alta qualità ambientale e ad alta efficienza, e di stimolare il rinnovo dei vecchi impianti con tecnologie efficienti a ridotte emissioni. Si evidenzia al riguardo l'opportunità di favorire l'utilizzo di impianti di taglia industriale, caratterizzati da prestazioni migliori sia in termini di efficienza che di emissioni, rispetto alle piccole caldaie domestiche a biomassa.

Burden sharing

Il "burden sharing" regionale non è di per sé sufficiente a promuovere iniziative di sviluppo di nuova capacità rinnovabile. Sarebbe auspicabile che accanto agli obiettivi regionali prevedere una opportuna

pianificazione del territorio in modo tale da consentire alle Regioni di conseguire i propri obiettivi e nello stesso tempo permettere agli operatori di intraprendere gli investimenti programmati.

Misure Settore Termico - Valutazione e raccomandazioni CE

Raggiungere gli obiettivi ei risultati proposti richiederà una serie di politiche e misure solide e comprensibili nonché un attento monitoraggio e follow-up. Nel complesso, il progetto di PNIEC italiano è ben sviluppato e soddisfa ampiamente i requisiti stabiliti dal regolamento. L'ampio elenco di 101 politiche e misure copre la maggior parte delle dimensioni, anche se si concentra principalmente sulle misure esistenti e dovrebbe fornire maggiore chiarezza sugli sviluppi previsti e sui dettagli di bilancio.

Necessità di misure più dettagliate a garanzia che gli obiettivi fissati vengano raggiunti.

Ciò è particolarmente vero per quanto riguarda l'impiego di energie rinnovabili nei settori dell'elettricità e del riscaldamento, in cui la rivedizione delle misure di sostegno è ad oggi in corso. Manca una chiara descrizione di come l'Italia intende aumentare le energie rinnovabili nel riscaldamento e raffreddamento. Il piano finale trarrebbe quindi vantaggio dall'elaborazione di ulteriori politiche e misure che consentano il conseguimento dei contributi e di altre misure su settori rilevanti.

Credito di imposta e certificati bianchi

Le misure per il riscaldamento e il raffreddamento rinnovabili comprendono la prosecuzione dei crediti d'imposta per il risanamento degli edifici a efficienza energetica (facilitando l'installazione di impianti di energia rinnovabile), i certificati bianchi e l'integrazione obbligatoria di energia da fonti rinnovabili negli edifici. Tuttavia, un calendario alla base dell'aumento annuale del riscaldamento e del raffreddamento rinnovabili per il periodo 2021-2030 aggiungerebbe completezza al piano finale.

Settore Trasporti

Obiettivi e traguardi

Di seguito si riportano le traiettorie per la quota settoriale di energia rinnovabile sul consumo finale di energia nel periodo 2021-2030 per il settore dei trasporti.

Figura 10 – Traiettoria della quota FER nel settore trasporti [Fonte: GSE e RSE]

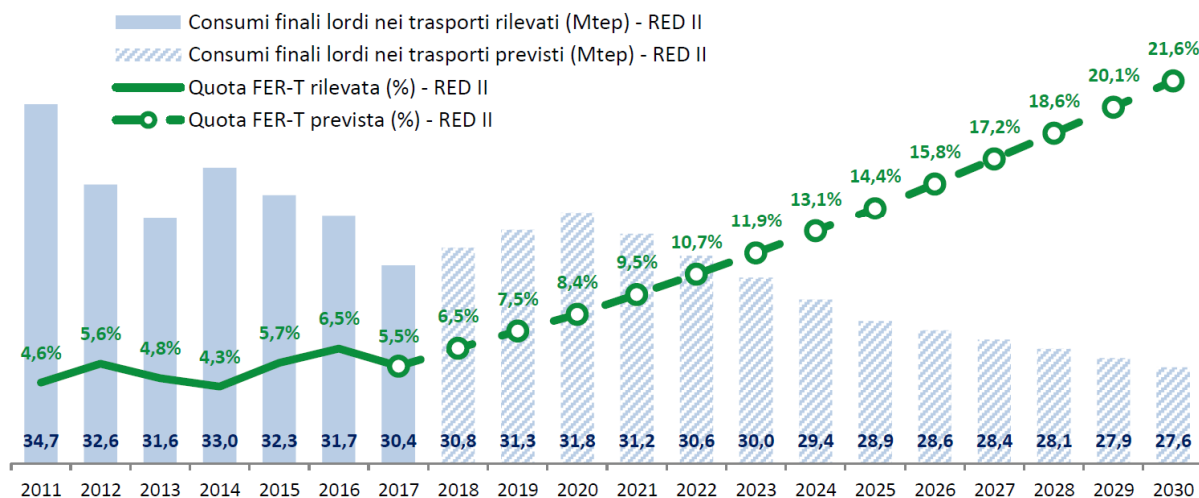
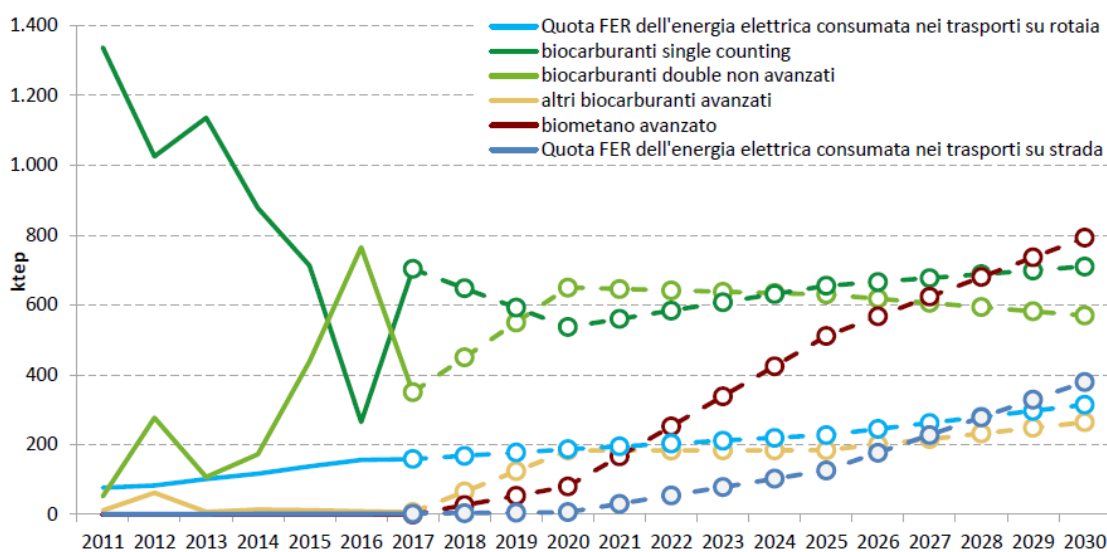


Figura 13 – Traiettorie di crescita dell'energia da fonti rinnovabili al 2030 nel settore dei trasporti [Fonte: GSE e RSE]



Con riferimento all'energia elettrica da FER, il Piano prevede un incremento progressivo, anno su anno, di nuove immatricolazioni di auto elettriche pure per raggiungere l'obiettivo cumulato di 1,6 milioni di auto elettriche pure o EV al 2030. Sommate alle auto ibride (4,4 milioni) si arriverebbe un valore complessivo di 6 milioni di auto elettrificate al 2030;

Per quanto riguarda i biocarburanti, il Piano intende perseguire gli obiettivi di cui alla REDII sul decremento dell'utilizzo di biocarburanti di prima generazione e per l'incremento di quelli avanzanti. Si prevede inoltre una revisione del sistema nazionale di certificazione per verificare il rispetto dei requisiti di sostenibilità. Per il biometano avanzato proveniente da FORSU e scarti agricoli si conferma il precedente target di 1,1 miliardi di m³ al 2030.

Con riferimento all'idrogeno è previsto un contributo ambizioso, intorno al 1% del target FER-Trasporti, attraverso l'uso diretto nelle auto ed autobus oltre che nei treni ad idrogeno (per alcune tratte non elettrificate) o attraverso l'immissione nella rete del metano per uso trasporti

Target Trasporti - Osservazioni EF

La Direttiva RED II prevede al 2030 un target specifico di fonti rinnovabili nel settore dei trasporti pari al 14%. Il Piano invece prevede che il settore dei trasporti superi tale valore, fino ad arrivare a una quota rinnovabile del 21,6%, pari a circa tre volte la quota attuale.

Vettore elettrico

Per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione, un contributo rilevante sarà certamente fornito dall'utilizzo del vettore elettrico. L'incremento di utilizzo del vettore elettrico nei trasporti, infatti, può e deve contribuire all'aumento della quota rinnovabile nel settore, anche in considerazione del fatto che le FER hanno rappresentato nel 2016 il 34% del consumo interno lordo di elettricità² e che si prevedono forti incrementi al 2030 per il raggiungimento del target previsto dal PNIEC.

In base a stime Elettricità Futura, gli obiettivi previsti porteranno ad un valore di elettrificazione dei trasporti pari a circa il 4,6%, rispetto a circa l'1,6% attuale. Considerando che in Italia i trasporti ferroviari sono già quasi completamente elettrificati, tale incremento di utilizzo di energia elettrica sarà dovuto in massima parte all'elettrificazione dei trasporti su strada, che nel 2030 rappresenteranno circa il 55% dei consumi elettrici complessivi dei trasporti, rispetto all'attuale 0,8%.

Si valuta positivamente l'obiettivo relativo al parco complessivo di veicoli elettrici circolanti al 2030 pari a 6.000.000 (prevedendo un incremento del 20% rispetto al target di 5.000.000 della SEN 2017). Si ritiene peraltro necessario che il PNIEC espliciti le ipotesi e le traiettorie di sviluppo che hanno portato a prevedere una suddivisione del target 2030 in 1.600.000 veicoli elettrici puri (27% del totale) e 4.400.000 veicoli elettrici plug-in ibridi (73% del totale), anche in considerazione del fatto che tale distribuzione può avere un impatto significativo sulle dinamiche di elettrificazione, sull'infrastruttura di ricarica e sull'evoluzione del tessuto industriale nel comparto trasporti.

Biocarburanti

Rispetto agli obiettivi in materia di biometano e biocarburanti appare riduttiva la previsione di una domanda al 2030 di biometano per i trasporti stradali di circa 1,1 mld di m³ l'anno. La SEN stimava un potenziale massimo teorico di crescita al 2030 pari a 8 miliardi m³, ulteriormente elevabile, secondo le stime di associazioni di settore, sino ad una produzione di 10 miliardi m³ di biometano al 2030. Si ritiene quindi che 1,1 mld di m³ l'anno sia un valore sottostimato rispetto al potenziale reale e si chiede che venga rivisto al rialzo.

In merito alla possibilità di introduzione di target sui biocarburanti differenziati per benzina e gasolio prospettata nel PNIEC, riteniamo opportuno che sia definito soltanto l'obiettivo complessivo, lasciando alle dinamiche di mercato e agli operatori uno spazio di flessibilità nell'identificazione delle soluzioni più efficienti per conseguire l'obiettivo.

² Fonte GSE: Monitoraggio statistico degli obiettivi nazionali e regionali sulle fonti rinnovabili di energia Anni 2012-2016.

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore dei trasporti darà a livello nazionale un particolare contributo al trasporto su gomma, sia attraverso la promozione di una crescita sempre maggiore della componente elettrica (associata all'aumento della quota di rinnovabili nella produzione), che valorizzando l'utilizzo dei biocarburanti avanzati, biometano, bio GNL e Green GPL.

E' opportuno ricordare l'importanza di una risoluzione dell'impasse legato alla normativa del c.d. "End of Waste" anche per quanto riguarda la promozione del settore del biometano richiesta dalle recenti Direttive europee sull'economia circolare. Si concorda in generale con la proposta avanzata dal PNIEC di incentivare il biometano ed i biocarburanti avanzati ai fini dell'assolvimento dell'obbligo esistente di miscelazione dei carburanti di origine fossile con biocarburanti, attraverso un sistema di ritiro del biometano prodotto, con rilascio di Certificati di Immissione in Consumo (CIC) per la durata di dieci anni.

Si ritiene opportuno valorizzare nel breve periodo gli e-fuels cioè combustibili liquidi derivanti dalla ricombinazione di idrogeno rinnovabile (prodotto cioè da elettrolisi alimentata da energia elettrica rinnovabile) con la CO₂ (dall'atmosfera o da fonti concentrate), attraverso processi power (rinnovabile)-to-liquid (processo Fischer Tropsch). Con riferimento agli investimenti infrastrutturali nella filiera della produzione e distribuzione dei biocarburanti, l'industria sta dedicando importanti risorse allo sviluppo di biometano, biodiesel, bioGNL e bioGPL (green GPL), che certamente potranno contribuire al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del settore.

Target Trasporti – Valutazione e raccomandazioni CE

Il Progetto di Piano prevede circa 6 milioni di veicoli ad alimentazione elettrica in circolazione entro il 2030, di cui circa 1,6 milioni di veicoli elettrici a batteria. Tuttavia, sarebbe apprezzabile che nel PNIEC finale venissero inserite ulteriori spiegazioni sul modo in cui le politiche aggiuntive per tutti i carburanti alternativi contribuiranno agli obiettivi o informazioni relative al modo in cui sono state contabilizzate.

Misure

Il Piano indica le seguenti misure:

- **Rinnovo dei veicoli pubblici adibiti al trasporto persone**
Rinnovo del parco mezzi che riduca in modo significativo l'età media per migliorare la qualità del servizio e la sostenibilità ambientale. Ci si propone poi di accelerare quanto previsto al comma 10 dell'articolo 18 del d.lgs. 257/2016 (recepimento della direttiva DAFI) prevedendo che le PA, le Regioni, gli Enti locali e i gestori di servizi di pubblica utilità per le attività svolte nelle province ad alto inquinamento di particolato PM₁₀, al momento della sostituzione del rispettivo parco autoveicoli, siano obbligati all'acquisto di almeno il 30% entro il 2022, il 50% entro il 2025 e l'85% entro il 2030 di veicoli elettrici e veicoli ibridi con ricarica esterna, a metano e a idrogeno, nonché elettrici o metano nel caso degli autobus.
- **Incentivi all'acquisto per i veicoli più efficienti e minori emissioni climalteranti**
Si intende rivedere gradualmente i sistemi fiscali sul trasporto (tassa immatricolazione, tassa di possesso, imposte sui carburanti, ecc.) e studiare ulteriori modalità di finanziamento per favorire i veicoli a basse emissioni.
- **Misure regolatorie di promozione della mobilità a basse emissioni**

Per promuovere una progressiva riduzione di autoveicoli con motori diesel e benzina, si introdurranno limiti e regole in merito alle soste, agli accessi in determinate zone e ai parcheggi.

- **Shift modale nell'ambito del trasporto delle persone**
Si intende mettere in atto un programma per la promozione della mobilità alternativa che ponga in campo strumenti adeguati a favorire la mobilità ciclistica, la mobilità condivisa, lo sviluppo dell'ITS (gestione traffico, infomobilità, smart roads).
- **Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati ad energia Elettrica (PNIRE)**
Il Piano, previsto dalla legge del 7 agosto 2012, n. 134, ha come oggetto la realizzazione di reti infrastrutturali per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica e interventi di recupero del patrimonio edilizio mirati allo sviluppo delle medesime reti.
- **Punti di rifornimento di combustibili alternativi (DAFI)**
Il D.Lgs. 16 dicembre 2016, n. 257, di recepimento della direttiva DAFI prevede la crescita di: punti di ricarica (pubblici e privati) per i veicoli elettrici dagli attuali 2.900 circa fino ad almeno 6.500 nel 2020; punti vendita eroganti GNC dagli attuali 1.100 circa a 2.400 circa nel 2030; punti vendita eroganti GNL dalle poche decine attuali a circa 800 nel 2030.
- **PUMS: Piani Urbani per la Mobilità Sostenibile**
Per tutte le Città metropolitane, gli enti di area vasta, i comuni superiori ai 100.000 abitanti e per le città ad alto inquinamento di PM10 e/o biossido di azoto (con popolazione anche inferiore ai 100.000 abitanti) si prevede la redazione obbligatoria del PUMS (non più legata alla mera erogazione dei finanziamenti) dal 2021, prevedendo, inoltre, per i comuni con popolazione superiore ai 50.000 abitanti e attraverso linee guida semplificate, la redazione dei PUMS come requisito obbligatorio per l'accesso ai finanziamenti a partire dal 2025.

Misure Trasporti - Osservazioni EF

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore dei trasporti darà a livello nazionale un particolare contributo al trasporto su gomma, sia attraverso la promozione di una crescita sempre maggiore della componente elettrica (associata all'aumento della quota di rinnovabili nella produzione), che valorizzando l'utilizzo dei biocarburanti avanzati, biometano, bio GNL e Green GPL.

Mobilità elettrica

Il PNIEC riconosce nella mobilità elettrica un vero e proprio strumento per il raggiungimento degli obiettivi nazionali di decarbonizzazione dei trasporti (il numero di veicoli BEV e PHEV è infatti calcolato a partire dall'obiettivo FER-T), pertanto si ritiene che la diffusione della mobilità elettrica debba essere supportata da politiche, interventi e specifici strumenti di facilitazione alla diffusione del veicolo elettrico e di agevolazione alla decisione di acquisto da parte del consumatore finale per la piena valorizzazione dei vantaggi che la mobilità elettrica assicura, in specie in ambito urbano, sotto il profilo della qualità dell'aria e della lotta ai cambiamenti climatici.

Il Piano dovrebbe contenere misure pratiche ed attuabili, ribadendo che lo sviluppo (ad esempio delle infrastrutture di ricarica) segua logiche di mercato e quindi coinvolgere tutti gli operatori potenzialmente interessati.

Di seguito si riportano alcuni degli strumenti per la diffusione e l'utilizzo dei veicoli elettrici:

- prevedere obiettivi chiari e vincolanti per lo sviluppo dell'infrastruttura di ricarica;
- semplificare e uniformare a livello nazionale i processi di installazione dell'infrastruttura e rimuovere gli ostacoli burocratici/normativi;
- coordinare ed armonizzare la regolamentazione locale di accesso agli ambiti urbani, le politiche sulle ZTL, le agevolazioni sui parcheggi, etc.
- prevedere politiche di rinnovo/sostituzione della flotta pubblica con veicoli zero-low emission
- prorogare la tariffa incentivante BTVE oltre il 2019;
- ridurre le componenti regolate delle tariffe per la fornitura di energia elettrica per i punti di ricarica pubblici al fine di avvicinare il costo della ricarica presso tali punti a quella effettuata presso l'abitazione di residenza
- introdurre una tariffa monomia incentivante, analoga alla BTVE per tutte le infrastrutture di ricarica collegate in media tensione
- creare una piattaforma affidabile e aggiornata in real-time che riporti la posizione e lo stato di funzionamento dei punti di ricarica pubblici (come già indicato nel PNIRE)
- permettere un'agevole procedura di cessione a terzi delle detrazioni fiscali legate agli interventi di acquisto e installazione del punto di ricarica: in tal modo l'operatore di mercato potrebbe farsi carico di parte dei costi di investimento, beneficiando poi del credito fiscale negli anni successivi. Tale meccanismo potrebbe essere utile anche in considerazione della maggiore capienza fiscale dell'azienda rispetto al cliente finale
- applicazione della tariffa per la ricarica privata effettuata presso l'abitazione di residenza anche alla ricarica privata presso box o garage, oggi particolarmente onerosa soprattutto in caso di bassi consumi
- Prevedere anche per le batterie di EV una regolamentazione simile a quella dello scambio sul posto

Con riferimento alle detrazioni fiscali per l'acquisto e la posa in opera di infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici, si condivide quanto previsto dalla legge di bilancio 2019, riconosciuta da marzo 2019 a dicembre 2021. La detrazione è pari al 50% delle spese sostenute, da ripartire in dieci annualità.

È poi necessario stabilizzare le agevolazioni fiscali per le infrastrutture di ricarica private oltre il 2021, estenderle alle infrastrutture ad accesso pubblico (su suolo privato e su strada) e prevedere la possibilità di cessione del credito.

Si auspica l'introduzione di una Regia Unica nazionale per: dare seguiti operativi al PNIRE e monitorarne lo stato di avanzamento; definire quadro di intesa Stato-Regioni per armonizzare e semplificare le regole comunali per favorire l'installazione e la distribuzione omogenea delle infrastrutture sul territorio; implementare standard tecnologici uniformi per garantire interoperabilità sia per quanto riguarda le colonnine di ricarica che per i protocolli di comunicazione, anche dal punto di vista commerciale; estendere oltre i presupposti indicati nel D.Lgs 257/2016 l'obbligo per i concessionari autostradali di presentazione di piani di infrastrutturazione elettrica per i corridoi autostradali di loro concessione, per il

rispetto dei suddetti obiettivi. Sarà poi utile prevedere le batterie di auto elettriche una regolamentazione simile a quella dello scambio sul posto. Infine prevedere l'istituzione di un servizio ad hoc volto a favorire la partecipazione dei veicoli elettrici ai servizi di flessibilità per il sistema elettrico (con particolare riferimento alla rete di distribuzione a cui tali risorse sono connesse), anche attraverso specifici progetti pilota.

Al fine poi di incentivare l'utilizzo del Trasporto Pubblico Locale, un'ulteriore spinta sarebbe quella di aumentare il parco del trasporto pubblico con veicoli sostenibili, incoraggiandone l'uso facendo leva sui benefici di carattere ambientale. A tal proposito sarebbe opportuno introdurre obblighi più stringenti di sostituzione del parco auto tradizionale con veicoli a zero emissioni per la Pubblica Amministrazione (ad oggi previsto dal d.lgs 257 del 2016 di recepimento della DAFI solo per alcune province ad alto inquinamento di particolato e per una quota ancora ridotta).

Biocarburanti

Si concorda in generale con la proposta avanzata dal PNIEC di incentivare il biometano ed i biocarburanti avanzati ai fini dell'assolvimento dell'obbligo esistente di miscelazione dei carburanti di origine fossile con biocarburanti, attraverso un sistema di ritiro del biometano prodotto, con rilascio di Certificati di Immissione in Consumo (CIC) per la durata di dieci anni.

Si ritiene opportuno valorizzare nel breve periodo gli investimenti infrastrutturali nella filiera della produzione e distribuzione dei biocarburanti. L'industria sta dedicando importanti risorse allo sviluppo di biometano, biodiesel, bioGNL e bioGPL (green GPL), nonché degli e-fuels cioè combustibili liquidi derivanti dalla ricombinazione di idrogeno rinnovabile (prodotto cioè da elettrolisi alimentata da energia elettrica rinnovabile) con la CO₂ (dall'atmosfera o da fonti concentrate), attraverso processi power (rinnovabile)-to-liquid (processo Fischer Tropsch).

Misure Trasporti - Valutazione e raccomandazioni CE

Per i trasporti, viene fornita una buona panoramica delle misure esistenti a sostegno dell'adozione di combustibili alternativi. È positivo che il progetto del piano identifichi le misure di decarbonizzazione che riguardano i carburanti alternativi, lo sviluppo delle infrastrutture, la mobilità urbana e la promozione dei trasporti pubblici, il rinnovo della flotta e l'incoraggiamento del trasferimento modale.

Biocarburanti

Il progetto di piano manca di dettaglio quando si tratta della limitazione del contributo dei biocarburanti convenzionali, in conformità dell'articolo 27 della Direttiva 2018/2001/CE sulle energie rinnovabili e del relativo Regolamento.

Mobilità elettrica

Per quanto riguarda i trasporti, il progetto di PNIEC fissa un obiettivo di 6 milioni di auto elettriche entro il 2030. Tuttavia, il progetto di piano non indica chiaramente come ciò possa essere realizzato. La mobilità elettrica beneficerebbe di maggiore spinta con misure più dettagliate a garanzia che gli obiettivi prefissati vengano raggiunti.

La Commissione Europea raccomanda di presentare misure per conseguire l'obiettivo nel settore dei trasporti fissato all'articolo 25 della direttiva 2018/2001.

2. EFFICIENZA ENERGETICA

Obiettivi e traguardi

Il PNIEC individua come obiettivi di efficienza al 2030 una riduzione di circa il 43% del Consumo Interno Lordo e dei Consumi di energia primari e di circa il 40% del Consumo Finale di Energia rispetto agli scenari Primes 2007. Questa evoluzione si accompagna a scenari di modifica del peso dei principali vettori energetici che consentono di evidenziare, per ciò che attiene il settore elettrico:

- importazioni nette di energia elettrica per circa il 2% del fabbisogno primario (o Consumo Interno Lordo), cioè circa 2,6 Mtep o 30 TWh;
- consumi finali di energia elettrica per circa il 25% dei consumi energetici finali, cioè circa 26 Mtep o 305 TWh.

Il PNIEC in particolare evidenzia un aumento del rapporto tra Consumo Interno Lordo di energia e Prodotto Interno Lordo di circa il 38% al 2030 rispetto al valore registrato al 2016. Tale incremento appare essenzialmente dovuto ad un miglioramento degli indicatori di efficienza imputabili ai comparti Servizi (miglioramento del 30%) e Industria (miglioramento del 42%).

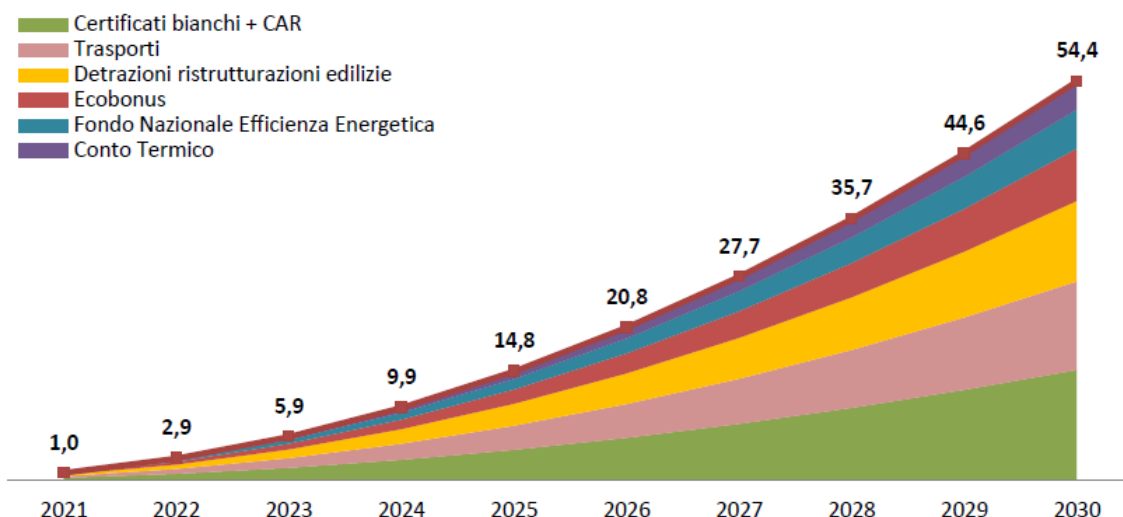
Rispetto agli obiettivi, nella Figura 35 del PNIEC viene riportato un quadro di sintesi sugli obiettivi di risparmio posti in capo ai meccanismi proposti:

- schema d'obbligo dei certificati bianchi;
- detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica (ecobonus) e il recupero del patrimonio edilizio esistente;
- Conto Termico per l'incentivazione delle rinnovabili termiche e degli interventi di efficientamento energetico nelle Pubbliche Amministrazioni;
- Fondo nazionale per l'efficienza energetica;

- set di misure nel settore trasporti.

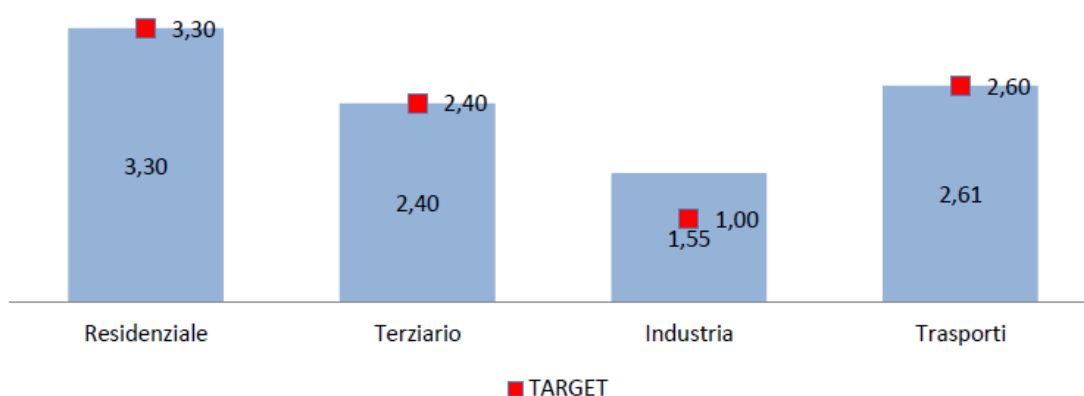
A fronte di un obiettivo minimo di 51,4 Mtep di risparmi di energia finale da conseguire tramite politiche attive nel periodo 2021-2030, stime preliminari dell'impatto dei meccanismi proposti dal PNIEC conducono a un risparmio cumulato di 54,4 Mtep.

Figura 35 - Quadro di sintesi del conseguimento dei risparmi (Mtep di energia finale)



Nell'istogramma seguente si riporta una valutazione indicativa dei risparmi a livello settoriale che si stima ottenere al 2030 a seguito dell'implementazione delle misure descritte, in relazione all'obiettivo di efficienza energetica settoriale di cui al paragrafo 2.2.

Figura 36- Quadro di sintesi dei risparmi attesi nell'anno 2030, per settore (Mtep di energia finale)



Target Efficienza - Osservazioni EF

La marcata riduzione dei consumi anche rispetto ai dati storici (2016) "spiega" la crescita del peso del vettore elettrico, posto che il consumo interno lordo di energia elettrica è ipotizzato costante. Appare però utile verificare l'andamento dei singoli vettori energetici nel complesso e nei singoli macro settori, sia per individuare i principali vettori di efficientamento del sistema (la crescita più marcata si manifesta nel settore residenziale), sia per verificare che in termini prospettici siano attivate tutte le misure che consentano lo sviluppo del vettore elettricità

Rispetto ai valori ed agli indici che evidenziano il percorso di efficientamento del Sistema Italia, si ritiene utile inoltre suggerire di fornire quantificazioni più precise, al fine di permettere una stima della sensibilità del percorso tracciato nel PNIEC (ad esempio, in termini di tempistiche afferenti alla realizzazione degli investimenti necessari alla crescita dell'efficienza del sistema), e di individuare i macro-comparti e gli specifici settori che più contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi. In tema, vale sottolineare l'utilità di tale verifica rispetto all'obiettivo di sviluppo del vettore elettrico di cui sopra e quindi, in ultima analisi, per una disamina critica del PNIEC sotto tale punto di vista.

Il PNIEC presenta uno scenario di sviluppo del settore elettrico abbastanza limitato rispetto ai dati 2016 e 2017, comunque prevedendo una lieve crescita dei consumi finali.

Tale sviluppo è certamente in controtendenza con lo scenario generale di riduzione dei consumi energetici, ma appare essenzialmente fondato sulla crescita del consumo di energia elettrica per il trasporto, per il quale il PNIEC individua i potenziali incrementi di consumo di energia elettrica al 2030, in circa 8.82 GWh per il trasporto su strada e 7.222 GWh per il trasporto su rotaia.

Parimenti sembrerebbe legittimo ipotizzare un incremento del consumo di energia elettrica nel settore residenziale, che però non è chiaramente quantificato e della produzione destinata ai sistemi di stoccaggio, ai fini di bilanciamento del sistema e per favorire lo sviluppo delle fonti rinnovabili.

Definiti i principali settori a cui imputare la crescita dei consumi è possibile riferire le riduzioni a tutti gli altri macro comparti interessati, industria compresa.

In termini numerici il limitato apporto di consumi del settore industriale, nel cui ambito, peraltro non sembra potersi registrare, nei dati del Piano, una crescita del vettore elettrico, suggerisce di attivare una verifica relativa alle iniziative alle quali è possibile dare attuazione per avviare, anche in questo comparto, uno shift verso il vettore elettrico.

Target Efficienza - Valutazione e raccomandazioni CE

I risparmi energetici sono presentati come un pilastro del progetto di piano, con l'obiettivo di ridurre il consumo energetico di 10 Mtep/anno al 2030. Ciò equivale a un contributo nazionale corretto di 125 Mtoe primario e 103,8 Mtoe di consumo finale di energia. L'obiettivo è fissato ad un livello che richiederebbe al paese di ridurre il consumo del 16,1% dal consumo di energia primaria nel 2017 e del 9,9% per l'energia finale. Di conseguenza, l'obiettivo per il 2030 è anche fissato ad un livello inferiore rispetto all'obiettivo di efficienza energetica italiana del 2020 (-20,9% e -16,3% rispettivamente per il consumo di energia primaria e finale). Complessivamente, i contributi dell'Italia sembrano essere sufficientemente ambiziosi considerando la necessità di aumentare gli sforzi a livello UE per raggiungere collettivamente gli obiettivi 2030 di efficienza energetica dell'Unione. I calcoli preliminari per identificare l'obiettivo dei risparmi cumulativi da raggiungere ai sensi dell'art. 715 sono forniti con una formulazione chiara. Altri importanti obiettivi di efficienza energetica riguardano i risparmi da raggiungere nel settore dell'edilizia.

Misure

- Certificati Bianchi

Si continuerà il processo di aggiornamento e potenziamento del meccanismo dei Certificati Bianchi per semplificare ulteriormente l'accesso al meccanismo e ottimizzare le metodologie di quantificazione e riconoscimento del risparmio energetico, anche valutando la possibilità di mettere in atto una riforma profonda del meccanismo. In questo ambito, particolare attenzione sarà dedicata alla promozione degli interventi nei settori civile e trasporti, anche tramite lo sviluppo della promozione di misure comportamentali, e all'ampliamento della platea dei soggetti obbligati.

- **Detrazioni fiscali**

Si condivide l'intento di ottimizzare il meccanismo delle detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica e per il recupero edilizio integrando le due misure in un unico meccanismo. Il meccanismo prevedrà un beneficio modulato in relazione al risparmio atteso, considerando l'intera vita tecnica dell'intervento, al fine di premiare gli interventi con il miglior rapporto costo-efficacia e aumentare la propensione verso interventi radicali sull'edificio (deep renovation) e di miglioramento sismico. Sarà importante l'introduzione di disposizioni volte a favorire gli investimenti iniziali, come l'estensione della portabilità del titolo di credito di imposta al fine di agevolare il coinvolgimento degli operatori, e l'attivazione di un fondo per la concessione di garanzie sui finanziamenti green concessi dagli istituti di credito.

- **Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica**

Al fine di accrescere la capacità del Fondo di promuovere gli interventi di efficienza energetica, sarà incrementata la dotazione finanziaria oggi disponibile, favorendo il versamento delle risorse destinate all'efficienza energetica gestite dalle Amministrazioni centrali e locali (fondi strutturali fondi europei di investimento) e orientando il meccanismo verso la promozione di interventi nel settore civile (sia residenziale che terziario) e dei trasporti.

- **Altre misure**

Il Piano prevede una serie di ulteriori misure che contribuiranno al conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica e di decarbonizzazione nei prossimi anni, tra cui lo sviluppo di un Programma di riqualificazione energetica della PA centrale (PREPAC), un Piano Impresa 4.0 composto da una serie di provvedimenti tesi a incentivare lo sviluppo dell'Impresa 4.0 tramite investimenti privati, la promozione e l'organizzazione di un Piano per gli Audit energetici e per i sistemi di gestione dell'energia, l'avvio di Programmi d'informazione e formazione dei consumatori ed infine, nel contesto della PA, il PNIEC intende strutturare un programma di efficienza energetica indirizzato a partire in primo luogo dall'illuminazione pubblica.

Misure Efficienza - Osservazioni EF

Per favorire interventi e investimenti è necessario rafforzare e potenziare i meccanismi di supporto all'efficienza energetica come i Titoli di Efficienza Energetica (TEE), il Conto Termico e le misure di detrazione fiscali. Con riferimento a quest'ultimo tema, si ritengono necessari miglioramenti sia dal punto di vista degli interventi ammessi, sia dal punto di vista della cedibilità del credito d'imposta.

Titoli di Efficienza Energetica

È necessario superare le criticità connesse al meccanismo dei TEE i cui provvedimenti adottati nel DM 10/05/2018 non stanno portando all'incremento dei progetti necessari a ribilanciare il mercato. Tra cui, a titolo d'esempio:

- Ripristinare le normali dinamiche di mercato definendo i parametri e le azioni per la futura eliminazione del cap e istituire un mercato a termine per i TEE
- Introdurre opportune riduzioni delle soglie di obbligo minimo
- Prevedere tramite l'intervento di soggetti terzi (Arera-MiSE) e sistemi di adeguamento automatico (in relazione alle quantità di TEE disponibili) una rimodulazione dell'obbligo in caso di scarsità di titoli sul mercato in uno specifico anno
- Prevedere una scadenza dei titoli emessi
- Prevedere la restituzione di quanto speso per i TEE allo scoperto acquistati dal GSE se non si verificano le condizioni di mercato per poterli riscattare.
- Valutare l'introduzione di meccanismi di "controllo" dei prezzi
- Valutare l'estensione della tipologia di interventi attualmente ammissibili, a partire da quelli realizzabili dai soggetti obbligati sulle proprie reti di distribuzione e dalle iniziative per l'economia circolare.
- Valutare il ripristino (con eventuali correzioni rispetto al precedente meccanismo) dei coefficienti moltiplicativi (es. tau) e delle schede standard secondo le modalità previste dai decreti luglio 2004
- Prevedere misure di supporto dell'energia termica erogata in reti di teleriscaldamento da biomassa.
- Adottare apposite linee guida orientate al rilancio del meccanismo e reportistica relativa ai progetti approvati, ai TEE emessi e a quelli bloccati per maggiore trasparenza sulla gestione delle istruttorie e gli algoritmi impiegati per l'assegnazione dei titoli.

In ogni caso, sono indispensabili misure di breve periodo essenziali per mettere in sicurezza il meccanismo e rilanciarne le ambizioni nell'ottica di assicurare il raggiungimento degli obiettivi del Paese al 2030 – al momento, infatti, non appaiono esserci alternative credibili al meccanismo dei TEE. In quest'ottica è indispensabile garantire i soggetti obbligati (che sono operatori regolati e *price takers* sul mercato dei TEE senza possibilità di scaricarne a valle i costi) rispetto alle perdite economiche registrate in particolar modo nell'ultimo anno e derivanti dalla mancanza di TEE disponibili sul mercato, situazione che ha portato i prezzi a raggiungere il cap di 260€/TEE e contestualmente ha reso necessario il ricorso ai TEE rilasciati dal GSE. In entrambi i casi, i soggetti obbligati hanno assistito ad una perdita superiore ai 10€ che non potrà ripetersi anche nell'anno d'obbligo corrente (2019) al fine di non minare la sicurezza del meccanismo e la stabilità del settore.

Semplificazione autorizzativa

È necessario attuare misure per semplificare le procedure autorizzative per l'installazione in ambito residenziale e terziario di impianti o dispositivi tecnologici per l'efficienza energetica e per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili. Tra cui:

- gestione delle procedure autorizzative attraverso portali on line accessibili dai cittadini ed imprese e contenenti informazioni su vincoli emergenti dalla pianificazione urbanistica territoriale;
- uniformità e snellimento della documentazione di supporto delle richieste autorizzative;

- applicazione dei costi amministrativi o d'istruttoria tali da non scoraggiare l'installazione di tecnologie efficienti.

Sarebbe infine opportuno rendere strutturali le agevolazioni fiscali (c.d. Ecobonus/Sismabonus) attualmente vigenti per le spese sostenute entro il 2021 relative ad interventi di efficientamento energetico e all'adozione di misure antisismiche. Inoltre, è opportuno che sia confermato anche oltre il 2021 il meccanismo di cessione del credito relativo a Ecobonus e Sismabonus in ragione dei benefici diretti per la riqualificazione energetica e per la messa in sicurezza del parco immobiliare.

Credito di imposta

Si segnala che dovrebbe essere estesa dal punto di vista temporale la cessione del credito d'imposta per interventi di efficienza energetica: tale misura permette di affrontare in maniera più agevole gli investimenti necessari per questi interventi, poiché il soggetto avente diritto, in cambio della cessione del credito all'esecutore dei lavori, potrebbe ottenere uno sconto, anche consistente, sui costi di esecuzione. Tale possibilità andrebbe inoltre consentita anche per le spese legate agli interventi di acquisto e installazione del punto di ricarica per veicoli elettrici (art. 16-ter DL 63/2013).

Sarebbe inoltre opportuno prevedere che la cessione del credito di imposta per interventi di efficienza - oggi applicata solo ad interventi nel residenziale che interessano soggetti generalmente a minor capienza ai fini della compensazione del credito d'imposta - venisse estesa anche ad interventi a favore di soggetti industriali (oggi maggiormente effettuati dalle ESCO).

Digitalizzazione e servizi energetici

Si ritiene opportuno che le misure da adottare per stimolare la crescita dell'efficienza energetica sappiano cogliere l'evoluzione che questo settore ha avuto negli ultimi anni, soprattutto in relazione al mercato ed al ruolo delle ESCO, secondo un approccio integrato ed orientato sui servizi energetici.

La digitalizzazione dei processi è in grado di offrire grandi opportunità nella riqualificazione energetica del patrimonio immobiliare.

L'utilizzo di soluzioni ICT potrebbe favorire anche lo sviluppo delle energy community grazie all'utilizzo di dispositivi ed applicazioni finalizzati all'analisi dei comportamenti energetici e alla gestione della domanda energetica. Una diffusione capillare di tali sistemi potrebbe portare ad una maggiore consapevolezza dei propri consumi e ad un notevole beneficio energetico ed anche economico.

Fondo Nazionale per l'Efficienza energetica

Si ritiene opportuno prevedere l'estensione del perimetro di erogazione delle garanzie anche alle ESCO per contratti in modalità EPC (eventualmente superiori ad una durata e ad un investimento da stabilirsi) su clienti finali che presentino un determinato rating.

Misure Efficienza - Valutazione e raccomandazioni CE

Il progetto di PNIEC presenta in dettaglio le misure previste per raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica del 2030, nonché i risparmi attesi (ad eccezione dei trasporti, in cui l'impatto delle policy non è fornito). Non vi è alcuna indicazione relativamente a nuove misure da adottare dopo il 2020, in quanto il progetto di PNIEC prevede la continuità con il quadro esistente, con adattamenti e aggiornamenti da apportare in seguito all'evoluzione delle condizioni di mercato o di altri fattori. Sono

previste quattro misure principali, che riguardano principalmente gli edifici (residenziale e servizi) e il settore industriale.

Efficienza nella mobilità

Il progetto di PNIEC comprende anche misure che contribuiscono a un'organizzazione più efficiente del sistema di mobilità e quindi a una migliore efficienza energetica e riduzioni delle emissioni (ad esempio, riduzione della domanda di trasporto, incentivazione del trasferimento modale e multimodalità, digitalizzazione e automazione). Nella versione definitiva del piano sarà utile vengano forniti maggiori dettagli su come le politiche correlate saranno ulteriormente sviluppate.

Heating and cooling e cogenerazione

Vi è un potenziale di crescita di efficienza della produzione di energia e della fornitura di energia, mirato allo sviluppo di distretti heating and cooling e di cogenerazione di calore ed elettricità (CHP).

Efficienza negli edifici

I maggiori impatti sono attribuiti al meccanismo di detrazione fiscale per il rinnovamento degli edifici (18 Mtep) e al sistema di obbligo per l'efficienza energetica (15 Mtep). Alla luce del ruolo chiave di tali strumenti nel fornire i necessari risparmi energetici, sarà fondamentale venga fornito un monitoraggio periodico e tempestivo della loro attuazione. Dato il contributo significativo di una trasformazione cost-effective degli edifici esistenti in edifici a energia quasi zero per l'obiettivo di efficienza energetica dell'Unione, restano da sviluppare misure e politiche realistiche e ambiziose per l'attuazione di una strategia coerente di rinnovamento a lungo termine.

Le politiche e le misure di efficienza energetica sono descritte in modo completo e dettagliato e comprendono alcune nuove misure che integrerebbero il quadro già esistente (specialmente in relazione ai trasporti). Il progetto di PNIEC tuttavia, manca di dettagli sufficienti sul calendario per l'attuazione e la durata delle misure esistenti e aggiuntive. L'inclusione prevista dell'allegato sull'Art 7 EED nel PNIEC finale fornirà ulteriori chiarimenti su politiche e misure. Sono incluse informazioni sulle strategie di ristrutturazione a lungo termine, ma sono necessari ulteriori dettagli. Mentre si menziona un obiettivo di risparmio per il 2030, il 2040 e il 2050, non ci sono altri indicatori di progresso misurabili. Le politiche pianificate si basano su strumenti già parzialmente esistenti, che possono essere intensificati e completati. Ciò richiederà anche un attento monitoraggio nel tempo per garantire che il raggiungimento dei risparmi attesi.

La Commissione Europea raccomanda di accertare che gli strumenti politici fondamentali illustrati nella proposta di piano nazionale integrato per l'energia e il clima permettano risparmi adeguati anche nel periodo 2021-2030; nel piano nazionale integrato per l'energia e il clima definitivo e nelle successive relazioni intermedie, dare adeguato riscontro ai previsti aggiornamenti e miglioramenti dei regimi di sostegno vigenti; disporre un consistente potenziamento che permetta di conseguire gli obiettivi di risparmio energetico indicati; dare le considerevoli potenzialità inesprese, continuare a operare per rafforzare le misure di efficienza energetica nell'edilizia (per gli edifici pubblici e privati, nuovi ed esistenti) e nei trasporti.

3. SICUREZZA ENERGETICA

Il Piano intende perseguire l'obiettivo principale di garantire un sistema complessivamente più sicuro, flessibile e resiliente, in grado di fronteggiare un contesto di mercato tendenzialmente più incerto e volatile, e di supportare il forte sviluppo delle fonti rinnovabili, tutto questo nell'ottica di abbandonare il carbone per la produzione elettrica entro il 2025.

Settore Elettrico

Obiettivi e traguardi

È previsto di potenziare le interconnessioni verso la Grecia e con il Montenegro (entro il 2019), privilegiando il collegamento con sistemi a forte sviluppo di energia rinnovabile e/o in grado di contribuire al contenimento dei prezzi interni. Sul piano interno, il nuovo sistema di generazione sarà caratterizzato da una forte crescita delle rinnovabili non programmabili e di piccola taglia, con una crescente complessità gestionale. La realizzazione di una vasta capacità di accumulo, sia concentrata a servizio della rete, sia diffusa, è indispensabile a mitigare alcune criticità e disporre di adeguate risorse di flessibilità.

Misure

Il PNIEC prevede di perseguire l'obiettivo di garantire un sistema più sicuro attraverso l'introduzione o il potenziamento di una serie di misure, tra cui

- Aggiornamento del piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE)
- Resilienza

In un'ottica di medio-lungo periodo sono da incrementare gli interventi sugli asset attraverso la magliatura e il potenziamento della rete, prevedendo anche una diversificazione delle tecnologie utilizzate.

- Piani di difesa della rete di trasmissione e adozione di misure di continuo adeguamento tecnologico
- Capacity Market

La misura, approvata dalla CE nel 2018, prevede l'introduzione di aste annuali da parte di Terna, aperte a tutte le tecnologie in grado di contribuire all'obiettivo di adeguatezza, per l'approvvigionamento di risorse, anche estere, a copertura del fabbisogno espresso da Terna sulla base di un assessment di lungo periodo aggiornato annualmente. La misura è funzionale a promuovere investimenti nel lungo periodo, efficienti, flessibili e meno inquinanti, nella prospettiva di una decarbonizzazione del settore e dei target ambiziosi di penetrazione delle fonti rinnovabili da qui al 2030.

- Adeguamento della disciplina riguardante le autorizzazioni degli impianti Termoelettrici
- Cybersecurity

Settore Gas

Obiettivi e traguardi

Il Piano prevede un fabbisogno di 49 Mtep di gas naturale (circa 60 GSm³) al 2030 con un picco di consumi intorno al 2025 dovuto alla fuoriuscita del carbone dal mix di generazione elettrica. A questo va aggiunto il biometano, al momento quantificato in circa 1 GSm³ dedicato al trasporto come da sistema di obblighi di

biocarburanti vigente. Si prevede che il gas continuerà a svolgere nel breve-medio periodo una funzione essenziale, in sinergia con le FER, per gli usi industriali e domestici e soprattutto per la generazione elettrica.

Misure

- Revisione del Piano di Azione Preventiva del sistema italiano del gas naturale in funzione del nuovo Regolamento di sicurezza n.1938/2017
- Aggiornamento del Piano di Emergenza del sistema italiano del gas naturale in modo coordinato con i Piani di Emergenza degli altri Paesi connessi negli stessi corridoi di approvvigionamento del reg. 1938/2017
- Adeguamento delle funzioni della rete di trasporto e stoccaggio gas
- Diversificazione delle fonti di approvvigionamento anche tramite GNL: si condivide l'incentivazione allo sviluppo del GNL nei trasporti marittimi e nei servizi portuali, mediante norme di defiscalizzazione per la costruzione di depositi e/o distributori di GNL nei porti, riduzione delle tariffe portuali, nonché ulteriori misure di incentivazione, anche in coerenza con le politiche UE

Sicurezza energetica - Osservazioni EF

Capacity market

Per assicurare una quota di fonti rinnovabili sui consumi elettrici prevista dal Piano e pari al 55,4 per cento al 2030, sarà necessaria secondo stime interne la realizzazione di circa 47.000 MW, che potranno operare in sicurezza solo grazie alla presenza di una adeguata capacità di produzione flessibile e in grado di garantire la necessaria riserva. Inoltre, occorre considerare che il progressivo phase-out delle centrali alimentate a carbone ancora operanti nel nostro Paese comporterà la necessità di ulteriore capacità di generazione.

Riteniamo quindi che, al fine di realizzare il profondo processo di trasformazione sopra delineato nel lasso di tempo che ci divide dal 2030, sia estremamente urgente porre mano alla regolazione del mercato, attivando strumenti che forniscano segnali di prezzo di medio e lungo termine capaci di promuovere i nuovi investimenti in impianti a fonti rinnovabili e a gas per il rinnovo del parco e permettere la dismissione degli impianti più inquinanti, prevedendo misure ad hoc per l'esercizio di questi ultimi nel periodo che ne precede il completo phase out

Si ritiene pertanto che il capacity market che sta finalmente per partire in Italia (prime aste a novembre 2019, per gli anni 2022 e 2023) rappresenti un meccanismo necessario a garantire l'adeguatezza del sistema fornendo opportuni segnali di prezzo per lo sviluppo della nuova capacità, nonché per il mantenimento della capacità esistente. Riteniamo necessario, inoltre, che accanto a tale meccanismo siano previsti percorsi autorizzativi semplificati e velocizzati per favorire gli investimenti necessari ad affrontare la discontinuità legata all'uscita degli impianti a carbone.

Resilienza

In uno scenario di sempre maggiore penetrazione dell'energia elettrica, con un progressivo spostamento dei consumi energetici finali verso il vettore elettrico, la sicurezza e la resilienza delle reti rappresentano un aspetto di primaria importanza. In generale si condivide l'impegno dell'Autorità verso la definizione di sistemi equilibrati ed efficienti per l'incentivazione degli investimenti finalizzati all'incremento della tenuta alle sollecitazioni delle reti di distribuzione e alle azioni di rapido ripristino del servizio. Si ritiene inoltre che nello scenario di decarbonizzazione pianificato dal PNIEC, caratterizzato da un forte incremento della generazione elettrica da FER e il progressivo phase-out del carbone, sarà necessaria una capacità di generazione a gas maggiore rispetto a quanto previsto nel Piano, valorizzando contestualmente il parco termoelettrico di ultima generazione di cui il Paese è dotato. Relativamente alla gestione della domanda, si ritiene che il Piano debba fornire un maggior livello di dettaglio sugli obiettivi quantitativi di sviluppo di tale risorsa nel contesto nazionale.

Gas

In Italia il gas naturale contribuisce alla generazione elettrica per oltre il 45% dell'energia prodotta, assicurando la sicurezza del sistema e fornendo il necessario back-up alle fonti rinnovabili non programmabili. Nel quadro della transizione energetica italiana del phase-out del carbone e della penetrazione delle FER, è necessario un sistema gas sostenibile, sicuro e competitivo.

Nel medio-lungo termine, appare necessario garantire un modello di approvvigionamento adeguato, alle esigenze del sistema italiano, valorizzando le diverse opportunità di importazione

Idrogeno

Con riferimento alla generazione di idrogeno, riteniamo che, considerati gli obiettivi di decarbonizzazione e integrazione delle rinnovabili, tale processo debba essere principalmente legato alla produzione da fonti rinnovabili dell'energia elettrica non programmabile non immessa in rete. In un tale contesto, non si ritiene invece condivisibile la produzione di idrogeno tramite processo di reforming, basato sull'impiego di combustibili fossili, che dovrebbe essere terminato al 2025.

Sicurezza energetica - Valutazione e raccomandazioni CE

Per quanto riguarda la sicurezza energetica, gli scenari prevedono di ridurre il livello di dipendenza dai paesi terzi per la primaria dal 77,5% nel 2016 al 63% nel 2030 e sono descritti vari progetti e politiche a sostegno di questo trend. L'Italia prevede di accompagnare la prevista progressiva eliminazione delle centrali termoelettriche a carbone entro il 2025 riducendo la dipendenza dalle importazioni attraverso l'aumento delle fonti rinnovabili e gli sforzi di efficienza energetica, diversificando le fonti di approvvigionamento e promuovendo un settore del gas più sicuro, flessibile e resiliente. Il risultato è coerente con le ultime tendenze che hanno visto diminuire la dipendenza dalle importazioni nette in Italia, in particolare riconducibili all'aumento della produzione di energia rinnovabile interna. Il progetto di PNIEC riconosce che in termini di mix di energia primaria, il gas naturale rimarrà la principale fonte nel 2030 con una domanda di 49 Mtep prevista per 2030. Ciò è parzialmente spiegato dal phase-out del carbone, ma potrebbe richiedere ulteriore nuova capacità a gas per compensare la rimozione del carbone dal mix energetico. Il ruolo atteso del gas nel futuro mix energetico pone alcune sfide sia in

termini di sicurezza energetica sia di competitività poiché il mercato italiano del gas non è ancora completamente integrato e registra prezzi superiori a quelli dei principali hub europei.

GAS

Per il settore del gas, il progetto di PNIEC sottolinea anche l'importanza di aumentare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento ottimizzando l'uso delle infrastrutture esistenti e lo sviluppo del mercato del GNL. Tuttavia, non sono stati sviluppati specifici Key Performance Indicators per il settore del gas e, mentre sono identificati i tre progetti principali per portare una maggiore diversificazione dell'approvvigionamento di gas, le prospettive per lo sviluppo di nuove infrastrutture di importazione di gas naturale rimangono incerte.

Phase out carbone

L'obiettivo di eliminare gradatamente il carbone per la produzione di elettricità entro il 2025 dovrebbe essere ulteriormente comprovato con un piano d'azione dettagliato.

Interventi sulle infrastrutture (Resilienza)

Per il settore dell'elettricità, sono menzionati solo alcuni obiettivi specifici dell'infrastruttura e alcuni ampi obiettivi gestionali e organizzativi. Poiché l'Italia è ancora molto dipendente dalle importazioni di elettricità, l'analisi del settore elettrico sarà completata solo quando sarà incorporata la valutazione del potenziale commercio di elettricità da e verso i vicini. Per quanto riguarda le politiche e le misure, queste sembrano generalmente coerenti con gli obiettivi indicati, ma il calendario della maggior parte di tali misure (in particolare la domanda e l'offerta) e il loro impatto e contributo attesi rimangono poco chiari. Sono previsti diversi progetti volti a migliorare la rete elettrica, ma sarebbe importante venissero fornite ulteriori informazioni sulla quantificazione della produzione e dell'adeguatezza dell'offerta per fornire un contesto per gli obiettivi e i target dichiarati. Collegato alla sicurezza energetica, il progetto di PNIEC riconosce al domande-response e allo stoccaggio un ruolo importante per il miglioramento della flessibilità e della sicurezza del sistema.

Capacity market

Il ruolo del Meccanismo italiano di remunerazione della capacità (CRM) è esplorato solo marginalmente.

Dipendenza energetica

Per quanto riguarda la sicurezza energetica, l'Italia prevede di ridurre la dipendenza dalle importazioni attraverso l'aumento delle fonti rinnovabili e gli sforzi di efficienza energetica. L'ulteriore diversificazione delle fonti di approvvigionamento e la promozione di un settore del gas più sicuro, flessibile e resiliente sono altri obiettivi importanti. La centralità del gas nel futuro mix energetico sembra, tuttavia, essere in contraddizione con gli obiettivi dichiarati di decarbonizzazione. Inoltre, il progetto di PNIEC manca di indicatori misurabili in una prospettiva 2030 e non è chiaro lo sviluppo futuro di alcune infrastrutture chiave per il gas naturale.

La Commissione Europea raccomanda di precisare le misure di diversificazione e di riduzione della dipendenza energetica previste a sostegno degli obiettivi di sicurezza energetica, comprese le misure che consentono la flessibilità; nel settore dell'energia elettrica, valutare l'adeguatezza delle risorse tenendo conto del contesto regionale e delle potenzialità effettive degli interconnettori e delle capacità

di produzione nei paesi limitrofi; precisare la misura in cui il previsto sviluppo nel settore del gas è compatibile con gli obiettivi di decarbonizzazione dichiarati e con il programmato abbandono graduale degli impianti termoelettrici a carbone. In particolare, è attesa un'analisi più dettagliata per quanto riguarda in particolare: i) le conseguenze del graduale abbandono degli impianti termoelettrici a carbone e la prospettata evoluzione del ruolo del gas nel mix energetico; ii) il modo in cui ottenere una forte penetrazione delle fonti rinnovabili; iii) l'effetto del meccanismo italiano di remunerazione della capacità sui prezzi per i consumatori di energia; iv) la prospettata evoluzione delle sovvenzioni ai combustibili fossili.

4. MERCATO INTERNO DELL' ENERGIA

Integrazione del mercato

Obiettivi e traguardi

Il PNIEC punta ad un'evoluzione dei mercati verso un modello fit for RES in cui il consumatore abbia un ruolo sempre più centrale e attivo nel sistema.

Misure

Il Piano indica diverse misure finalizzate all'evoluzione dei mercati. Di seguito le principali:

- Superamento del PUN
- Sviluppo del market coupling
- Riorganizzazione, razionalizzazione e sostegno delle configurazioni con auto-consumo
Si definiranno le configurazioni di autoproduzione realizzabili e le loro caratteristiche. Si consentirà di realizzare nuovi sistemi di distribuzione chiusi e saranno definite misure per altri sistemi privati connessi a impianti alimentati da fonti rinnovabili o a Cogenerazione ad Alto Rendimento, anche integrati con l'accumulo.
L'esenzione dal pagamento delle parti variabili degli oneri sull'energia non prelevata dalla rete pubblica è idonea a sostenere l'autoproduzione nel breve. Sarà data assoluta priorità alla trasparenza sui beneficiari dell'esenzione e mantenuto uno stretto monitoraggio degli effetti dell'esenzione.
- Sviluppo delle Energy Communities
Introdurre una disciplina che consenta e regoli lo sviluppo di iniziative di cittadini.
- Diffusione tecnologia integrazione tra veicoli e rete elettrica: vehicle to grid
Introdotti meccanismi e nuove regole per la partecipazione ai mercati dei servizi dei sistemi di ricarica dei veicoli elettrici, prevedendo inoltre specifiche misure di riequilibrio nel pagamento degli oneri generali di sistema.
- Aggiornamento del modello di dispacciamento e ruolo dei distributori (DSO)
In una prima fase, saranno forniti indirizzi all'Autorità per una riforma del funzionamento del mercato di dispacciamento che, pur nell'ambito di un modello di central dispatch, preveda un ruolo più attivo dei DSO attraverso l'aggiornamento delle loro responsabilità nella fornitura dei servizi di rete resi dalle

risorse distribuite e per mezzo di nuovi modelli di cooperazione tra il TSO e i DSO. In un secondo momento, sarà valutata, sulla base di criteri tecnici di efficienza e sicurezza, la progressiva evoluzione dell'attuale modello centralizzato di dispacciamento (central despatch) verso un modello più decentrato, onde tener conto dell'esigenza di gestire una crescente quota di risorse distribuite e dell'impulso delle nuove norme UE ad assegnare ai DSO nuovi compiti quali l'approvvigionamento di servizi di flessibilità a livello locale.

- Sviluppo del continuous trading nel mercato intraday
Sarà implementata una procedura per consentire agli operatori di mercato di presentare offerte fino a un'ora prima della chiusura del mercato. Si tratta di modifiche che agevolano le negoziazioni in prossimità del tempo reale, riducendo i rischi di sbilanciamento.
- Sviluppo di nuova capacità di accumulo e potenziamento di sistemi di accumuli concentrati
Oltre alla realizzazione di nuovi sistemi di accumulo, si prevede di valorizzare gli impianti di pompaggio esistenti, oggi sfruttati prevalentemente per l'erogazione di servizi alla rete (potenza). Sarà valutata l'introduzione di meccanismi di mercato per l'accesso alla potenza di tali impianti.
Per quanto riguarda lo sviluppo di sistemi di accumulo distribuiti
Si intende adottare una specifica misura che, in coerenza con l'evoluzione dello Scambio sul Posto (di cui al paragrafo 3.1.2, punto i.), consenta ad impianti a fonti rinnovabili in possesso di specifici requisiti di godere di un premio sull'energia autoconsumata.
- Sviluppo dell'aggregazione nei mercati dei servizi e del bilanciamento
- Completamento della liberalizzazione dei mercati al dettaglio (1luglio 2020)

Infrastrutture di rete

Obiettivi e traguardi

Il Piano prevede un aumento del livello di interconnessione, calcolato come rapporto tra Net Transfer Capacity (NTC) delle interconnessioni e capacità di generazione netta installata, pari al 10% al 2020 e al 15% al 2030 a livello europeo.

L'elevata potenza da fonti rinnovabili non programmabili prevista al 2030 nello scenario con obiettivi del Piano, rende complesso per l'Italia il raggiungimento dell'obiettivo e richiede di mantenere disponibile una significativa quota di capacità di generazione termoelettrica, al fine di garantire i necessari margini di riserva per l'esercizio in sicurezza del sistema.

Tale difficoltà si aggiunge al fatto che l'Italia è geograficamente un paese periferico dell'Unione e quindi con minori potenzialità fisiche di incremento delle interconnessioni transfrontaliere, che a loro volta necessitano di essere realizzate in condizioni morfologicamente complesse, quindi con incrementi significativi dei costi.

Misure

- Sviluppo rete interna
- Pianificazione dello sviluppo della rete di trasmissione nazionale

- Sviluppo di sistemi di accumulo funzionali alla gestione in sicurezza ed efficienza della RTN
- L'importazione di GNL come fonte di approvvigionamento complementare alle forniture via gasdotto

Povertà energetica

Obiettivi e traguardi

La quota di spesa che le famiglie destinano all'acquisto di energia elettrica e riscaldamento è progressivamente aumentata nel corso del primo decennio del 2000, in particolare per l'incremento della spesa elettrica. Tale andamento si è confermato, e aggravato, negli anni immediatamente successivi. Nel periodo 2005-2016, la quota di famiglie in povertà energetica è stata pari a circa l'8% del totale, raggiungendo il suo valore massimo (oltre l'8,6%, pari a 2,2 milioni di famiglie) proprio nel 2016.

Viene definito un obiettivo di riduzione della PE: la tendenza dell'incidenza delle famiglie in povertà energetica al 2030 si attesterà intorno al 7-8%, con una riduzione di un punto percentuale rispetto al 2016.

Misure

- Politiche per ridurre la spesa energetica delle famiglie quali bonus o tariffe sociali
- Politiche per migliorare l'efficienza energetica delle abitazioni (regolamenti, agevolazioni fiscali, certificati prestazione energetica, energy tutor, ecc.)
- Sussidi a famiglie con redditi bassi

Mercato interno dell'energia - Osservazioni EF

Continuous trading mercato intraday

Si ritiene necessario ridurre i tempi che intercorrono tra programmazione e immissione per incoraggiare la partecipazione attiva ai mercati dei soggetti con difficile programmazione del proprio profilo di immissione/prelievo.

L'approvvigionamento di Terna delle riserve di bilanciamento nel mercato del dispacciamento (in particolare, MSD ex-ante) in concomitanza con un mercato dell'energia in chiusura un'ora prima della consegna, deve essere associato ad una remunerazione della capacità impegnata.

Sbilanciamenti

Si ritiene che parte significativa del corretto funzionamento del mercato dipenderà dalla valorizzazione degli sbilanciamenti sui mercati dell'energia. In merito a tale aspetto, e in linea con quanto previsto dall'Electricity Balancing Network Code, si sostiene la scelta di applicare il meccanismo del single price, come sistema unico a livello europeo, a tutti gli impianti superando la logica del dual price (ancora utilizzata per le unità rilevanti abilitate in quanto, attualmente, i prezzi sono determinati secondo una logica di penalizzazione e non sulla base dell'effettivo costo causato dallo sbilanciamento dell'unità di produzione al sistema elettrico).

Accumuli

Si ritiene che gli accumuli possano contribuire alla compensazione degli sbilanciamenti e ai servizi di rete. In generale si ritiene che la realizzazione e l'esercizio degli accumuli debba essere promossa attraverso procedure di mercato, anche quando sia il gestore del sistema di trasmissione ad individuarne l'esigenza, così come previsto dal CEP.

Si ritiene che, come previsto dal Clean Energy Package, gli impianti di accumulo dovranno essere forniti tramite asset nella proprietà e gestione di operatori di mercato, rispettando il principio della neutralità tecnologica. Eccezioni ai suddetti principi possono essere previste in caso di fallimento del mercato, come previsto dal Clean Energy Package. Se l'ulteriore capacità di accumulo fosse considerata necessaria per fini di gestione della rete in sicurezza, in mancanza di interesse del mercato, allora, anche i soggetti regolati (TSO/DSO) potranno proporre lo sviluppo, attraverso meccanismi sottoposti al controllo delle Autorità di regolazione.

L'impiego dei sistemi di accumulo andrà testato, attraverso opportuni progetti pilota, anche per la fornitura di servizi di regolazione di frequenza; in particolare, nei prossimi anni dovranno essere chiariti i requisiti di abilitazione per poter partecipare anche con accumuli elettrici (indipendentemente dalla tecnologia) alla fornitura dei servizi ancillari.

Tra le applicazioni dei sistemi di accumulo, merita una particolare menzione per la sua sinergia con il settore della mobilità, lo sviluppo del vehicle to grid, vale a dire dei sistemi che consentono di utilizzare le batterie dei veicoli elettrici per fornire servizi ancillari al sistema elettrico. Tale tecnologia, considerati i benefici di carattere ambientale dovrà essere accompagnata da opportune misure che ne facilitino la diffusione su larga scala.

Infine, anche le tecnologie di conversione come il Power-2-Gas, Power-2-Methane, Power-2-Hydrogen, ecc. potranno in futuro rappresentare ulteriori risorse di flessibilità.

Riforma MSD

È attualmente in fase di consultazione da parte di ARERA il DCO 322/2019 del 23 luglio 2019, finalizzato a presentare e proporre gli orientamenti complessivi per una riforma organica del dispacciamento elettrico, definendo un nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE).

In generale, riteniamo necessario completare l'apertura, a regime, del MSD a tutte le risorse della domanda e dell'offerta, incluse le fonti rinnovabili, la generazione distribuita e lo storage, secondo le previsioni del Target Model e del Balancing Code UE e a seguito dei Progetti pilota di Terna (UVAC - UVAP - UVAM - UPR - UPI)

È inoltre necessario ridurre i tempi che oggi intercorrono tra programmazione e immissione. In tal modo verrà incoraggiato la partecipazione attiva ai mercati di quei soggetti che scontano una difficile programmazione del proprio profilo di immissione/prelievo.

La fornitura dei servizi di rete in MSD e in MB dovrebbe essere aperta anche agli aggregatori di unità di consumo e/o di produzione. Si ritiene inoltre necessario che vengano definiti nuovi servizi remunerati (ad esempio regolazione di tensione e frequenza) utili al corretto funzionamento del sistema nel rispetto delle caratteristiche fisico-tecniche della rete e per migliorare la flessibilità del sistema. In tal senso,

saranno sicuramente utili i progetti pilota per la fornitura di servizi di flessibilità locale al DSO, ipotizzata dall'Autorità all'interno del DCO 322/2019.

Si auspica l'introduzione all'interno del MSD di forme di contrattualizzazione a termine a completamento dell'attuale struttura basata su un orizzonte prevalentemente spot al fine di fornire segnali di medio-lungo termine sulla necessità di investimenti e disinvestimenti in flessibilità e di rendere noti al mercato con adeguato anticipo i fabbisogni delle diverse risorse di dispacciamento del TSO.

Mercato Retail

Superamento Maggior tutela

Nel breve periodo, l'aspetto principale per l'evoluzione del mercato retail è costituito dal superamento della maggior tutela. Elettricità Futura è convinta che per un'effettiva liberalizzazione del mercato sia fondamentale porre il cliente al centro di tale processo, affinché lo stesso sia messo nelle condizioni di poter optare liberamente e in maniera consapevole per il mercato libero.

Riteniamo debba essere evitato un eccessivo intervento amministrativo e regolatorio per lasciare facoltà ai venditori di differenziare le proprie offerte e stimolare la capacità di scelta dei clienti finali.

Concordiamo sulla necessità di stimolare lo switching e disincentivare la permanenza passiva sul mercato tramite delle campagne di informazione sostenute dalle Autorità e dalle Istituzioni.

Morosità ed Elenco Venditori

Inoltre, riteniamo necessario affrontare la tematica relativa alla morosità del cliente finale, rafforzando le politiche di contrasto al fenomeno, attraverso l'adozione di misure nel breve termine, quali il blocco dello switching in primis, necessarie a consolidare lo sviluppo del mercato anche nel medio e più lungo termine.

In questo stesso ambito, evidenziamo che l'assenza di specifici requisiti di accesso per i venditori ai mercati retail dell'energia elettrica si è rivelata critica per il settore, causando un aumento esponenziale dei retailer (diverse centinaia a fronte delle poche decine del mercato UK), spesso di limitata capacità patrimoniale, i cui successivi inadempimenti seriali o default – in assenza dei necessari interventi regolatori – potrebbero determinare perdite rilevanti per il sistema, mettendo a rischio la copertura del gettito fiscale e parafiscale dei cosiddetti Oneri generali di sistema (che includono, fra gli altri, gli incentivi alle fonti rinnovabili). Pertanto, occorre emanare il decreto attuativo dell'art. 1 commi 80 - 82 legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge annuale per il mercato e la concorrenza) per dare rapida attuazione all'Elenco venditori. Esso costituisce uno strumento efficace che abilita all'attività di vendita soltanto gli operatori dotati di idonei requisiti finanziari, tecnici e di onorabilità. Ciò sia a vantaggio del consumatore che sceglierebbe esclusivamente fra venditori affidabili sia dello sviluppo di un mercato dinamico e di una sana concorrenza.

Riscossione oneri generali di sistema

La questione della revisione del meccanismo di riscossione degli oneri generali del sistema elettrico (OdS) è senz'altro complessa e necessita di un intervento sistemico che, da un lato, garantisca l'equilibrio del sistema e assicuri il necessario flusso di risorse alle attività finanziate dagli oneri stessi e, dall'altro, agisca alla radice del problema minimizzando l'incidenza del fenomeno della morosità da cui origina la necessità di recuperare su altri soggetti il gettito mancante. Tra le proposte di Elettricità Futura sulla riscossione degli oneri si ricordano:

- Rafforzamento delle misure di contrasto alla morosità consapevole del cliente finale migliorando gli strumenti esistenti o introducendone di nuovi, al fine di contrastare il fenomeno sia preventivamente che successivamente al suo manifestarsi.
- Definizione di un rinnovato modello di riscossione degli oneri di sistema che in ottemperanza alle sentenze amministrative in materia (che hanno individuato nel cliente finale l'unico soggetto obbligato a dover garantire gli Oneri di Sistema) manlevi gli operatori della filiera dalla responsabilità del gettito di tali voci

A riguardo, la soluzione proposta da Eletticità Futura (e non solo) è stata quella di immaginare un soggetto Terzo rispetto alla filiera cui affidare la responsabilità della gestione del gettito degli OdS. Ad Acquirente Unico, in qualità di soggetto pubblico, potrebbe quindi essere affidata la responsabilità del gettito degli OdS e relativi flussi conferendogli, per questo, poteri di esazione per il recupero delle morosità dai soggetti che la generano.

Si tratta di interventi necessari ad evitare onerose ricadute sulla collettività e ad incrementare la fiducia del consumatore finale nel mercato oltre che a ridurre l'esposizione del Sistema e a garantire lo sviluppo di una corretta dinamica concorrenziale fra gli operatori.

Resta fermo che dovranno comunque essere identificate modalità efficienti e tecnicamente percorribili che consentano di reintegrare i venditori degli oneri di sistema non incassati a partire dal 1° Gennaio 2016 (data di entrata in vigore della disciplina attualmente invalidata dalla giurisprudenza amministrativa) e non più recuperabili.

Revisione tariffe domestiche

Un sistema basato sull'aumento dei corrispettivi unitari per kWh all'aumentare dell'entità dei prelievi è ormai anacronistico (il panorama socio-economico, le politiche energetiche, l'evoluzione tecnologica e la sensibilità degli utenti verso il risparmio delle risorse/gli impatti, sono fortemente mutati rispetto a qualche decennio fa) oltre che singolare rispetto a quelli adottati in altri Paesi Europei.

La progressività è, inoltre, un forte ostacolo all'investimento nell'elettrificazione dei consumi energetici degli utenti (pompe di calore, cucine ad induzione ecc.) che noi auspichiamo, anche in virtù degli innegabili benefici per il sistema a cui porterebbe.

Pertanto è necessario il pieno superamento dell'attuale struttura progressiva della tariffa elettrica, al fine di raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica, di semplificazione della bolletta e di comprensione della correlazione tra costo della fornitura e consumi, aspetto importante anche ai fini dello sviluppo del mercato libero.

Per le componenti tariffarie a copertura dei costi di rete la transizione a una struttura tariffaria non più progressiva ma aderente ai costi del servizio ("cost-reflective", in conformità al disposto del decreto legislativo n.102/2014) e, quindi, tale da indurre comportamenti di consumo efficienti, è stata completata con la seconda fase del percorso di gradualità, in vigore dall'1 gennaio 2017, in linea con quanto disposto dalla delibera 582/2015.

Per gli oneri generali di sistema, invece, l'abbandono della struttura tariffaria progressiva è stato solo avviato, riducendo da tre a due gli scaglioni tariffari; nel caso degli oneri generali, non sussistendo criteri di cost reflectiveness, l'Autorità è stata guidata dal criterio di accettabilità sociale delle variazioni tariffarie conseguenti al graduale superamento della struttura progressiva in mancanza di ulteriori indicazioni da parte del decisore politico

Con la segnalazione 733/2017 l'Autorità ha evidenziato che l'adozione di ulteriori previsioni normative con impatto tariffario sulle tariffe dei clienti domestici - più precisamente di previsioni adottate a seguito della decisione della Commissione europea C (2017) 34063 relative alla revisione del meccanismo di agevolazioni per le imprese energivore (di seguito: "disciplina energivori") si sarebbe potuta tradurre in una concentrazione di interventi nel primo trimestre dell'anno 2018. È stato quindi rinviato di un anno il completamento della riforma inerente le componenti a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici.

Successivamente, con la delibera 626/2018, l'Autorità ha nuovamente rinviato al 2020 il completamento della riforma per evitare la sovrapposizione nel prossimo anno con gli effetti che deriveranno dalla riattivazione degli oneri generali, parzialmente sospesi negli ultimi 2 trimestri per limitare gli aumenti di spesa dell'energia elettrica.

Ruolo DSO e TSO

Si condivide quanto presente nella Proposta di Piano circa il coinvolgimento del DSO nella gestione delle risorse distribuite. In tal senso, si evidenzia che conseguentemente all'incremento atteso delle risorse distribuite, i DSO saranno chiamati a gestire reti attive/smart molto più complesse di quelle attuali, dovendo comunque garantire gli elevati standard di sicurezza e qualità del servizio a tutti gli utenti connessi. In tale contesto:

- il modello del dispacciamento, inizialmente centralizzato, dovrà necessariamente evolvere verso un modello sempre più decentralizzato, sulla base di criteri tecnici di efficienza e sicurezza. Ciò considerando che i flussi energetici netti all'interconnessione fra la rete di trasmissione e le reti di distribuzione, già diminuiti sensibilmente negli ultimi anni, continueranno a ridursi;
- risulterà quindi imprescindibile attuare l'osservabilità delle risorse distribuite rilevanti, innanzitutto da parte del gestore della rete alla quale esse sono connesse, evitando duplicazioni delle infrastrutture di data management e comunicazione;
- per garantire il funzionamento in sicurezza della rete di distribuzione è fondamentale la preventiva validazione sia ex ante che in prossimità del tempo reale da parte del DSO dei servizi offerti dalle risorse distribuite al mercato dei servizi di dispacciamento sulla rete di trasmissione;
- in linea con l'orientamento della Regolazione europea, ai DSO saranno progressivamente assegnati nuovi compiti quali l'approvvigionamento di servizi di flessibilità in immissione e prelievo a livello locale (principalmente ai fini della regolazione della tensione e della risoluzione delle congestioni di rete), massimizzando la hosting capacity a parità di infrastrutture e implementando funzionalità innovative di esercizio temporaneo di porzioni di rete in isola anche per incrementare l'efficacia delle azioni di ripristino del servizio in condizioni di emergenza (resilienza).

Anche questo tema è al momento in corso di consultazione nel DCO 322/2019, che contiene delle proposte anche con riferimento all'evoluzione del ruolo del distributore.

Si ritiene di fondamentale importanza che le infrastrutture e gli investimenti necessari al raggiungimento degli obiettivi del Piano siano valutati secondo una logica output-based, in ottica di efficientamento della spesa, considerando l'impatto atteso sulla bolletta elettrica e del gas. Al fine di selezionare gli investimenti infrastrutturali ottimali, si ritiene necessario che nelle analisi costi-benefici delle infrastrutture di rete dei piani di sviluppo del TSO si faccia riferimento a scenari (o analisi di sensitivity) il più possibile coerenti con gli sviluppi attesi (sia del quadro regolatorio che del mix produttivo), ad esempio considerando l'introduzione del capacity market (e i relativi effetti attesi sull'uplift) e del previsto phase out del carbone in Italia e in Europa (e i conseguenti effetti attesi sullo scenario di import/export).

Inoltre, in ottica di sicurezza e affidabilità del sistema, alcuni dei servizi che potrebbero richiedere nuovi investimenti in infrastrutture di rete possono essere forniti anche da impianti di generazione (inclusi quelli in mothballing/dismissione); si ritiene che gli investimenti necessari per esigenze di rete e di regolazione di tensione (i.e. compensatori sincroni) debbano essere valutati in termini di costi-benefici per la collettività mettendo a confronto l'effetto di tale intervento con tutte le possibili alternative, inclusi i servizi che potrebbero essere forniti da impianti di produzione (sia nuovi che esistenti). Di conseguenza sarebbero da prevedere aste competitive per la fornitura del servizio, in ottemperanza ai criteri di trasparenza e neutralità tecnologica.

Povertà energetica

La L. 124/17 prevede l'adozione di un decreto MiSE per la revisione della tutela per le famiglie in condizioni di disagio. Lo strumento ad oggi esistente del Bonus energia consiste in uno sconto in bolletta rivolto alle famiglie in disagio economico e/o finanziario. Oggi purtroppo solo il 30% dei potenziali beneficiari accede realmente allo strumento a causa della scarsa informazione sull'esistenza del Bonus e dell'elevata complessità dell'iter di ammissione. Si ritiene quindi che sia indispensabile introdurre miglioramenti volti ad ampliare il perimetro degli aventi diritto e a raggiungere tutti i cittadini bisognosi, attraverso una semplificazione dell'accesso allo strumento, ad esempio basata sull'automatizzazione del processo di riconoscimento e di rinnovo. In particolare, si propone:

- Campagna informativa istituzionale (per es. attraverso i media nazionali) sull'esistenza dell'agevolazione e sulle modalità di accesso
- Coinvolgimento delle Associazioni dei Consumatori nella promozione dello strumento e nell'assistenza alla fruizione
- Automatismo per l'ammissione al Bonus per disagio economico, centrato sul ruolo del Sistema Informativo Integrato (SII) che dovrebbe consentire l'incrocio automatico dei dati anagrafici con quelli relativi alle utenze di elettricità e gas. Ciò potrebbe avvenire attraverso l'attivazione di un canale di scambio di informazioni tra INPS, che possiede le informazioni anagrafiche e reddituali dei clienti che hanno ottenuto la certificazione ISEE, ed il SII, che dalle anagrafiche dei clienti può risalire ai dati relativi alle utenze di elettricità e gas
- Pieno automatismo anche per il Bonus per disagio fisico, incrociando le informazioni in possesso delle ASL sui clienti che utilizzano apparecchi elettromedicali con quelle del SII.

Mercato interno dell'energia - Valutazione e raccomandazioni CE

Interconnettività

Pur non includendo un chiaro obiettivo per il livello di interconnettività elettrica, il progetto di PNIEC introduce un ampio riferimento alle priorità identificate dai piani di sviluppo del gestore di rete nazionale. L'elevata capacità pianificata da fonti rinnovabili non programmabili prevista per il 2030 (50 GW solo di fotovoltaico), unita alla particolare conformazione geografica del paese, rende la sfida di interconnessione particolarmente importante per l'Italia. In questa prospettiva, il progetto di PNIEC presenta diversi progetti già pianificati o in corso di definizione di interesse comune che avranno un impatto su questo obiettivo. Questi progetti di interconnessione contribuiranno al raggiungimento

dell'obiettivo del 10% entro il 2020. Si prevede che tale valore aumenterà fino al 25% - 35% nel 2030. Lo sviluppo della capacità di interconnessione con il Nord Africa è identificato come di rilevanza strategica. È necessario fornire informazioni più dettagliate sulla direzione politica e sugli investimenti infrastrutturali per soddisfare gli obiettivi di interconnessione e quelli relativi al potenziamento delle reti di trasmissione e di distribuzione. Dato il progressivo invecchiamento dell'infrastruttura di trasporto del gas naturale, viene menzionata la necessità costante di modernizzare la rete nazionale del gas. Il progetto di PNIEC si riferisce anche al loro ruolo per l'integrazione di energie rinnovabili più variabili e al trasporto di miscele di gas naturale/idrogeno e biometano.

Mercato interno

Per quanto riguarda gli altri aspetti della dimensione del mercato interno dell'energia, la riduzione del differenziale dei prezzi dell'elettricità rispetto al resto dell'Europa e la maggiore flessibilità del sistema sono obiettivi fondamentali. La bozza del Piano manca tuttavia di ulteriori informazioni su parametri misurabili su come questi obiettivi verranno misurati e valutati nel tempo e sulle politiche e misure concrete per farli rispettare

Mercato Retail

Per quanto riguarda i mercati al dettaglio, il progetto di PNIEC chiarisce il calendario per la graduale eliminazione della tariffa energetica regolamentata (maggior tutela), prevista per il luglio 2020. Nessun ulteriore obiettivo è incluso in una prospettiva 2030. Il progetto di PNIEC è molto superficiale sulle politiche per aumentare la concorrenza nel mercato, migliorare il funzionamento del mercato al dettaglio e i benefici dei consumatori dai contatori intelligenti. Questi elementi dovrebbero essere ulteriormente sviluppati.

Povertà energetica

Per quanto riguarda la povertà energetica, è stata effettuata una valutazione specifica, e l'Italia rappresenta una buona pratica per quanto riguarda i dettagli nelle bozze di politiche disponibili del PNIEC, inclusa l'efficienza energetica. Tuttavia, rimangono da fissare obiettivi specifici (ad esempio obiettivi misurabili) al fine di migliorare la situazione, insieme a dettagli sulle risorse finanziarie per l'attuazione delle politiche descritte. Di conseguenza, il progetto di PNIEC sottolinea come si attendono solo risultati minori al 2030.

Mercato retail e wholesale

La dimensione del mercato interno manca di obiettivi chiari, misurabili e lungimiranti. Il progetto di PNIEC contiene informazioni limitate sui principali parametri quantitativi sul funzionamento dei mercati nazionali al dettaglio e all'ingrosso del gas e dell'elettricità. Gli obiettivi verificabili e le misure corrispondenti hanno il potenziale di migliorare notevolmente il monitoraggio tempestivo dell'attuazione del progetto di NECP. Ulteriori informazioni sugli aspetti elencati nell'integrazione del mercato sono richieste dal regolamento sulla governance. Per l'elettricità e il gas mancano informazioni sulle azioni previste per aumentare la concorrenza sui mercati all'ingrosso e al dettaglio. Sebbene il progetto di PNIEC includa alcuni riferimenti generali relativi alla flessibilità del sistema, non stabilisce obiettivi specifici per l'aggregazione e la risposta alla domanda, prezzi dinamici, reti intelligenti e politiche per raggiungere tali obiettivi in un periodo di tempo specifico.

Interconnettività

Per quanto riguarda le infrastrutture, manca un chiaro livello di interconnessione elettrica nel 2030 e una strategia chiara per la sua attuazione, come richiesto dal regolamento sulla Governance. Le proiezioni e le stime su come evolverà il valore di interconnettività non sono chiare. Nel Piano finale dovrebbero essere ulteriormente inserite informazioni sugli indirizzi di policy e sugli investimenti infrastrutturali per raggiungere gli obiettivi di interconnessione e potenziamento delle reti di trasmissione e distribuzione al fine di sostenere la prevista eliminazione delle centrali termoelettriche a carbone e l'integrazione di nuove energie rinnovabili. L'implementazione di alcuni progetti di infrastrutture chiave rimane poco chiara. Mancano informazioni a sostegno dell'analisi costi-benefici socioeconomici e ambientali per i nuovi interconnettori, come richiesto dal regolamento sulla Governance.

Mercato interno

Nell'ambito della dimensione del mercato interno, la maggiore flessibilità del sistema, l'accoppiamento del mercato e la riduzione del differenziale dei prezzi dell'elettricità con il resto dell'Europa sembrano essere gli obiettivi principali. La bozza di piano non include tuttavia parametri per misurare e raggiungere questi obiettivi. Anche le interazioni tra gli obiettivi dichiarati e il funzionamento del mercato devono essere ulteriormente esplorate. Gli impatti dei regimi di sostegno rinnovabile o del Meccanismo italiano di remunerazione delle capacità (CRM) in termini di prezzi dell'elettricità non sono illustrati. Infine, la bozza di piano non include ancora il livello di interconnettività elettrica previsto per il 2030. Sulla povertà energetica, è stata condotta una valutazione specifica e il progetto di PNIEC descrive le politiche disponibili, anche in materia di efficienza energetica. Tuttavia, il piano finale trarrebbe vantaggio dall'aggiunta di obiettivi misurabili specifici e di dettagli sulle risorse finanziarie per l'attuazione delle politiche descritte.

La Commissione raccomanda di fissare obiettivi, tappe e calendari chiari per la realizzazione delle riforme dei mercati dell'energia programmate, in particolare per quanto riguarda i mercati all'ingrosso del gas naturale e il funzionamento dei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale.

5. RICERCA, INNOVAZIONE E COMPETITIVITÀ

Obiettivi e traguardi

Il Piano prevede di:

- presidiare e sviluppare tecnologie di prodotto e di processo essenziali per la transizione energetica
- favorire l'introduzione nel settore di tecnologie, sistemi e modelli organizzativi e gestionali funzionali alla transizione energetica e alla sicurezza

A livello di risorse finanziarie nel contesto di Mission Innovation, l'Italia si è impegnata a raddoppiare il valore del portafoglio delle risorse per la ricerca pubblica in ambito clean energy, dai circa 222 mln€ nel 2013 (anno assunto come baseline) ai circa 444 mln€ a partire dal 2021, che rappresenta a tutti gli effetti l'impegno minimo per garantire il raggiungimento degli obiettivi indicati.

Misure

- Fondo per la Ricerca di sistema elettrico
- Fondo per interventi e misure per lo sviluppo tecnologico destinato a fonti rinnovabili ed efficienza energetica. Il fondo potrà essere attivato all'occorrenza, per sostenere, anche i progetti dimostrativi.
- Fondo per lo sviluppo del capitale immateriale della competitività e della produttività che potrà essere usato anche per il finanziamento della ricerca tecnologica da parte delle imprese, in collaborazione con gli enti di ricerca, con una dotazione crescente fino a 250 mln€ nel triennio 2018 – 2020. Possibile finanziamento delle attività connesse alla partecipazione alle varie sfide tecnologiche previste da Mission Innovation.
- Fondo di garanzia per aumentare le possibilità di credito: sostenere le imprese e i professionisti che hanno difficoltà ad accedere al credito bancario perché non dispongono di sufficienti garanzie.
- Iper e super ammortamento, per supportare e incentivare le imprese che investono in beni strumentali nuovi, in beni materiali e immateriali (software e sistemi IT) funzionali alla trasformazione tecnologica e digitale dei processi produttivi.
- Beni strumentali ("Nuova Sabatini") con l'obiettivo di facilitare l'accesso al credito delle imprese e accrescere la competitività del sistema produttivo del Paese; sostiene gli investimenti per acquistare o acquisire in leasing macchinari, attrezzature, impianti, beni strumentali a uso produttivo e hardware, nonché software e tecnologie digitali
- Credito d'imposta
- Accordi per l'innovazione per progetti riguardanti attività di ricerca industriale e di sviluppo sperimentale finalizzati alla realizzazione di nuovi prodotti, processi o servizi o al notevole miglioramento di prodotti, processi o servizi esistenti, tramite lo sviluppo di una o più delle tecnologie identificate dal Programma quadro dell'Unione europea per la ricerca e l'innovazione 2014 – 2020 "Orizzonte 2020".
- Fondo per la crescita sostenibile per il sostegno dei progetti di ricerca e sviluppo sono finalizzati, nell'ambito definito dal programma quadro di ricerca e innovazione "Orizzonte 2020", a sostenere progetti volti a introdurre significativi avanzamenti tecnologici tramite lo sviluppo di tecnologie abilitanti (tecnologie ad alta intensità di conoscenza e associate a elevata intensità di R&S) o di tecnologie che consentano di fronteggiare le "sfide per la società" definite in accordo con la strategia Europa 2020
- Cluster energia per la costituzione di partenariati di ricerca pubblico-privati.
- Proventi aste CO2 a sostegno dei progetti dimostrativi (first-of-a-kind), in modo da favorire il trasferimento dei risultati al sistema produttivo.
- Fondo per gli investimenti e dello sviluppo infrastrutturale
- Fondi di coesione a sostegno di progetti pilota su scala metropolitana/regionale per dimostrare la fattibilità economica di progetti integrati potranno essere svolti anche dagli operatori in coordinamento con Comuni e Regioni, sia per l'iter autorizzativo, sia al fine di promuovere l'accesso a contributo dei fondi strutturali europei.

Ricerca Innovazione Competitività - Osservazioni EF

Si ritiene necessario prevedere un sostegno non solo a tecnologie FER innovative ma anche allo sviluppo di prodotti e servizi digitali e di automazione delle reti, di sistemi che migliorino la programmabilità della produzione e permettano la fornitura di servizi di rete (es. storage) da parte delle FER intermittenti e sistemi intelligenti per la gestione e il monitoraggio del consumo di energia.

In particolare, ad esempio, sarebbe opportuno mettere in campo una molteplicità di strumenti che possano favorire e sostenere l'evoluzione tecnologica e la R&S in tali settori, come il potenziamento dei fondi per la ricerca e l'innovazione esistenti, l'introduzione di contributi all'investimento e/o sgravi fiscali e detassazioni per le imprese private, la semplificazione amministrativa e il sostegno economico per la realizzazione di progetti pilota, l'imposizione di obblighi sempre crescenti in materia di FER sia nel settore pubblico che privato.

Un tassello fondamentale sarà certamente rappresentato dall'innovazione e dalla digitalizzazione, a tutti i livelli, seguendo la rapida evoluzione dell'internet of things. L'inserimento di macchine intelligenti e connesse a Internet nei lavori svolti dagli esseri umani (cd 'sistemi cyber-fisici') così come nella vita di tutti i giorni sta diventando sempre più basilare.

Le applicazioni in campo energetico sono molteplici. Per fare alcuni esempi:

- Sviluppo delle fonti
monitoraggio della effettiva disponibilità delle non programmabili ai fini di controllo e gestione delle reti di distribuzione e trasporto
- Gestione reti
Controllo delle reti per riconoscere interruzioni e riconfigurare il sistema per assicurare qualità, stabilità e continuità della fornitura di energia elettrica
- Consumi Intelligenti
Utilizzo di apparati di misura ed elettrodomestici dotati di sistemi di connettività che consentano la riduzione del consumo di energia, controllo dei consumi a livello di edifici complessi (condomini) e verifica delle esigenze di consumo (climatizzazione in base alle presenze) per evitare sprechi di energia e diminuire i costi
- Veicoli elettrici
Utilizzo nel trasporto del vettore elettrico consentendo l'ottimizzazione di fasi come l'accumulo di energia da fonte rinnovabili in assetti di consumo limitato o per favorire la gestione dei carichi di rete
- Smart Grid e Smart Metering
Gestione delle "cose" connesse alla rete verificandone da remoto i consumi ed eventualmente reindirizzandoli in momenti differenti.

Il supporto andrebbe garantito a tutte quelle iniziative che possono favorire la diffusione di tali sistemi che sono in grado, a tutti i livelli, di introdurre significativi miglioramenti delle prestazioni degli impianti di produzione, efficientamento degli usi e in generale progressi rilevanti nella gestione dei flussi di energia e di informazione. Gli strumenti attuativi, anche in questo caso, potrebbero essere molteplici e adottati in maniera calibrata sui diversi soggetti interessati, supportando le diverse fasi di implementazione dei nuovi modelli e sistemi.

Le misure dovranno, in primo luogo, essere mirati a diffondere e sviluppare la cultura del cambiamento, a partire dall'attivazione di percorsi formativi ad hoc, alla promozione di progetti pilota e startup ad alto contenuto d'innovazione che siano in grado di favorire anche l'economia e l'occupazione, passando per campagne per l'individuazione degli attuali limiti alla diffusione, all'introduzione, nella fase immediatamente successiva, di forme di sostegno vere e proprie che possano accompagnare la diffusione di nuovi modelli individuati, quali fondi, contributi, sgravi fiscali e detassazioni per le imprese private e per i cittadini che scelgano di investire in beni materiali e immateriali (software e sistemi IT) funzionali alla trasformazione tecnologica e digitale dei processi.

Ricerca Innovazione Competitività - Valutazione e raccomandazioni CE

Per quanto riguarda la dimensione della ricerca, dell'innovazione e della competitività, il progetto di piano italiano si concentra sullo sviluppo di tecnologie di prodotto e di processo essenziali per la transizione energetica e supporta l'introduzione di tecnologie e sistemi organizzativi e gestionali per la transizione energetica e la sicurezza. Ad esempio, l'Italia ha intenzione di mantenere il suo ruolo guida nelle reti intelligenti e indica la volontà di esaminare combustibili alternativi, materiali energetici avanzati, riscaldamento e raffreddamento a zero emissioni, idrogeno e sector coupling. Questi obiettivi, da raggiungere entro il 2030, sono sostanzialmente in linea con il piano strategico europeo sulle tecnologie energetiche (Strategic Energy Technology SET). Tuttavia, le priorità di attuazione del piano SET non si riflettono chiaramente nel progetto di PNIEC. Viene menzionato un obiettivo di raddoppio del bilancio per la ricerca pubblica nel settore dell'energia pulita a 444 milioni di EUR a partire dal 2021, tuttavia questo dovrebbe essere inserito in una prospettiva al 2030 e dovrebbero essere chiarite quali saranno le fonti di finanziamento. Inoltre, i ricavi della vendita ad asta dell'ETS in Italia sono interamente impegnati per legge al sostegno dello sviluppo sperimentale di soluzioni a basse emissioni di carbonio, inclusi in prima battuta progetti dimostrativi.

Il PNIEC trarrebbe vantaggio dalla presentazione di un'analisi più completa su dove il settore delle tecnologie a basse emissioni di carbonio, anche per la decarbonizzazione di energia e settori industriali ad alta intensità di carbonio, è attualmente posizionato nel mercato globale, evidenziando aree di vantaggio competitivo e potenziali sfide. Gli obiettivi misurabili per il futuro dovrebbero essere definiti su tale base, unitamente alle politiche e alle misure per raggiungerli, creando collegamenti appropriati con la politica industriale e imprenditoriale.

Per quanto riguarda la ricerca, l'innovazione e la competitività, il progetto di PNIEC prevede un obiettivo generale di raddoppio del bilancio per la ricerca pubblica entro il 2021, ma non è chiaro per quanto riguarda l'orizzonte del 2030. Sebbene sia stata fornita un'ampia descrizione degli obiettivi nazionali da raggiungere entro il 2030, questi non sono sempre sufficientemente specifici, misurabili e limitati nel tempo per consentire la determinazione del loro livello di ambizione o il monitoraggio del loro raggiungimento. Le politiche e le misure non sono chiaramente descritte e non è chiaro quali degli obiettivi elencati perseguano. Il progetto di PNIEC non specifica l'obiettivo di finanziamento associato a ciascun obiettivo identificato. In vista del 2050, il progetto di PNIEC definisce alcuni potenziali domini

che potrebbero ricevere attenzione, ma non fornisce obiettivi concreti da raggiungere. Per quanto riguarda la competitività, è stata individuata una sfida generale senza specificare obiettivi concreti.

La Commissione raccomanda di precisare gli obiettivi nazionali e di finanziamento per la ricerca, innovazione e competitività da raggiungere nel periodo 2021-2030, con riferimento in particolare all'Unione dell'energia, così che siano misurabili agevolmente e idonei a sostenere la realizzazione degli obiettivi nelle altre dimensioni del piano nazionale integrato per l'energia e il clima; sostenere detti obiettivi con politiche e misure specifiche e adeguate, comprese quelle da sviluppare in cooperazione con altri Stati membri quali il piano strategico per le tecnologie energetiche.

ULTERIORI COMMENTI AL PIANO

Osservazioni EF

Drivers e scenari

Il PNIEC illustra le assunzioni e la metodologia di costruzione degli scenari elaborati a supporto, evidenziando come le analisi siano costruite attorno ad alcune “incertezze critiche”, rappresentate quantitativamente da “variabili chiave” che rappresentano in modo sintetico i drivers fondamentali dell'evoluzione futura del quadro energetico italiano e globale. In particolare, i principali drivers considerati, quali evoluzione del PIL, Valori Aggiunti settoriali e popolazione sono concatenati e sinergici tra loro.

Per la realizzazione degli scenari sono stati quindi utilizzati come set di drivers quelli suggeriti dalla Commissione europea, nel Regolamento Governance, negli orientamenti più recenti condivisi in materia di proiezioni di gas a effetto serra, nonché nel Technical Working Group on National Energy and Climate Plans.

Nelle ipotesi di sviluppo il Piano italiano prende a riferimento i tassi di crescita del PIL adottati nello scenario EUref2016 al 2050, applicando valori medi per quinquennio ai dati storici più recenti disponibili al momento della realizzazione del piano stesso, valore PIL effettivo al 2017.

Rispetto al valore 2017, pari a 1.560 mdi euro (2010³), il valore del PIL stimato per il 2030 è pari a 1.875 mdi euro (2010), con una crescita media annua di circa l'1,23% e complessiva di circa il 17%.

Inoltre, nel PNIEC si ipotizza una crescita della popolazione residente fino a circa 63,3 milioni di persone, rispetto al valore 2017, pari a circa 60,6 milioni di residenti.

A partire da tali ipotesi assunte è possibile stimare una crescita del PIL pro capite che passa da circa 26 keuro/anno al 2017 a circa 30 keuro/anno al 2030, con una crescita complessiva nel periodo di circa il 15%.

In termini settoriali, emerge inoltre una stima di forte crescita del valore aggiunto derivante dal settore dei Servizi e da quello delle Costruzioni, mentre viene ipotizzata una crescita ben più limitata per il settore Energetico (cioè “*Electricity, gas, steam and air conditioning supply*”) e Industriale.

Rispetto al quadro macroeconomico preso a riferimento, si osserva che in linea generale la crescita dell'economia costituisce condizione di fondo per lo sviluppo del settore energetico tramite politiche “ad

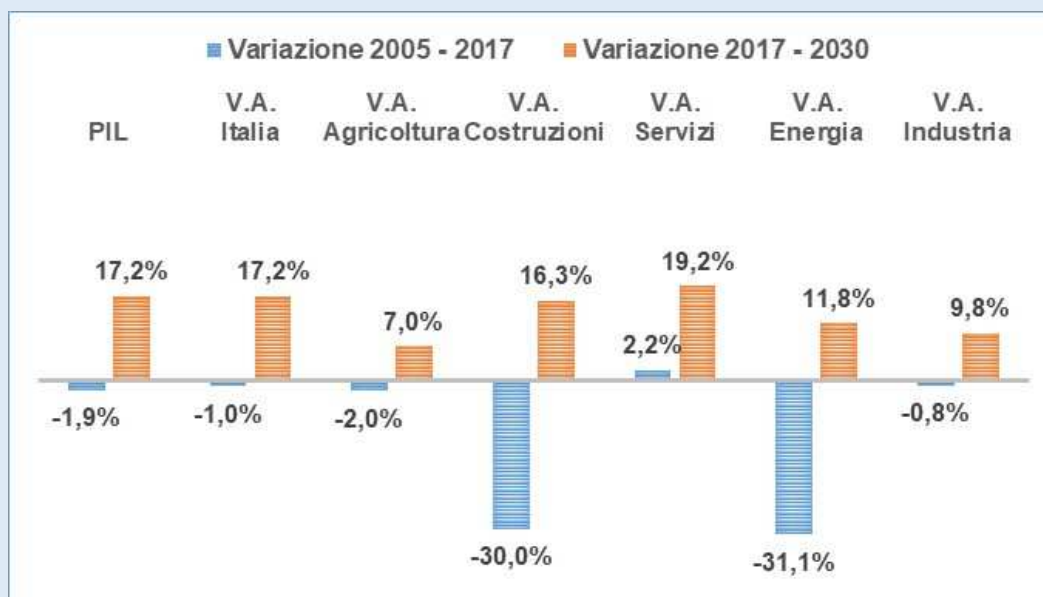
³ I valori storici del PIL fonte Eurostat sono espressi in mln€ (valori concatenati - anno di riferimento 2010).

alto valore aggiunto quali quelle rivolte all'efficienza, allo sviluppo delle fonti rinnovabili e al ripensamento della mobilità.

Appare allora opportuno verificare il legame tra le ipotesi di crescita del PIL e quelle di sviluppo degli investimenti nei comparti citati, al fine di evidenziare eventuali criticità sorgenti da tassi di sviluppo del PIL inferiori a quanto ipotizzato.

Sotto questo profilo, al di là di esercizi di stile, appare utile introdurre nello stesso Piano opportuni gradi di flessibilità degli obiettivi assunti ed eventuali misure correttive da adottare nel caso in cui lo sviluppo economico effettivo renda non disponibili le risorse necessarie per l'evoluzione prevista nel settore energetico, renda più economicamente attraenti differenti linee di investimento o induca minori opportunità e necessità d investimento a parità di valorizzazione dei target assunti come obiettivo del PNIEC.

Appare infatti indubbio che le previsioni di sviluppo economico alla base dei target contenuti nel PNIEC siano decisamente non in linea con il trend registrato dal sistema Italia negli ultimi anni, come evidente dal grafico seguente che mostra variazioni dei principali drivers per il periodo 2005-2017 e 2017-2030.



Ulteriori commenti al piano - Valutazione e raccomandazioni CE

- Potrebbe essere previsto un ulteriore lavoro sulle sinergie tra diverse dimensioni e politiche. Il NECP finale trarrebbe beneficio da una maggiore chiarezza sulle ipotesi analitiche e politiche e sulla metodologia utilizzata e da informazioni più complete su spese e fonti di finanziamento.
- Per quanto riguarda le esigenze di investimento, l'Italia ha fornito una grande quantità di informazioni, compresi gli investimenti annuali incrementali per il periodo 2017-2030 tra diversi settori e i loro previsti effetti macroeconomici. Pertanto, il progetto di piano si avvale del ruolo che i PNIEC possono svolgere nel fornire chiarezza agli investitori e attirare ulteriori investimenti nella transizione verso l'energia pulita. La valutazione presentata delle spese e delle fonti di finanziamento a livello nazionale, regionale o dell'Unione è ancora parziale.

- Esiste un potenziale significativo per un'ulteriore cooperazione regionale sia a livello bilaterale che all'interno di gruppi ad alto livello. L'Italia potrebbe esplorare ulteriormente il potenziale transfrontaliero di una politica coordinata in materia di energia e clima, in particolare nell'Adriatico, con l'obiettivo di ridurre l'impronta di carbonio della regione e attuare un approccio ecosistemico. A tale riguardo, una valutazione degli aspetti macroregionali arricchirebbe ulteriormente l'analisi e fornirebbe una solida base per la cooperazione regionale in futuro.
- Il progetto di Piano menziona qualitativamente le interazioni con la qualità dell'aria e la politica delle emissioni atmosferiche, in particolare nel contesto del riscaldamento domestico e delle emissioni agricole, con le sinergie tra le misure relative all'aria e al clima menzionate esplicitamente. Tuttavia, questa parte dell'analisi trarrebbe beneficio se venisse arricchita con informazioni maggiormente quantitative.
- In una transizione energetica socialmente giusta ed equa, il piano finale dovrebbe integrare meglio gli effetti sociali della decarbonizzazione, in particolare illustrando in maggior dettaglio gli effetti degli obiettivi, delle politiche e delle misure previsti su società, occupazione, competenze e distribuzione del reddito, anche nelle regioni industriali e ad alta intensità di carbonio; completare l'approccio al superamento della povertà energetica includendo obiettivi specifici misurabili e dettagli sulle risorse finanziarie destinate all'attuazione delle politiche indicate, come richiesto dal regolamento (UE) 2018/1999.
- Una buona pratica dall'Italia è l'analisi dettagliata dei sussidi energetici, anche se non ci si aspetta che azioni concrete riducano i sussidi ai combustibili fossili. Dovrebbe dunque essere incluso nel piano finale un elenco delle azioni intraprese e pianificate per eliminare gradualmente i sussidi energetici, in particolare per i combustibili fossili.