

Considerazioni sulle politiche di energia e clima nel PNRR 2021

a cura di Pippo Ranci, Alfredo Macchiati e Pierpaolo Perna

Utili elementi informativi, ai fini della redazione di questo paper, sono stati forniti da ENEL, ENI, F2i, GSE, Italgas, SNAM, Terna, Utilitalia, in risposta a un articolato questionario predisposto dai curatori. Una prima bozza del paper è stata successivamente discussa con rappresentanti di queste società, che ringraziamo vivamente, e, per parte di Astrid, con Franco Bassanini, Claudio De Vincenti e Marcello Messori. La responsabilità di quanto sostenuto nel paper è tuttavia esclusivamente di Astrid e dei curatori che lo hanno redatto.

Indice

Premessa

A. Linee di metodo generali per la redazione del PNRR

A1. Il quadro comunitario e i criteri di valutazione

A2. La necessità di una “visione d’insieme”

A3. La prospettiva delle riforme

A4. Concorrenza e aiuti di Stato

A5. I meccanismi di verifica e valutazione ex-post

B. Sviluppo delle FER elettriche e adattamento del sistema elettrico

B1. Il PNRR attuale: considerazioni generali

B2. Osservazioni sulla prioritizzazione degli interventi

B3. Riforme e strumenti di investimento

B4. Profili di aiuti di stato

C. Sviluppo dell’idrogeno e del biogas

C1. Il PNRR attuale: considerazioni generali

C2. Osservazioni sulla prioritizzazione degli interventi

C3. Riforme e strumenti di investimento

C4. Profili di concorrenza e aiuti di stato

D. Mobilità sostenibile

D1. Premessa

D2. Due vie

D3. Confronti

D4. Orizzonte temporale

D5. Le reti

D6. Reti o veicoli

E. Efficienza energetica degli edifici

E1. Premessa

E2. Sequenza degli interventi 2021-2023

E3. Gli edifici privati

E4. Misure e controlli

E5. Correzioni in itinere

E6. Gli edifici pubblici

E7. Efficienza energetica nelle aree metropolitane

Premessa

Il presente contributo esamina la bozza di PNRR aggiornata al 13 marzo 2021 per quanto riguarda gli obiettivi relativi alle politiche dell'energia e per il clima e offre alcune considerazioni in vista della nuova versione del PNRR che l'Italia dovrà inviare alla Commissione entro fine aprile 2021.

Abbiamo quindi considerato, all'interno della Missione 2 (Rivoluzione verde e transizione ecologica), la seconda componente "Energia rinnovabile, idrogeno e mobilità sostenibile" e la terza componente "Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici". Le risorse complessivamente previste per questo insieme ammontano a € 47,77 Md. pari a poco meno di un quarto del totale.

Tabella 1 - Componenti del PNRR (missione "rivoluzione verde e transizione ecologica") considerati nella presente nota

Componenti	Risorse previste (totale Next Generation EU, miliardi €)
Energia rinnovabile, idrogeno e mobilità sostenibile (M2C2)	18,22
Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici (M2C3)	29,55
Totale	47,77

Il contributo è strutturato come segue:

- Nella sezione A esponiamo alcuni criteri generali per la redazione del PNRR, tenendo conto anche delle linee guida comunitarie alla base della valutazione del Piano.
- Nella sezione B trattiamo il sistema elettrico.
- Nella sezione C il sistema dei gas, compreso l'idrogeno.
- Nella sezione D la mobilità sostenibile.
- Nella sezione E l'efficienza energetica degli edifici.

A. Linee di metodo generali per la redazione del PNRR

A1. Il quadro comunitario e i criteri di valutazione

Un punto di attenzione imprescindibile per lo sviluppo di una metodologia robusta di pianificazione riguarda la coerenza con le indicazioni sulle linee guida per lo sviluppo dei piani e sui criteri di valutazione fornite dalla Commissione Europea. Al riguardo la Commissione ha fornito anche indicazioni specifiche su come articolare le schede di giustificazione degli interventi (cosiddetti “componenti”).

Box 1 - Struttura della scheda di intervento per singola “componente”

1. Descrizione della componente
2. Sfide principali e obiettivi
 - a. Sfide principali
 - b. Obiettivi
3. Sintesi di descrizione di riforma e investimenti della “componente”
 - a. Riforme
 - b. Investimenti (con valutazione dei profili di *state aid*)
4. Dimensione *green* e *digitale* della componente
 - a. *Green transition*
 - b. *Digital transition*
5. *Milestone*, obiettivi e tempistiche
6. Finanziamenti e costi

Fonte: elaborazione tratta da Commissione Europea, Recovery and Resilience Plans. Example of component of reforms and investments. Power up.

Nel complesso, le linee guida della Commissione mettono in evidenza le aree che gli Stati membri dovranno analizzare. Con riferimento a ciò, si possono trarre alcune valutazioni di “metodo”. Ad esempio, La Commissione europea nei suoi documenti recenti ha dato indicazioni precise circa le azioni da compiere. Nella Comunicazione sulla “Strategia annuale per la crescita sostenibile 2021” del 17/09/20 (quindi precedente rispetto alle Linee Guida citate nel Box) sono indicate *flagships* (azioni faro) per le tecnologie pulite quali l’idrogeno, l’integrazione della generazione da rinnovabili e gli elettrolizzatori (*Power up*), per l’efficienza energetica degli edifici (*Renovate*) e per la mobilità sostenibile (*Recharge and refuel*). Le indicazioni, definite anche quantitativamente a livello europeo, dovranno essere recepite a livello nazionale in modo ragionato, con una verifica di efficienza economica e anche climatica.

A2. La necessità di una “visione d’insieme”

Il primo punto su cui vogliamo richiamare l’attenzione riguarda la necessità di sviluppare una “**visione d’insieme**” **rispetto agli obiettivi** di Energia e Clima e individuare per ciascun intervento il beneficio che esso può portare sotto vari aspetti.

- Per un esame razionale delle varie allocazioni dei fondi che dovrebbero facilitare la transizione verde sarebbe necessario adottare qualche criterio comune a tutti i progetti in modo da consentire confronti che possono essere utilizzati nel decidere le priorità, misurando l’efficienza comparata di progetti anche molto diversi tra loro.
- Un criterio base di “**efficienza climatica**” che potrebbe essere adottato in generale è la **riduzione delle emissioni di gas serra** (misurati in tCO₂equivalente/anno) per unità monetaria d’investimento (euro). Pur essendo imperfetto come qualsiasi indicatore semplice, è bene che esso sia reso pubblico per ogni progetto, eventualmente affiancato da altri indicatori ma sempre tenuto presente affinché la molteplicità degli indicatori non riduca la trasparenza e non indebolisca eccessivamente il requisito dell’economicità.
- Il criterio sopra indicato dovrà essere oggetto di una **definizione più esatta** di quella sinteticamente espressa sopra. In primo luogo, dovrà essere ben definito l’orizzonte temporale degli interventi, con un’attenta valutazione dell’arco temporale sul quale si effettueranno i lavori e si manifesteranno i costi e benefici misurati, e che può essere diverso tra i vari progetti, anche a seconda del diverso grado di maturità tecnologica. In secondo luogo, al fine di valutare meglio il costo complessivo dell’intervento in questione, dovrebbero esservi compresi gli eventuali aumenti dell’onere sopportato dai consumatori (una versione di questa migliore specificazione potrebbe consistere nel misurare il *levelised cost of energy*, LCOE).
- **Altri effetti**, non riconducibili alla stessa unità di misura, possono riguardare il raggiungimento di altri obiettivi, come quelli relativi alla **sicurezza energetica**, alla riduzione dell’inquinamento locale e ad altri aspetti della tutela ambientale nonché all’effetto sul PIL e sull’occupazione. Sono disponibili e spesso in uso indicatori multidimensionali che utilizzano un insieme di vari *key performance indicators* (KPI), fornendo un’informazione più completa. È tuttavia importante che l’attribuzione di pesi ai diversi obiettivi, che è necessaria quando si costruiscono indicatori multidimensionali, sia evidente, trattandosi di una scelta politica di primaria importanza. I raffinamenti del criterio di valutazione dovranno sempre mantenere i requisiti di confrontabilità della valutazione tra progetti e di comprensibilità per i cittadini.

- Per il raggiungimento di una “visione di insieme”, è auspicabile verificare la **coerenza** del piano d’investimenti attraverso riferimenti incrociati.¹ Inoltre, è auspicabile una considerazione globale che permetta una considerazione di costi e benefici misurabili sull’intero orizzonte temporale.

Il piano d’investimenti deve essere conforme agli obiettivi europei di decarbonizzazione. Questa conformità deve essere monitorata con un confronto periodico tra scenari alternativi, quello più probabile al momento e quello che conduce alla realizzazione degli obiettivi, in modo da attuare tempestivamente le necessarie azioni correttive.

È importante considerare nell’individuazione degli interventi anche la necessità di prendere a riferimento i nuovi target della Commissione europea, non ancora recepiti nel Piano Nazionale Energia e Clima (PNIEC) del 2019.

Tabella 2 - I nuovi target europei al 2030

	Target PNIEC 2019	Nuovi target europei
Riduzione % delle emissioni di gas effetto serra rispetto al 1990	40%	55%
Fonti Rinnovabili su consumi lordi di energia elettrica	55%	70%
Rinnovabili % su domanda lorda di energia	30%	40%

Fonte: elaborazione tratta dal PNIEC 2019 e documenti della Commissione Europea.

A3. La prospettiva delle riforme

Il secondo aspetto riguarda la necessità di accompagnare le prospettive di investimento con riforme strutturali. Le principali riforme possibili possono essere sintetizzate in quattro famiglie di soluzioni:

- Una possibile leva di intervento può essere la rimodulazione della **fiscalità**. Ad esempio, la fiscalità dei combustibili, per tutti gli usi compresa l’alimentazione dei

¹ Per fare un semplice esempio, la diffusione di veicoli elettrici genera un maggiore o minore impatto sulla decarbonizzazione a seconda di quanto il parco di generazione elettrica proceda nella sua stessa decarbonizzazione. Analogamente, la domanda di flessibilità del sistema elettrico dipende dallo sviluppo della generazione intermittente. Quindi gli investimenti in mobilità elettrica o in flessibilità della generazione saranno valutati nella loro “efficienza climatica” con esplicito riferimento allo scenario prescelto dal Piano per lo sviluppo della mobilità sostenibile e, rispettivamente, per quello della generazione da fonti rinnovabili.

veicoli, potrebbe introdurre un principio di progressività del prelievo in rapporto all'intensità delle emissioni di gas serra, e riprodurre così l'impatto del sistema ETS in una vasta area che da esso è oggi esclusa. L'effetto combinato delle imposte e dei permessi negoziabili configura uno scenario di costo crescente delle emissioni che costituisce un potente incentivo generale.

- Una seconda linea di intervento è quella dei **sussidi**, che, proprio grazie all'esistenza dell'incentivo generale sopra citato, devono essere riservati a un numero limitato di progetti innovativi con valenza strategica nella direzione della transizione energetica. Esempi di rilievo riguardano le batterie e gli elettrolizzatori. La via preferibile per stimolare una nuova produzione è quella di introdurre incentivi alla domanda, lasciando operare la concorrenza tra gli offerenti. I sussidi pubblici destinati ai produttori richiedono procedure di selezione del beneficiario che, per non introdurre distorsioni, possono essere complesse.
- Un terzo strumento riguarda l'**adattamento della regolazione**. Ad esempio, riguardo ai temi caratterizzati da grande incertezza circa i possibili sviluppi tecnologici (il caso dell'idrogeno ad esempio), sembrerebbe sensato prevedere progetti sperimentali di dimensioni limitate, distribuiti sui diversi fronti di possibile utilizzazione. Ad esempio, nel caso dell'idrogeno, dei progetti di trasporto pubblico urbano, del trasporto pesante, dell'industria siderurgica, dello stoccaggio dell'energia.
- Infine, è ampiamente condivisa la persuasione che gli obiettivi del Piano non siano raggiungibili se non interviene un radicale **adeguamento dei meccanismi autorizzativi e di controllo** delle azioni pubbliche e private, in particolare degli investimenti. È necessario un complesso di modifiche nelle normative e nei comportamenti degli uffici pubblici che contemperi le esigenze di controllo pubblico con quella, essenziale, di dare attuazione tempestiva alle decisioni.

A4. Concorrenza e aiuti di Stato

Il terzo aspetto concerne la conformità del Piano alle norme sulla **concorrenza** e sugli **aiuti di stato**. Nello specifico, gli Stati membri devono specificare se la riforma o l'investimento:

- è escluso dalle norme comunitarie sulla base dell'art. 107(1) del TFUE (ad es. se l'operazione viene effettuata a condizioni di parità da enti pubblici e operatori privati, o in condizioni de minimis);

- è finanziato sulla base di un meccanismo di aiuti di Stato esistente o che rientra nell'ambito dell'applicazione del regolamento generale di esenzione per categoria (block exemption regulation);
- richiede una nuova misura di aiuto o una notifica a livello comunitario. In tal caso è necessario indicare la base per la compatibilità (ad es. coerenza con block exemption regulation o gli estremi per la notifica alla Commissione).

Le norme sulla tutela della concorrenza e sugli aiuti di stato sono certamente soggette a pressione in un periodo in cui vi è la necessità di affrontare pericoli imminenti e di perseguire obiettivi di sicurezza e concorrenza globale. Non c'è motivo perché l'obiettivo di un mercato aperto e competitivo sia accantonato: va cercato un equilibrio tra gli obiettivi.

Gli strumenti di incentivazione consentono di utilizzare la concorrenza tra le imprese per orientare in modo efficiente i sistemi energetici alla transizione verde.

Il principio della concorrenza che comporta la messa a gara delle opere riconosciute d'interesse generale dovrebbe essere rispettato. Limitatissime dovrebbero essere le deroghe per opere urgenti, giustificate dall'esigenza di evitare ritardi. Si riscontra qui un ulteriore motivo per rendere più spediti i tempi delle attività della pubblica amministrazione, non solo le autorizzazioni ma anche la predisposizione e gestione delle gare, compresa la valutazione finale, nonché per aver cura che la chiarezza delle norme e dei bandi riduca le occasioni di ricorso alla giustizia amministrativa.

Nell'individuare i soggetti in grado di perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione nel modo più efficiente per il sistema, risulta di fondamentale importanza individuare i pochi casi in cui il carattere innovativo di un progetto giustifichi un affidamento diretto in via sperimentale, mentre i casi più numerosi di diffusione di tecnologie affermate deve essere sottoposta a processi competitivi. In particolare, lo sviluppo degli accumuli di energia e della diffusione dell'idrogeno pone quesiti di particolare complessità nel distinguere tra i primi e i secondi.

Un aspetto della normativa sulla concorrenza riguarda le attività connesse con le reti (elettriche e del gas) come l'accumulazione di energia per far fronte alla crescente presenza di generazione elettrica intermittente. Questa funzione, tradizionalmente svolta dai bacini idroelettrici che pure continueranno a dare il loro contributo, sarà svolta anche da strumenti nuovi quali le batterie elettrochimiche e dall'integrazione funzionale tra il sistema elettrico e quello del gas. Quest'ultimo può concorrere a stabilizzare il sistema elettrico alimentando le centrali termoelettriche a gas che sono dotate di grande flessibilità nel loro funzionamento lungo le ore del giorno e i giorni dell'anno. A sua volta, il sistema gas dispone di risorse di accumulazione fornite sia

dai siti di stoccaggio, sia dalla stessa rete con i suoi diversi livelli di compressione del gas.

Tutta l'area di questi strumenti sta a cavallo della linea di demarcazione tra le attività gestite in regime di monopolio regolato da soggetti di rete e attività operate in concorrenza da soggetti vari: linea presidiata dalle normative sulla separazione (*unbundling*), che sono diverse tra i paesi membri dell'UE. Lo sviluppo attuale e previsto dell'accumulazione di energia a fini di flessibilità pone il problema di uniformare per quanto possibile i regimi di separazione, al fine di rendere equa la competizione tra soggetti europei diversamente localizzati.

A5. I meccanismi di verifica e valutazione ex-post

Infine, dev'essere obbligatorio per tutte le misure previste un meccanismo di **verifica e valutazione ex-post** degli effetti, a intervalli regolari che consentano di aggiustare il tiro qualora si riscontri uno scostamento dal sentiero previsto. Come ha osservato il ministro Franco nell'audizione dell'8 marzo 2021 al Senato, “abbiamo come paese difficoltà nell'effettuare in modo sistematico valutazioni ex ante dei progetti e valutazioni ex post dei loro risultati”.

Sarà importante che le valutazioni operate sotto la guida del MEF forniscano risultati confrontabili, evidenziando i risultati di ciascun progetto soprattutto in termini di riduzione delle emissioni e dell'inquinamento locale con preciso riferimento temporale e stimando l'evidenza causale ascrivibile al progetto al netto di altri fattori causali.

B. Sviluppo delle FER elettriche e adattamento del sistema elettrico

B1. Il PNRR attuale: considerazioni generali

Il PNRR attuale prevede contributi a sostegno dello sviluppo di progetti fotovoltaici galleggianti ed eolici offshore, progetti onshore realizzati su siti di proprietà della PA o a basso consumo di suolo o abbinati a tecnologie di stoccaggio, nonché supporto finanziario tramite finanziamenti per sistemi di *grid parity*. Si prevede inoltre lo sviluppo dell'infrastruttura di trasmissione elettrica per supportare le tecnologie rinnovabili *offshore* emergenti. Gli investimenti finalizzati allo sviluppo della produzione di energia rinnovabile ammontano a circa 8,66 miliardi di €.

Tabella Sviluppo della produzione di energia rinnovabile (proposta di PNRR del marzo 2021) (miliardi di €)

Area di intervento, progetti e obiettivi	Nuovi	React EU	Totale Next Generation
Fonti di energia rinnovabile <ul style="list-style-type: none"> • Progetti fotovoltaici galleggianti ed eolici offshore • Progetti onshore su siti della PA, a basso consumo di suolo o abbinati a tecnologie di stoccaggio • Sovvenzioni o prestiti per sistemi di grid parity Obiettivo (2026): aumento di 4,5-5 GW della capacità di rinnovabili installata, inclusi impianti offshore da 100 MW	4		4
Sostegno alla filiera rinnovabili fotovoltaico (pannelli di nuova generazione) e eolico (turbine ad alta efficienza) Obiettivo: portare la produzione nazionale dei pannelli fotovoltaici di nuova generazione dagli attuali 200 MW/anno ad almeno 2 GW/anno nel 2025 e a 3 GW/anno negli anni successivi	0,36		0,36
Infrastrutture di rete e smart grids <ul style="list-style-type: none"> • Installazione di sistemi di accumulo termico • interventi per aumentare la resilienza della rete di distribuzione elettrica e ad installare poli integrati di ricarica per veicoli elettrici Obiettivo: contribuire all'aumento della quota rinnovabile nel mix energetico italiano (55,4% al 2030) e raggiungere una capacità di stoccaggio di 3 GW al 2025	2,72	0,18	2,90
Progetti dei Comuni in linea con PNIEC <ul style="list-style-type: none"> • progetti inviati dall'ANCI e raccolti da Utilitalia selezionati mediante procedura di evidenza pubblica e intensità di aiuto Obiettivo: non definito.	0,90	0,51	1,41
Totale	7,98	0,69	8,66

Fonte: elaborazioni degli autori sulla base del PNRR (marzo 2021). Nota: oltre agli investimenti per lo sviluppo della produzione di energia rinnovabile, la missione M2C2 prevede investimenti per lo sviluppo dell'idrogeno (affrontato nella sezione successiva) e per il trasporto locale sostenibile. L'ammontare previsto per la missione M2C2 è pari a 18,21 miliardi di €.

Il PNRR prospetta alcuni interventi di riforma, tra cui:

- la semplificazione delle procedure di autorizzazione per gli impianti rinnovabili onshore e offshore;
- l'introduzione di una nuova regolamentazione per l'imposizione di quote obbligatorie di rilascio di biogas;
- il sostegno della filiera industriale nei settori tecnologici legati alle rinnovabili concentrati su due settori, fotovoltaico e eolico;
- il potenziamento e la digitalizzazione delle infrastrutture di rete elettrica e smart grids, attraverso sistemi di accumulo termico, interventi per l'infrastruttura fisica e la digitalizzazione della rete elettrica e interventi per aumentare la resilienza della rete di distribuzione elettrica e per installare poli di ricarica per veicoli elettrici.

Nel complesso, la versione di marzo 2021 risulta contenere un livello di dettaglio più avanzato rispetto al documento del 13 gennaio 2021 e ha il merito di individuare in modo analitico sfide, obiettivi, implementazione, beneficiari e tempistiche. Tuttavia, come esposto di seguito, si ritiene auspicabile dettagliare e giustificare alcune prospettive di investimento.

B2. Osservazioni sulla prioritizzazione degli interventi

Considerato l'ampio spettro di interventi possibili per facilitare lo sviluppo della capacità rinnovabile, è importante giustificare la scelta di intervento rispetto a specifiche tecnologie e segmenti della filiera (generazione, reti). Ad esempio, il PNRR intende contribuire agli obiettivi intermedi del PNIEC²; attraverso la realizzazione, entro il 2026, di circa 4,5-5 GW di nuova capacità rinnovabile.

Dal confronto tra gli investimenti prospettati e gli obiettivi di policy emerge che, sulla base degli obiettivi complessivi del PNIEC, per conseguire i target del 2025 sarà necessario un aumento di capacità eolica e solare di circa 13 GW, cui si aggiungono circa 3 GW di pompaggi e 1 GW di batterie (si veda la tabella di seguito). L'incremento necessario risulta maggiore se il confronto viene eseguito rispetto al 2030. Ne consegue che il PNRR non intende che contribuire ad un sottoinsieme del fabbisogno necessario e per un periodo limitato.

Nonostante il riferimento a prestiti per supportare tecnologie più mature e sistemi di *grid parity*, gli investimenti attualmente previsti nel PNRR sembrano per lo più indirizzati a tecnologie innovative e "sperimentali",³ quali ad es. tecnologie *offshore*,

² Cfr. pag. 43, sezione M2 C2

³ Per queste caratteristiche ARERA, pur riconoscendone il valore, ne suggerisce la collocazione in altri ambiti del PNRR, ad esempio la Missione 4 (relativa alla ricerca e sviluppo tecnologico).

che tuttavia hanno un peso secondario rispetto ad altre tecnologie. Rispetto alle tecnologie *offshore*, c'è anche da considerare la predisposizione “geografica” del Paese rispetto a solare, che peraltro ha un impatto marginale sull'occupazione di suolo, mentre l'eolico offshore appare maggiormente efficiente in un contesto analogo a quello dei mari del Nord Europa. Per questo motivo, sarebbe utile una riflessione sulla priorità di intervento.

Tabella Obiettivi di crescita secondo il PNIEC (GW di capacità)

	2018	2025	2030
Eolico (FER)	10	16 (0,3 <i>offshore</i>)	18 (0,9 <i>offshore</i>)
Solare (FER)	20	27	51
Idroelettrico (FER)	15	15	16
Altre FER	5	5	5
Totale FER	50	64	90
Termoelettrico	58	49	50
Pompaggi	7,4	10,4	11,9
Batterie		1	6
Totale	115,4	123,4	157,9
Obiettivo PNIEC di crescita FER vs 2019		+13 ¹	+40
Obiettivo PNIEC di crescita termoelettrico vs 2019		-9	-8
Obiettivo PNIEC di crescita pompaggi vs 2019		+3	+4,5
Obiettivo PNIEC di crescita batterie vs 2019		+1	+6

¹ Di cui 4,5-5 oggetto dell'intervento previsto nel PNRR. Fonte: elaborazione degli autori sulla base di Terna (2020), 'Piano di Sviluppo 2020'.

Il secondo quesito riguarda l'adeguatezza della spesa stanziata rispetto agli obiettivi previsti. La stessa ARERA esprime perplessità al riguardo, ritenendo che il contributo

di questi progetti agli obiettivi dichiarati potrebbe essere inferiore al 50%.⁴ Ne consegue che il gap di 8 GW di potenza dovrà essere finanziato secondo il metodo degli aggravi in bolletta. Per una valutazione del relativo impatto, i dati su costi sostenuti e capacità installata attraverso precedenti meccanismi di incentivazione delle rinnovabili offrono alcune indicazioni. Nel 2019 - secondo le valutazioni GSE –a fronte di un onere di incentivazione di 11,4 € mld, sono stati incentivati 65 TWh di energia elettrica da fonti rinnovabili (su un totale di circa 116 TWh prodotti). Il mix di energia verde incentivata ha tuttavia un costo in €/MWh molto variabile, soprattutto in base al periodo storico dei diversi meccanismi incentivanti, con vecchi incentivi molto onerosi e nuovi incentivi di entità ben minore a riprova della crescente maturità delle tecnologie FER. Alcuni meccanismi, inoltre, si avvicinano al termine del periodo di incentivazione, per cui lo scenario evolutivo dell'onere di incentivazione mostra un trend decrescente, scendendo secondo le stime, dagli 11,4 € mld del 2019 a circa 6 € mld nel 2030, per poi ridursi a meno di 1 € mld dal 2033 al termine del Conto Energia. Questo suggerisce che, se per pura ipotesi, ad esempio, l'energia FER aggiuntiva necessaria per raggiungere i target al 2030 venisse incentivata con meccanismi di supporto paragonabili, come entità, agli ultimi varati, si avrebbe un onere annuo aggiuntivo valutabile in meno di 2 € mld al 2030, giungendo dunque all'anno 2030 a un onere complessivo annuo di circa 8 € mld, che è comunque di gran lunga inferiore a quello odierno. Naturalmente, oltre alle tecnologie consolidate (quali fotovoltaico ed eolico a terra) nell'evoluzione del sistema elettrico è anche prevista la realizzazione di tecnologie innovative, mediamente più costose; tra queste ad esempio, per rimanere al campo delle rinnovabili, impianti fotovoltaici galleggianti ed eolici offshore, ancora lontani dalla competitività economica, che potrebbero necessitare di un supporto aggiuntivo (tariffe o conto capitale), ma i volumi considerati per tali tecnologie più costose non sono tali da alterare l'andamento decrescente degli oneri di incentivazione.

La bozza di PNRR non sembra prospettare un ruolo diretto di supporto ai sistemi di accumulo, sia pompaggi che batterie. Attualmente sono previsti investimenti per

⁴ “Gli specifici investimenti in materia di produzione e di distribuzione delle energie rinnovabili [...] dovrebbero consentire la realizzazione, entro il 2026, di circa 4,5-5 GW di nuovi impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili [...]. Tali investimenti prevedono lo sviluppo di progetti fotovoltaici galleggianti ed eolici offshore di natura innovativa con le relative connessioni alla rete per circa 100 MW, nonché di progetti onshore realizzati su siti di proprietà della pubblica amministrazione o a basso consumo di suolo o abbinati a tecnologie di stoccaggio. È anche previsto un supporto finanziario tramite prestiti senior/junior e/o credit enhancement per sistemi di grid parity. L'Autorità, pur esprimendo il proprio apprezzamento per la ricerca di coerenza tra il PNRR e il PNIEC, sottolinea che tale sforzo contribuirebbe in misura limitata (inferiore al 50%) agli obiettivi ivi dichiarati”. ARERA (2021), Memoria 86/2021/I/COM.

sistemi di accumulo termico, al fine di disaccoppiare i flussi termici e elettrici negli impianti CCGT, mentre risultano carenti quelli in accumuli elettrici.⁵

L'accumulo termico e l'accumulo elettrico svolgono ruoli diversi per il sistema elettrico e il rispettivo sviluppo ha seguito traiettorie opposte che mostrano come i secondi siano a maggior rischio di “fallimento di mercato” e pertanto da sostenere. Gli accumuli elettrici, e in particolare i pompaggi hanno visto un ridimensionamento nei livelli di produzione a causa delle condizioni di mercato. Si è passati da circa 6.564 GWh prodotti nel 2000 a circa 1.798 nel 2017.⁶ Gli accumuli termici invece permettono di aumentare la flessibilità degli impianti e, come sottolineato anche da ARERA, risultano sostenibili nel contesto di mercato attuale. A testimonianza di ciò, l'energia termica prodotta da pompe di calore è aumentata negli anni, passando da 2,09 Mtep nel 2010 a 2,6 Mtep nel 2018.⁷

L'ultimo aspetto da considerare, e attualmente carente nella bozza di PNRR, è legato alla localizzazione della nuova capacità rinnovabile, in assenza della quale non è possibile valutare pienamente il valore dei progetti e il loro contributo all'adeguatezza e sicurezza del sistema. Lo sviluppo di nuova capacità dovrebbe infatti concentrarsi in quelle aree che ne hanno maggiormente bisogno ed essere coerente con le esigenze infrastrutturali delle reti e del sistema nel suo complesso. Il PNRR non tocca i punti dell'ottimizzazione della rete di trasmissione e dei sistemi di accumulo e sembra concentrarsi per lo più sul potenziamento della rete di distribuzione.

B3. Riforme e strumenti di investimento

Come previsto dalle linee guida della Commissione, gli investimenti dovranno essere accompagnati da riforme strutturali, in grado di far fronte alle carenze riscontrate e tali da rafforzare gli effetti degli investimenti previsti. Al riguardo, la nuova versione di PNRR rappresenta un miglioramento sostanziale rispetto alla precedente.

L'aspetto principale riguarda la semplificazione del quadro autorizzativo e la riduzione dei tempi dei procedimenti, che ad oggi rappresenta il maggior ostacolo allo sviluppo della capacità rinnovabile e su cui il nuovo PNRR intende intervenire. Si tratta di un'area di delicata intersezione tra le politiche pubbliche rivolte alla transizione

⁵ È presente un riferimento ad un gruppo di impianti integrati eolici/fotovoltaici/ storage, ma il progetto sembra collegato alla capacità offshore che si intende realizzare, quindi di portata/dimensione limitata.

⁶ Terna (2019), ‘Documento di descrizione degli scenari 2019’, pag. 43.

⁷ GSE (2016), ‘Rapporto attività 2015’, pag. 203. GSE (2020), ‘Rapporto delle attività 2019’, pag. 216. Inoltre, secondo quanto riportato in Assoclina (2020), ‘Libro bianco sulle pompe di calore’, la capacità installata di pompe di calore è passata da circa 115 GWt nel 2012 a circa 126 GWt nel 2017.

energetica (tutela del clima) e quelle rivolte alla tutela paesaggistica, quest'ultima di competenza degli enti locali e quindi con potenziali conflitti, puntualmente verificatisi in questi anni. Interessante notare come siano state definite scadenze precise per la definizione di una bozza di riforma e per la successiva approvazione, collegate ai target di capacità installata. Oltre alle scadenze, sarebbe auspicabile individuare le specifiche aree di intervento e i procedimenti che richiederebbero una semplificazione. Rispetto al primo punto, sembra opportuno intervenire sugli iter autorizzativi sia per lo sviluppo di nuova capacità che per il rifacimento e il ripotenziamento degli impianti esistenti (rinnovabili e termoelettrici – in caso di riconversione). Tra i procedimenti da sveltire, ci sono le valutazioni di impatto ambientale per i nuovi impianti ma anche le autorizzazioni sulle modifiche a progetti pre-esistenti.

Quest'ultima rappresenta una delle aree in cui si potrebbero concentrare ulteriori affinamenti, ad esempio attraverso la definizione di possibili strumenti per far fronte a questa criticità individuata, o definire scadenze più precise per cercare di porvi rimedio. Inoltre, le semplificazioni dovrebbero riguardare anche eventuali interventi infrastrutturali sulle reti, per consentire l'effettiva integrazione della nuova capacità rinnovabile. Una ulteriore criticità, menzionata nel nuovo PNRR, che potrebbe essere ulteriormente approfondita riguarda le attuali differenze che si riscontrano a livello nazionale nei processi autorizzativi e relative tempistiche, che dovrebbero essere il più possibile uniformate e abbreviate. Permanendo queste differenze territoriali, vi è il rischio che gli investimenti si facciano dove maggiore è la probabilità di ottenere l'autorizzazione mentre il criterio guida per le politiche pubbliche dovrebbe essere la minimizzazione degli interventi sulle reti che i nuovi investimenti rendono necessari.

B4. Profili di aiuti di stato

In generale, è necessario valutare se le riforme e gli investimenti proposti possono rientrare in meccanismi di *state aid* già notificati (o se sono già esentati secondo la normativa degli aiuti di stato). Esempi di schemi già approvati o per i quali sono previsti dei percorsi di notifica includono il capacity market e il meccanismo di supporto alle FER (DM FER 1). Schemi per i quali è necessaria una notifica in Commissione includono eventuali misure per la promozione degli accumuli (tra cui i pompaggi).

Le linee guida in materia di aiuti di Stato a favore di energia e ambiente, attualmente in fase di revisione (consultazione sull'*Inception Impact Assessment* conclusa a dicembre, e *targeted consultation* a gennaio 2021), rappresenteranno uno strumento importante per supportare l'effettiva realizzazione dei progetti di investimento.

Alla luce dei più ambiziosi obiettivi del Green Deal in termini di neutralità climatica, nella consultazione, la Commissione riconosce che le nuove linee guida dovrebbero avere portata più ampia, pur assicurando che i costi e eventuali distorsioni siano mantenuti al minimo.

Box Linee guida in materia di aiuti di Stato a favore di energia e ambiente (EEAG)

Tra le varie categorie di aiuto attualmente previste nelle EEAG, è utile sottolineare come ad oggi sono previsti aiuti a favore dell'energia da fonti rinnovabili. A livello generale:

- I meccanismi di supporto alle rinnovabili sono in genere basati su strumenti di mercato, quali aste e procedure competitive, pur essendo previste eccezioni per impianti di piccola dimensione.
- Le procedure competitive dovrebbero, in linea di principio, essere aperte a tutti i produttori di energia rinnovabile (principio di “neutralità tecnologica”), ma è prevista la possibilità di organizzare aste specifiche per determinate tecnologie, ad es. più “innovative” o ad un livello meno avanzato di sviluppo tecnologico.
- Sono possibili sia aiuti agli investimenti che al funzionamento.

Fonte: Commissione Europea (2014), ‘Comunicazione della Commissione – Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell’ambiente e dell’energia 2014-2020’.

Anche riguardo la coerenza con la disciplina degli aiuti di Stato sono stati fatti progressi nell’ultima versione del PNRR. Viene infatti specificato che i sussidi/contributi per lo sviluppo di capacità rinnovabile verranno assegnati attraverso un’asta, secondo un meccanismo in linea con le regole europee, che verrà presentato alla Commissione prima della sua implementazione.⁸

Lo stesso vale per gli investimenti proposti per rinforzare le infrastrutture di rete. In questo caso viene specificato che, in linea con la disciplina comunitaria, le misure dovranno concentrarsi nelle regioni “assistite” (ovvero Puglia, Calabria, Sicilia, Basilicata, Campania e Sardegna). Quest’approccio secondo cui gli investimenti infrastrutturali previsti nel PNRR sono indirizzati al Sud Italia è stato condiviso anche da ARERA, che lo ritiene un’opportunità in linea con il suo obiettivo strategico di riequilibrio territoriale. Inoltre, secondo l’Autorità qualora gli investimenti non fossero destinati alle regioni “obiettivo”, richiederebbero valutazioni in materia di aiuti di Stato critiche in relazione alle tempistiche per l’approvazione del PNRR. Tuttavia, si evince

⁸ Nel caso dei prestiti, questi verranno gestiti attraverso un soggetto ancora da identificare, ma viene specificato che anche questa procedura sarà in linea con le regole di aiuti di Stato e sottoposta alla Commissione.

che il MEF ha intrapreso azioni per poter estendere gli interventi su tutto il territorio nazionale.⁹

C. Sviluppo dell'idrogeno e del biogas

C1. Il PNRR attuale: considerazioni generali

Il PNRR definisce l'idrogeno come il veicolo energetico del futuro e ne espone le linee di sviluppo in un breve capitolo (M2C2 Outcome 2, p.181). Il PNRR stanZIA a favore dell'idrogeno 2 miliardi di euro.

Il capitolo si articola in 7 paragrafi: uno dedicato a ricerca e sviluppo, 5 dedicati ad altrettante vie d'impiego dell'idrogeno, uno dedicato al punto critico della catena di produzione dell'idrogeno verde. Le **vie d'impiego** sono:

- *Hydrogen Valleys*, cioè aree delimitate, e preferibilmente aree industriali dismesse da rivitalizzare, dove è facile costruire una rete di distribuzione dell'idrogeno e metterla a disposizione di piccole e medie imprese;
- settori industriali “*hard to abate*”, cioè lavorazioni che oggi producono elevate emissioni usando un combustibile difficile da sostituire con l'elettricità. Raffinerie e impianti per produzioni chimiche come ammoniaca e metanolo possono sostituire l'olio combustibile;
- trasporto pesante stradale, locale e a lunga distanza;
- trasporto ferroviario sulle tratte non elettrificate, un terzo della rete, in luogo delle motrici diesel;
- generazione di elettricità nelle centrali a gas (CCGT) dove si può inserire una quota di idrogeno nel combustibile.

Si tratta per la maggior parte di applicazioni già in atto in altri paesi e alcune anche in Italia. Solo per l'ultima mancano riferimenti.

Il punto critico nella **catena di produzione dell'idrogeno verde** è individuato negli elettrolizzatori, con riferimento alla produzione di idrogeno da elettricità per via di elettrolisi. L'impiego più economico e in maggior crescita prevista è per utilizzare energia elettrica generata nelle ore di basso consumo in località che hanno limitata connessione con la rete nazionale come le piattaforme eoliche offshore. Gli elettrolizzatori sono prodotti oggi prevalentemente in altri paesi europei e il Piano pone come obiettivo la costruzione di linee produttive nazionali, prevedendo anche un'attività di ricerca e brevettazione, impianti sperimentali, una differenziazione per due classi dimensionali di elettrolizzatori.

⁹ Sezione “Interventions to increase the resilience of the distribution network” del PNRR di marzo.

Tabella Investimenti nella filiera dell'idrogeno (proposta di PNRR del marzo 2021) (miliardi di €)

Area di intervento, progetti e obiettivi
Produzione di idrogeno in aree industriali dismesse per testare la produzione di idrogeno da FER Obiettivo: costruzione di 5-10 <i>hydrogen valleys</i>
Produzione di elettrolizzatori e sviluppo di una filiera italiana dell'idrogeno Obiettivo: costruzione di una gigafactory per la produzione di componenti e materiali per gli elettrolizzatori, con capacità annuale di 1 GW di elettrolizzatori
Utilizzo dell'idrogeno nell'industria 'Hard-to-abate'. Nell'industria siderurgica primaria l'idrogeno è in prospettiva un'alternativa al gas naturale per la produzione di Ferro Ridotto Diretto (DRI) Obiettivo: realizzazione di un prototipo con uso dell'idrogeno verde e riduzione di CO ₂ pari a 0,283 tonn./tonn. acciaio
Sviluppo di reti di stazioni di rifornimento idrogeno Obiettivo: 40 stazioni di rifornimento d'idrogeno per il trasporto pesante
Utilizzo dell'idrogeno nel trasporto ferroviario, con l'introduzione di treni alimentati a idrogeno nella rete ferroviaria nazionale Obiettivo: 7 stazioni di rifornimento per l'infrastruttura per il servizio di treni a idrogeno
Ricerca nel campo dell'idrogeno Obiettivo: quattro progetti su mobilità, trasporti, industria, residenziale, immobili
Sviluppo tecnologico dell'idrogeno verde Obiettivo: sviluppo di nuovi sistemi di combustioni delle turbine a gas e riduzione del 40% delle emissioni di CO ₂ rispetto alla configurazione standard 100% gas naturale

C2. Osservazioni sulla prioritizzazione degli interventi

Il capitolo del PNRR dedicato all'idrogeno è intitolato "Promozione della produzione e dell'uso dell'idrogeno pulito". L'uso del termine "pulito" in luogo di "verde" sembra indicare una strategia che cerchiamo qui di rendere esplicita. Essendo attualmente l'idrogeno "verde" cioè da fonti rinnovabili ancora lontano dall'economicità, la strategia per promuovere una transizione verso un suo uso massiccio consiste prevalentemente nello sperimentare su scala ridotta le varie vie disponibili per preparare un'adeguata domanda, e nel sospingere al contempo gradualmente le miscele di gas utilizzate verso una quota crescente di idrogeno rispetto al gas naturale e verso un avvicinamento dell'idrogeno usato verso quello verde a partire da quello attuale, che è prodotto da metano.

Mentre la strategia sopra descritta, se l'abbiamo compresa correttamente, appare condivisibile in via generale, essa dovrebbe essere più chiaramente esposta e specificata: l'atteso documento sulla Strategia nazionale sull'idrogeno potrebbe essere la sede per questo chiarimento.

In particolare, sarebbe utile descrivere le due operazioni, tra loro connesse ma concettualmente ben distinte: (a) la decarbonizzazione del gas oggi in uso attraverso l'introduzione di gas che producono meno emissioni (tra cui l'idrogeno) in modo da formare mix con emissioni decrescenti nel tempo e (b) l'evoluzione dell'idrogeno stesso da "grigio" a "verde", anch'essa secondo una progressione graduale e prevedibile.

La decarbonizzazione del gas attualmente in uso è prevista come dominata inizialmente dall'introduzione del biometano, prodotto da attività agricole e di allevamento. Si possono prospettare due fasi di decarbonizzazione dei gas: una al 2030, caratterizzata principalmente dallo sviluppo e dalla diffusione del biometano, e una al 2040, che, mentre il biogas continua ad aumentare, dovrebbe essere caratterizzata da una quota crescente d'idrogeno.

Poiché biometano e idrogeno concorrono al medesimo processo di decarbonizzazione dei gas, sarebbe opportuno avere una descrizione unica di questo processo che ne renda evidente la coerenza. Oggi invece, all'interno del capitolo M2C2, il biometano sta nella Riforma 1.2 (p.162) e l'idrogeno nell'Outcome 2 (p.181). L'effetto congiunto è difficile da individuare e analizzare.

L'evoluzione dell'idrogeno nella direzione di azzerare le emissioni generate dal processo utilizzato per produrlo passa dalla prevalenza attuale del *reforming* di metano (idrogeno grigio) alla produzione di idrogeno per via elettrolitica (verde). Questo passaggio spesso non avviene in un unico salto ma comprende una gamma di soluzioni intermedie quali il *reforming* da metano accompagnato da CCS (idrogeno blu), l'introduzione di tecniche oggi sperimentali (pirolisi) e di miscele (syngas).

L'idrogeno blu non conduce direttamente all'idrogeno verde mediante perfezionamenti graduali delle tecniche ma lascia sostanzialmente invariate sia la tecnica produttiva sia l'attività di trasporto che potrebbe continuare a usare l'attuale rete di gasdotti senza adattamenti, aggiungendo solo lo stoccaggio della CO₂ con la CCS (*carbon capture and storage*). La possibile importanza e durata di questa tecnica è oggetto di discussioni che riguardano la disponibilità e capienza dei siti, il costo della loro gestione, lo sviluppo di attività collaterali come le utilizzazioni della CO₂ (che giustificano nel dibattito internazionale l'uso dell'acronimo CCUS). Proprio riguardo alla transizione all'idrogeno verde, sarebbe necessaria una maggiore chiarezza,

esplicitando tempi e modi degli interventi. Nel PNRR c'è solo un cenno all'idrogeno blu come aiuto a “formare un mercato dell'idrogeno”.

In un confronto con uno scenario basato sul PNIEC, si evince che l'idrogeno è caratterizzato da obiettivi ridotti rispetto al biometano e rispetto alla produzione di metano da fonti fossili accompagnata da carbon capture and storage (CCS):

Tabella Evoluzione del gas (scenario congiunto Snam-Terna sul PNIEC) (mld m3)

	2040
CCS	7.6
Biometano	12
Idrogeno	1.2

Fonte: Terna, Snam (2019), 'Documento di Descrizione degli Scenari 2019'.

Anche le più recenti linee guida preliminari della Strategia Nazionale dell'Idrogeno hanno obiettivi relativamente ridotti per l'idrogeno, pari a circa il 2% di penetrazione dell'idrogeno nel consumo energetico finale entro il 2030. Ciò è connesso ai tempi necessari per far sì che l'idrogeno risulti effettivamente competitivo dal punto di vista dei costi rispetto ad altre fonti.

Pur riconoscendo il ruolo fondamentale che l'idrogeno potrà avere e la necessità di investire in maniera significativa in questa fase iniziale (l'Hydrogen Strategy europea prospetta un'ambiziosa fase di sviluppo di nuova capacità da completare entro il 2030), il ruolo fondamentale di medio-termine del biometano potrebbe richiedere ulteriori investimenti.

Nell'allocare le risorse della missione, sarebbe utile che fosse anche condotta una riflessione quantitativa circa lo sviluppo delle diverse tipologie di idrogeno e i diversi usi a livello settoriale. Numerosi interventi (tra cui quelli connessi alle *hydrogen valleys*, agli elettrolizzatori, alla produzione siderurgica) si concentrano sull'idrogeno verde e non fanno alcun riferimento agli stadi intermedi che potranno essere necessari e alle differenze di economicità rispetto alle soluzioni alternative.

Un altro aspetto importante per individuare le priorità riguarda l'importanza strategica della filiera tecnologica in Italia. Per quanto riguarda lo sviluppo degli elettrolizzatori, l'Italia insieme ad altri paesi (come la Germania e la Francia) potrebbe avere un ruolo fondamentale. Nonostante il potenziale, L'Italia oggi non ha stabilimenti di elettrolizzatori con capacità produttiva significative (con le uniche due eccezioni rappresentate da stabilimenti di proprietà francese e tedesca operative in Toscana).

Sono tuttavia presenti start-up o piccole-medie imprese promettenti con una forte vocazione all'innovazione che stanno cercando di fare *scaling-up* della produzione. In conclusione, si nota un divario tra l'importanza attribuita al tema dell'idrogeno nelle enunciazioni iniziali del PNRR, in coerenza con le linee di politica energetica europea, e una descrizione delle iniziative in quest'area che appare carente e ancora a uno stadio iniziale. Non c'è indicazione di progetti definiti né di una possibile ripartizione dei fondi tra gli investimenti previsti.

Infine, tra le priorità d'intervento manca un accenno al ruolo che l'idrogeno (e più in generale i nuovi gas "rinnovabili") può avere sulle reti di distribuzione gas, che avranno un ruolo crescente di facilitatore del "sector coupling" tra i settori gas ed elettrico. In questo senso, la digitalizzazione può facilitare il processo di evoluzione delle reti di distribuzione, permettendo il monitoraggio dei flussi e l'immissione dei nuovi gas assicurando le prestazioni richieste e la continuità della fornitura.

C3. Riforme e strumenti di investimento

Se, sul lato biogas, si prospettano specifiche riforme,¹⁰ non sono previste specifiche riforme rispetto all'idrogeno.

È verosimile tuttavia ipotizzare che, anche in linea con la Strategia Europea per l'Idrogeno, siano necessari dei nuovi strumenti per supportarne lo sviluppo. Le stesse linee guida preliminari del governo italiano prospettano una serie di misure. Ad esempio, sarà probabilmente necessario sviluppare un quadro normativo per l'impiego dell'idrogeno lungo tutta la catena del valore, con particolare attenzione alla sicurezza e alle responsabilità collegate. Inoltre, potrebbe essere necessario uno snellimento della regolamentazione della capacità degli elettrolizzatori e misure per stimolare la domanda (anche attraverso certificati di Garanzia di Origine). Sul fronte delle reti, sebbene sia verosimile che una parte degli investimenti nell'idrogeno possa essere finanziata senza modifiche significative al sistema tariffario esistente, è necessaria una riflessione sulle attività maggiormente innovative per le quali sono già state delineate possibili linee di intervento in una logica di *regulatory sandbox*.

C4. Profili di concorrenza e aiuti di stato

Si ritiene importante individuare gli specifici profili di *state aid* che relativamente all'idrogeno sono stati oggetto di discussione nell'ambito della consultazione per la revisione delle linee guida (EEAG) della Commissione. Un aspetto importante riguarda

¹⁰ Come l'introduzione di una nuova regolamentazione per l'imposizione di quote obbligatorie di rilascio.

lo strumento idoneo per l'incentivazione della capacità di produzione. Con specifico riferimento all'idrogeno, è probabile che la Commissione valuterà procedure concorsuali sulla base “*carbon contracts for difference*” (cCfD), secondo cui l'aiuto sarebbe concesso come un premio al prezzo di mercato dell'idrogeno rinnovabile o a basse emissioni di carbonio.¹¹

In generale, si rileva che alcune delle aree di intervento non specificano, al momento, le modalità d'implementazione. In mancanza di indicazioni si deve ritenere che verranno utilizzate procedure competitive, atte ad ottimizzare l'impiego dei fondi e a selezionare i soggetti imprenditoriali più promettenti, con il minimo di eccezioni giustificate da particolari circostanze. Infatti, in una fase iniziale di sviluppo, è necessario valutare l'efficacia potenziale delle procedure competitive, in quanto potrebbero essere inadeguate per tecnologie caratterizzate da uno stato di sviluppo molto parziale.

Ad ogni modo, tutte le modalità di supporto potrebbero richiedere una valutazione della *proportionality* degli aiuti.

D. Mobilità sostenibile

D1. Premessa

Il settore dei trasporti genera emissioni di gas serra per oltre 100 MtCO₂e (esclusa l'energia elettrica per trazione che sta nel capitolo energia), pari a un quarto delle emissioni totali, riconducibili per il 95% al trasporto su strada. È il principale fattore di emissioni seguito dall'industria energetica e dal patrimonio edilizio.

Il PNRR affronta il tema nella Missione 2 (Rivoluzione verde e transizione ecologica), seconda componente M2.C2 “Energia rinnovabile, idrogeno e mobilità sostenibile”. All'idrogeno è destinato un importo previsto di risorse impiegabili pari a 2 miliardi di euro (per tutti gli usi, non solo per i trasporti). Al trasporto pubblico locale e ciclovie sono destinati € 7,5 Md. Complessivamente sono € 9,5 Md. La presente nota tratta degli aspetti energetici: la decarbonizzazione via diffusione dei veicoli elettrici e della trazione a gas decarbonizzati e idrogeno, le conseguenti esigenze di una rete per la ricarica, la trasformazione dei sistemi di trasporto pubblico locale.

Una cifra più importante, € 32 Md, è dedicata alla Missione 3: infrastrutture per una mobilità sostenibile. Complessivamente, quindi, la mobilità conta per €41,5 Md, più del 20% delle risorse totali. Della parte M3, attinente specificamente alle infrastrutture

¹¹ European Commission (2020), “Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe”, COM(2020) 301 final, 8 July, p. 13.

per il trasporto e in cui preponderante è la scelta a favore dell'alta velocità ferroviaria, questa nota non tratta.

D2. Due vie

Lo sviluppo della mobilità sostenibile può imboccare la via dei **veicoli elettrici**, che è oggi la più idonea nell'area di quelli leggeri ma presenta interessanti prospettive anche in quelli pesanti su strada, e la via dei **gas a basso livello di carbonio incluso l'idrogeno**¹² che compete vantaggiosamente, almeno oggi, con la trazione elettrica per i mezzi stradali pesanti e si presenta al momento come l'unica adatta ai trasporti aerei e marittimi pesanti. Allo stato attuale entrambe le vie tecnologie devono essere perseguite, come indicano la bozza del PNRR e i documenti della Commissione europea.

Il tema della mobilità presenta in forma acuta ed esemplare un dilemma che si riscontra anche in altri campi. Posto che l'elettrificazione è la via maestra per gran parte delle applicazioni energetiche, rimangono due grandi quesiti.

Il primo riguarda la velocità di crescita di una generazione di elettricità da fonti rinnovabili a costi non eccessivi, che si traduca in un'offerta ben modulata temporalmente e ben distribuita sul territorio. Maggiore sarà il successo in questo campo e maggiore sarà anche la disponibilità di idrogeno "verde", cioè prodotto per via elettrolitica a partire dall'energia elettrica, a prezzi ragionevoli, per le applicazioni per le quali si può dire oggi, con una inevitabile semplificazione, che esso è "necessario" come combustibile pulito o come materia prima per processi chimici o metallurgici.

Il secondo riguarda il confronto di efficacia ed economicità tra l'impiego dell'energia elettrica con l'ausilio di batterie e l'impiego dell'idrogeno come combustibile nei campi in cui le due tecniche si confrontano in competizione, come il trasporto navale, il trasporto aereo, quello pesante su strada e pubblico urbano, quello ferroviario nelle tratte non elettrificate.

Se la risposta a questi due quesiti conduce a ritenere opportuno un ricorso complessivamente ampio all'idrogeno già nel futuro prossimo, ci si trova nella situazione di non poter far conto su idrogeno "verde" in quantità sufficiente e appare quindi necessario utilizzare un idrogeno prodotto utilizzando il gas metano, di origine

¹² L'inclusione dell'idrogeno nella categoria dei gas a basso tenore di carbonio è dettata dalla duplice considerazione che ogni combustibile deve essere classificato in base al suo intero ciclo di vita e che l'impiego di miscele di metano, biogas e idrogeno è oggi l'unico modo per utilizzare la rete esistente.

biologica per quanto possibile e per il resto fossile, eventualmente decarbonizzato con CCS come spiegato nel precedente paragrafo C2.

È quindi solo un accurato **confronto tra scenari alternativi**, ben corredati da informazioni di natura tecnologica ed economica, che può aiutare a trovare una soluzione ottimale. Essa non può essere indicata a priori in base ad argomentazioni di portata generale.

La promozione della mobilità sostenibile sarà più efficace ed efficiente se coerentemente programmata e attuata sull'intero territorio dell'**Unione europea**. Per una corretta definizione della sua dimensione e delle sue caratteristiche, le previsioni di base e gli obiettivi per le scadenze prossime dovranno essere coerenti con quelli comunitari, in particolare gli obiettivi fissati per le reti di alimentazione dall'iniziativa *Recharge and Refuel*.

D3. Confronti

Per un confronto di economicità tra diverse soluzioni, è necessario che esse vengano esaminate, sia per gli aspetti economici che per il loro contributo alla riduzione delle emissioni, con riferimento all'intero ciclo della fonte energetica utilizzata.

Le soluzioni di elettrificazione faranno riferimento alle emissioni medie del mix di generazione all'inizio del periodo considerato, integrate dai cambiamenti previsti lungo il periodo stesso.

Le soluzioni d'impiego dei gas a basso tenore di carbonio faranno riferimento alla miscela che si impiegherà all'inizio del periodo considerato, integrata dai cambiamenti previsti lungo il periodo stesso.

D4. Orizzonte temporale

I gas a basso tenore di carbonio sono generalmente considerati come combustibile intermedio in un'evoluzione caratterizzata dall'elettrificazione che tende ad allargarsi nel lungo periodo. Essi sono in grado di fornire un contributo decisivo nel periodo da qui al 2030. Allo stesso tempo, occorre evitare che decisioni d'investimento in infrastrutture, caratterizzate da una vita tecnico-economica lunga, possano pregiudicare le possibilità di trarre beneficio, in un periodo più lungo, dalla possibile modifica delle economicità relative prevedibili, grazie alla veloce e radicale evoluzione tecnologica in corso.

Una prevalenza dell'elettrificazione si può prevedere con la sostituzione dell'attuale parco dei veicoli leggeri. L'elettrificazione dei veicoli pesanti dipende da

un'evoluzione tecnologica in atto ma ancora con margini di incertezza riguardo alla convenienza economica. Analogamente lo sviluppo dell'idrogeno nella trazione è subordinato ad avanzamenti tecnologici nei veicoli pesanti, riguardante sia l'economicità che la sicurezza. Può avere rilievo anche la prospettiva tecnica ed economica di una conversione dell'attuale rete gas a rete idonea al trasporto dell'idrogeno a lunga distanza.

Queste questioni vanno affrontate non in base a scelte di principio ma in termini quantitativi, formulando scenari probabili e piani d'ammortamento conseguenti. Il confine tra orizzonte breve e lungo va trovato con riguardo alle singole categorie di infrastrutture, tenendo presenti i periodi di ragionevole ammortamento e il ruolo che possono giocare le infrastrutture già esistenti.

D5. Le reti

Entrambe le vie richiedono una specifica **rete di alimentazione** sul territorio.

Per la mobilità di veicoli a combustione interna, una rete di stazioni (sviluppo di quella esistente) in grado di consentire l'alimentazione di veicoli, specie per il trasporto pesante e quello collettivo, funzionanti con gas a basso tenore di carbonio e tendenzialmente con miscele di gas naturale, biogas e idrogeno. Le reti locali che alimenteranno queste stazioni dovranno essere in grado di reggere l'impiego di gas con percentuali crescenti di idrogeno, possibilmente fino al 100% in futuro. Serviranno progetti di sperimentazioni successive per testare la praticabilità e il costo della transizione.

Per la mobilità elettrica serve una rete per la ricarica che va costruita ex-novo, salvo ciò che è stato realizzato negli ultimi anni. Il piano europeo *Recharge and Refuel* prevede per l'intera UE (il cui parco veicoli complessivo ha una dimensione di circa 6 volte quello italiano) un milione di punti di ricarica elettrica al 2025 e 3 milioni al 2030. L'Italia si trova in una fase di avvio, con un PNRR che prevede la costruzione di 5.600 punti di ricarica nei prossimi 6 anni.

La rete deve comprendere postazioni a carica lenta nelle zone densamente abitate e nei luoghi di lavoro o in prossimità di essi, e postazioni a carica veloce (quindi alimentate in media tensione) anche lungo le principali arterie di traffico a lunga distanza. Per facilitare la ricarica diffusa di un grande numero di veicoli ha importanza la diffusione della ricarica lenta (notturna) domestica.

Il PNRR prevede un contributo pubblico all'onere per la costruzione dei punti di ricarica in misura del 40%, elevato fino all'80% nel caso la stazione comprenda un accumulo di elettricità. Il disegno del programma, non indicato nel PNRR, sarà

necessariamente complesso, data la necessità di contemperare la razionalità complessiva con la varietà delle autonomie locali, con l'attiva partecipazione degli operatori delle reti elettriche che è essenziale per una grande operazione da realizzarsi in tempi stretti ma che deve rimanere aperto, tramite l'impiego delle gare, all'iniziativa libera agli altri operatori economici.

Un tema importante da considerare per favorire lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica è quello autorizzativo e delle competenze, che risultano particolarmente complesse e articolate. Da una parte, il MIT (oggi Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili) ha i ruoli di coordinamento mediante il Piano Nazionale Infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati a energia elettrica (PNIRE) e di promozione di accordi di programma per declinare gli interventi di sviluppo a livello locale.¹³

Allo stesso tempo, i Comuni e le Regioni sono tenuti ad aggiornare i piani di mobilità per definire il numero e la collocazione delle infrastrutture di ricarica.¹⁴ Inoltre, le Regioni hanno un ruolo di coordinamento di tutte le iniziative di realizzazione di reti di ricarica nel proprio territorio e sono state identificate come l'unico interlocutore per il MIT.¹⁵ C'è poi il ruolo dei Comuni che, sulla base del cd. Decreto Semplificazioni del 2020, disciplinano l'installazione, la realizzazione e la gestione delle infrastrutture di ricarica ad accesso pubblico, stabilendone il numero e la localizzazione in base alla domanda e alle sue prospettive di sviluppo.¹⁶

C'è dunque un elevato numero di soggetti coinvolti e un articolato processo di coordinamento tra gli stessi. Una simile *governance* a più livelli rischia di causare rallentamenti nello sviluppo della rete di ricarica.

Il problema è già emerso in passato. Una situazione simile si è verificata ad esempio nel caso della rete di distribuzione carburanti. Il processo di razionalizzazione della rete era stato inizialmente assegnato ai Comuni.¹⁷ Le disposizioni sono rimaste a lungo inapplicate. Per questo nel 2015 l'AGCM, vista l'inerzia degli Enti Locali, aveva auspicato un accentramento delle responsabilità ad un livello di governo più alto, suggerendo "la previsione di un potere sostitutivo del livello territoriale di governo

¹³ Decreto-legge 22 giugno 2016, n. 83, art. 17 septies. Il PNIRE è proposto dal MIT e approvato tramite DPCM, previa delibera del CIPE e d'intesa con la Conferenza unificata.

¹⁴ PNIRE.

¹⁵ Accordo di Programma, art. 7.

¹⁶ Decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76, convertito con Legge 11 settembre 2020, n. 120.

¹⁷ D.M. 31 ottobre 2001 – Approvazione del piano nazionale contenente le linee guida per l'ammodernamento del sistema distributivo dei carburanti. Alcune fattispecie di incompatibilità" per individuare gli impianti da chiudere erano state definite a livello nazionale, ma la responsabilità della chiusura era dei Comuni.

superiore rispetto all'inerzia di quello inferiore".¹⁸ Secondo la proposta dell'AGCM quindi in caso di prolungata inerzia da parte dei Comuni, alla chiusura degli impianti avrebbero dovuto provvedere le Regioni e, in caso di inerzia di queste ultime, lo Stato. Un approccio simile potrebbe essere applicato alle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici per favorirne lo sviluppo e semplificare le attività di pianificazione.

D6. Reti o veicoli

Appare ragionevole **indirizzare i fondi pubblici** alla costruzione delle due reti anziché a sussidiare l'acquisto di veicoli, in modo da rispondere meglio a due esigenze: quella di produrre non solo un impulso all'innovazione ma anche di mettere a disposizione di tutta la comunità nazionale, e anche dei visitatori e operatori esteri sul territorio italiano, un servizio d'interesse generale, e inoltre quella di creare capitale produttivo durevole in un futuro di estensione temporale molto maggiore rispetto alla durata di un autoveicolo.

Vi è tuttavia un caso in cui un **sussidio** pubblico all'acquisto di veicoli sarebbe utile. Agevolando l'acquisto di mezzi di trasporto pesanti decarbonizzati (alimentati con gas a basse emissioni o elettrici) in sostituzione di quelli alimentati a gasolio sarebbe più facile gradualmente **eliminare l'attuale agevolazione fiscale** al gasolio da trazione, che viene considerata anche in documenti ufficiali come un "sussidio ambientalmente dannoso", anche se può essere logicamente contestata la qualificazione come sussidio di una riduzione d'imposta in un paese che applica aliquote più elevate di quelle di paesi contigui e concorrenti.

E. Efficienza energetica degli edifici

E1. Premessa

Con 29,55 miliardi di euro di risorse impiegabili previsti, gli investimenti per l'efficienza energetica degli edifici contano per oltre metà della spesa prevista nel PNRR in tema di energia. La decisione è connessa all'elevata incidenza della gestione del patrimonio edilizio nei consumi complessivi di energia e nelle emissioni complessive di gas serra: infatti gli edifici generano il 17% delle emissioni totali di gas serra, più dell'intera industria se da questa si esclude il settore dell'energia. Inoltre sono presenti esigenze urgenti di funzionalità e di risposta a bisogni sociali.

¹⁸ AGCM (2013), AS1058 – Considerazioni sulle disposizioni relative al mercato della distribuzione in rete di carburanti e sulle restrizioni allo sviluppo degli impianti *self service*.

Il PNRR 2020 affronta il tema nella Missione 2 (Rivoluzione verde e transizione ecologica), terza componente “Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici”. Esso prevede due linee d’intervento.

La prima riguarda la realizzazione di un programma di efficientamento e messa in sicurezza del **patrimonio edilizio pubblico** (Md.11,04), con particolare riferimento a scuole (Md.7,02), edilizia residenziale pubblica (Md.2), edifici pubblici in aree metropolitane (Md.1,35), edifici giudiziari (Md.0,47).

La seconda linea d’intervento prevede l’introduzione di un incentivo temporaneo per la riqualificazione energetica e l’adeguamento antisismico del **patrimonio immobiliare privato**, attraverso una detrazione fiscale pari al 110% dei costi sostenuti per gli interventi (Md.18,51).

Nel complesso, nella versione attuale risulta carente la definizione operativa nella parte sull’edilizia pubblica mentre nel campo dell’edilizia privata suscita perplessità l’affidamento totale al sistema di detrazioni fiscali. Si ritiene che la nuova versione possa rappresentare un’occasione per precisare e meglio bilanciare l’intervento, mettendo a punto meccanismi per l’individuazione dei bisogni, la selezione degli interventi da finanziare, la gestione delle operazioni d’investimento e il controllo dell’efficacia della spesa.

E2. Sequenza degli interventi 2021-2023

L’intervento per l’edilizia pubblica richiede un’accelerazione straordinaria in un sistema decisionale tradizionalmente lento in quanto complesso e ampiamente decentrato. La riuscita di questa accelerazione straordinaria è legata alla modificazione delle procedure, nel senso della semplificazione e del miglior coordinamento, che è annunciata e ampiamente condivisa. È difficile prevederne l’esito e ricavarne una valutazione circa la realizzabilità dei programmi nei tempi previsti. Adottando misure idonee al più presto, si potranno produrre effetti sul flusso degli investimenti entro i termini del PNRR anche se non nel primo anno.

L’incentivazione dell’efficienza energetica nel campo degli edifici privati invece è già in opera e quindi l’accelerazione appare realizzabile semplicemente potenziando il meccanismo esistente della detraibilità e allungandone l’orizzonte temporale. In realtà l’operazione non può essere vista in termini così semplici.

L’elevato valore dell’incentivazione configura una possibilità di investimenti privati nei quali l’apporto privato sia nullo, con una netta riduzione della responsabilità dell’investitore. Per questo l’agevolazione è prevista a termine. Un aspetto positivo sta nel possibile stimolo, operato dall’intensa attività, a un potenziamento nelle

competenze delle imprese e delle risorse umane impegnate nelle ristrutturazioni, in modo da raggiungere gradualmente quel livello di capacità produttiva che è richiesto dal complesso degli investimenti previsti sia per gli edifici privati che per quelli pubblici.

Complessivamente la manovra si presenta molto impegnativa. La sua presentazione dovrebbe essere accompagnata da misure avviate e impegni precisi che ne sorreggano la credibilità.

E3. Gli edifici privati

All'incentivazione dei miglioramenti nell'efficienza energetica e nell'adeguamento antisismico degli edifici mediante detraibilità fiscale vengono assegnati dal PNRR ben 18,51 Md. La voce di spesa riferita all'edilizia residenziale reca la dizione "privata e pubblica", ma lo strumento della detraibilità fiscale si applica solo alla prima. Per l'edilizia residenziale pubblica, che in Italia ha dimensione limitata e necessita di miglioramento qualitativo, occorrono interventi specifici, menzionati più avanti.

L'incentivazione dell'efficienza energetica nell'edilizia privata è in atto da anni con un sistema di detrazioni fiscali che è stato potenziato nel giugno 2020 con l'introduzione del Superbonus e poi con la possibilità di cessione del credito. Questo sistema d'incentivazione, che sta alimentando un flusso di attività ingente e crescente e tende a conciliare l'interesse economico individuale con l'obiettivo della riduzione delle emissioni, presenta aspetti problematici.

Nei primi anni di applicazione la detraibilità fiscale degli investimenti ha avuto effetto più per le abitazioni unifamiliari che per l'edilizia urbana, dove vive la maggior parte della popolazione e dove sono più marcate le esigenze di miglioramento della qualità dell'aria e delle condizioni abitative sociali per i segmenti disagiati della popolazione.

È anche risultato che l'incentivo ha avuto un basso livello di efficienza (cioè di efficacia nel raggiungere l'obiettivo rapportata al costo per l'erario) e un effetto ridotto per le abitazioni della popolazione più indigente, quindi perverso quanto all'equità distributiva. (*Astrid, Energia Sostenibile, 2019, p.53 e seg., p.87 e seg.*)

Per evitare che l'incentivo sia soggetto a estensioni indebite e abusi, sono state introdotte limitazioni: i massimali agli importi detraibili, l'obbligo di documentazioni analitiche degli investimenti effettuati con limiti ai costi unitari riconosciuti per le detrazioni, il requisito di un miglioramento minimo di due classi di efficienza energetica (che non sempre è determinabile con certezza a priori), la produzione di documentazione sulla regolarità urbanistica che in alcuni casi può essere difficile da

rintracciare. Queste limitazioni hanno finito per causare una crescente complessità e una crescente incertezza sulle possibilità di ottenere l'incentivo.

Per contro, al fine di rendere l'incentivo accessibile anche a soggetti con modesto reddito imponibile, è stata ammessa la cedibilità del beneficio fiscale, grazie alla quale oggi numerosi operatori bancari, finanziari e dell'industria edilizia offrono la possibilità per i proprietari di edifici di intraprendere opere migliorative con un esborso molto limitato già nell'immediato. L'aumento dell'offerta in concorrenza dovrebbe sembra stia producendo l'attesa riduzione del margine prelevato dagli intermediari.

Rimane una minore efficacia della misura, almeno nell'immediato, nel caso degli edifici in locazione, dato che il proprietario spesso non si sobbarca il fastidio e l'onere immediato della ristrutturazione (pur con il favore futuro delle detrazioni) quando il risparmio delle spese di riscaldamento lo gode il locatario.

Più in generale, rimane la possibilità che la manovra si riveli regressiva nel suo effetto sulla distribuzione del reddito, dato che ne risultano di fatto escluse le famiglie più povere.

Il complesso delle modifiche citate rende incerta qualsiasi previsione circa gli effetti che si possono attendere dall'agevolazione nei prossimi anni.

A questi inconvenienti si può ovviare con modifiche del meccanismo d'incentivazione, da predisporre in modo da minimizzare l'incertezza. Sembra opportuno che il regime attuale sia prorogato per un tempo limitato, forse un anno, con un solo provvedimento da adottare presto. Le modifiche dovrebbero essere ben calibrate per poter essere introdotte una sola volta, al termine della proroga, ma preannunciate per tempo.

Le linee per un adattamento del regime agevolato potrebbero essere le seguenti. La soglia di miglioramento minimo pari a due classi energetiche dovrebbe essere abolita, consentendo la detraibilità di interventi migliorativi anche parziali. La percentuale di detraibilità dovrebbe essere ridotta dal 110% a un livello che comporti una corresponsabilità privata significativa. Decisivo per il successo dell'agevolazione in termini di efficienza, cioè effettivo risparmio di energia e di emissioni per ogni euro di spesa (o minore entrata) pubblica generata, è un duplice miglioramento: (a) del sistema informativo pubblico, che consenta di monitorare tempestivamente il volume d'investimenti attivati e il corrispondente onere generato per la finanza pubblica, e (b) dei controlli.

E4. Misure e controlli

Si può affermare con qualche fondamento che il risparmio energetico che si ottiene con un intervento di ristrutturazione sia inferiore a quello teorico ottenibile nelle stesse circostanze. In parte, ciò dipende dal comportamento di chi occupa l'edificio, con un aumento dei servizi energetici richiesti dopo la ristrutturazione rispetto a prima (effetti *rebound* e *prebound*)¹⁹, ma non si può escludere una divergenza tra risparmi teorici ed effettivi dovuta alla bassa qualità dell'intervento stesso.

Andrebbero messi allo studio miglioramenti dei controlli sia preventivi che successivi.

Sui controlli documentali il miglioramento dovrebbe riguardare la chiarezza delle fattispecie da controllare per dare certezza e la velocità delle operazioni. Ma i controlli non possono essere solo documentali: occorre poter verificare l'effettivo raggiungimento dei risultati attesi in termini di efficienza energetica degli edifici, con modalità praticabili ed eseguibili a campione.²⁰ Per ridurre il ricorso a controlli materiali da eseguire con modalità costose e invasive, si potrebbe sperimentare l'impiego di rilevatori a raggi infrarossi della dispersione termica dell'edificio (*thermal imaging cameras*), oggetti ormai diffusi e facilmente disponibili.²¹ Un progetto speciale finalizzato a questa sperimentazione potrebbe essere affidato a un organismo tecnico, per procedere poi ad istituire una rete di soggetti autorizzati al controllo, interni alla Pubblica Amministrazione o disponibili ad essa. L'ipotesi non appare impraticabile: è una applicazione agli edifici, con tecniche adeguate al caso, di strumenti esistenti, come il controllo delle emissioni che viene da anni praticato su milioni di automezzi da parte di officine autorizzate.

Mentre è oggi difficile valutare l'effetto complessivo delle agevolazioni in essere sul flusso annuo di *tax expenditure* (perdita di gettito tributario), ancora più incerto è l'effetto sulla riduzione delle emissioni. Misure migliori consentirebbero di verificare il grado di avvicinamento agli obiettivi fissati.

¹⁹ ENEA, Relazione annuale sull'efficienza energetica 2020, p.135: "Studi europei che hanno utilizzato i certificati energetici per ampi campioni di edifici hanno rilevato che il rapporto tra il risparmio energetico effettivo e teorico dopo una riqualificazione energetica variava dal 40 al 60%, con importanti conseguenze per gli obiettivi di riduzione energetica dei diversi paesi".

²⁰ Il servizio di certificazione secondo i parametri della *Science Based Targets initiative* è offerto in Italia dalle grandi imprese energetiche, all'estero anche dalle imprese di costruzione e società immobiliari.

²¹ La canadese University of British Columbia ha sviluppato queste tecniche nel progetto UBC Sustainability applicato a Vancouver.

E5. Correzioni in itinere

È normale per la finanza pubblica che uno scostamento verificato rispetto alle previsioni dia luogo ad aggiustamenti nel periodo successivo. Nel caso delle agevolazioni all'efficienza energetica la possibilità di procedere ad aggiustamenti è fortemente limitata, non solo dagli impegni pluriennali garantiti dal regime agevolativo ma anche dal fatto che l'ammontare di questi impegni futuri che si genera in un anno viene conosciuto con ritardo dal soggetto responsabile della finanza pubblica.

È probabile che si verifichino scostamenti, sia nella riduzione di emissioni rispetto agli impegni assunti dal governo in materia di clima, sia nel costo delle agevolazioni per il bilancio pubblico rispetto alle previsioni, forse in entrambe le direzioni allo stesso tempo.

Gli aggiustamenti potranno riguardare la durata dell'agevolazione e forse anche la sua misura e le sue condizioni. Va notato che gli aggiustamenti non potranno modificare il costo che gli incentivi già accordati avranno generato per gli anni successivi, a pena di adottare decisioni di dubbia costituzionalità (si ricordi la controversia suscitata dalla rimodulazione nel 2014 delle tariffe incentivanti per la generazione di elettricità da fonti rinnovabili), soprattutto in presenza di un'ampia diffusione della cessione del credito fiscale.

La detraibilità fiscale è definita nel PNRR come temporanea, lasciando quindi la possibilità che la sua durata sia ridefinita ogni anno in coincidenza con la legge finanziaria. Questo strumento di correzione presenta lo svantaggio di generare incertezza circa l'utilizzabilità dello strumento e un andamento fortemente discontinuo delle domande. È auspicabile una programmazione pluriennale a scorrimento, che possa conciliare la flessibilità con la prevedibilità. Sembra dunque auspicabile una raccolta in tempo reale di informazioni circa i permessi di costruire emessi dai Comuni, corredate dalle relative previsioni di spesa detraibile fiscalmente, nonché degli esiti delle verifiche.

Una strategia coerente, e ben articolata nelle fasi di attuazione, in materia di efficienza energetica degli edifici privati e pubblici, accompagnata da un disegno credibile del relativo monitoraggio, può certo rafforzare l'accettabilità di questo capitolo di spesa in sede europea.

E6. Gli edifici pubblici

Le decisioni relative al miglioramento qualitativo, e in particolare energetico, del patrimonio immobiliare pubblico e alla costruzione di nuovi edifici pubblici offrono un'occasione per correggere alcuni fattori di lentezza insiti nell'assetto attuale delle

competenze. Il sistema delle autonomie comporta che le competenze tecniche necessariamente limitate siano messe a disposizione dei molteplici centri decisionali, che i criteri e le priorità siano comuni pur con differenziazioni in presenza di esigenze diverse, che i controlli siano leggeri e veloci ma efficaci. Tutto ciò richiede una messa a punto della macchina pubblica, riducendo il numero delle stazioni appaltanti e dotandole di capacità adeguate.

Inoltre, si potrebbe creare in tempi brevi una rete di centri per l'assistenza tecnica e organizzativa agli enti locali,²² attivando enti esistenti e funzionanti come ENEA e GSE. Il grado di granularità della rete (regionale o provinciale o in base ad aree simili per popolazione servita) dovrà essere definito. La rete potrebbe sia velocizzare la realizzazione di progetti esistenti nel sistema delle amministrazioni decentralizzate e l'attivazione di nuovi, sia porre in atto una raccolta di informazioni utile alla definizione di nuovi progetti di portata nazionale disposti dall'amministrazione centrale e anche fornire un supporto diffuso alla loro attuazione e in generale al monitoraggio.

Servirebbe facilitare comunicazioni più complete e veloci, possibilmente in tempo reale, tra amministrazioni. Troppo spesso la lunghezza dell'itinerario di un provvedimento dipende dai tempi per la comunicazione di pareri e il raggiungimento dei consensi.

Nell'ambito del patrimonio edilizio pubblico, alla parte residenziale sono destinati 2 Md. che offrono un'occasione per un rinnovamento non solo energetico, molto necessario.

E7. Efficienza energetica nelle aree metropolitane

Nel paragrafo M2C3 Investment 1.5 (attualmente ancora in revisione) sarà opportuna una verifica di adeguatezza dell'incentivazione al teleriscaldamento che può portare un beneficio all'atmosfera locale oltre che alle emissioni di gas serra, specialmente per controbilanciare le specifiche difficoltà che si oppongono agli interventi sui singoli edifici, e in particolare sugli involucri edilizi, in presenza di condomini a proprietà molto frammentata e nei quartieri storici ove molti edifici sono vincolati per il loro valore storico e artistico.

²² Si è verificato più volte in passato che un sindaco debba valutare la convenienza di offerte contrattuali di opere pubbliche allettanti in quanto non comportano esborsi immediati ma impegni futuri: anche per fornire un supporto nel valutare correttamente circostanze del genere potrebbe essere utile la rete sopra citata.