



CONFINDUSTRIA

Posizione
Confindustria
sulla Strategia
Energetica
Nazionale 2017
(SEN 2017)

Settembre 2017

Position Paper

Indice

Osservazioni generali sulla Strategia Energetica Nazionale 2017	2
Osservazioni puntuali sulle priorità di azione proposte	4
1.1 Rinnovabili elettriche	4
1.2 Rinnovabili termiche	10
1.3 Rinnovabili trasporti	13
2. L'efficienza energetica	16
2.1 - 2.3 Settore residenziale e terziario	16
2.2 Settore trasporti	18
2.4 Settore industriale	20
2.5 Titoli di Efficienza Energetica	22
3. Sicurezza energetica	24
3.1 Sistema elettrico	24
3.2 Sistema gas	27
4. Competitività dei Mercati Energetici	35
4.1 Mercato elettrico	35
4.2 Mercato gas	38
4.3 Mercato petrolifero e logistica	41
5. L'accelerazione nella decarbonizzazione del sistema: il <i>phase out</i> del carbone.....	46
6. Tecnologia, Ricerca e Innovazione.....	47

Osservazioni generali sulla Strategia Energetica Nazionale 2017

L'aggiornamento della Strategia Energetica Nazionale (SEN) rappresenta un'occasione fondamentale per governare la transizione energetica in Italia, cogliendone appieno tutte le opportunità ed affrontando al contempo le attuali criticità del sistema italiano.

Si condivide l'orientamento della proposta SEN volto a conciliare il raggiungimento di tali obiettivi con la necessità di accrescere la sicurezza dell'approvvigionamento nazionale e, soprattutto, con la necessità di aumentare la competitività del Paese allineando i prezzi energetici a quelli europei.

Si ritiene, inoltre, di fondamentale importanza:

- considerare la traiettoria di evoluzione del sistema al 2050, così da evitare fenomeni di *lock-in* tecnologico;
- considerare che tutte le fonti energetiche, tradizionali e non, saranno chiamate a fornire il loro contributo
- supportare le priorità programmatiche attraverso un'adeguata analisi costi-benefici delle diverse opzioni. E' necessario un confronto diretto fra i costi economici sostenuti dal Sistema Paese e i benefici ambientali, sanitari, economici a essi correlati, anche rispetto a potenziali soluzioni alternative;
- definire la programmazione delle misure di promozione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica nel quadro di indirizzi strategici, coerenti con gli obiettivi fissati dall'Unione Europea e con la Disciplina in materia di aiuti di Stato che stabilisce limiti alla definizione degli incentivi;
- individuare una chiara impostazione di *governance* che consenta la definizione delle scelte strategiche nell'ambito della SEN da parte del Governo e l'attuazione concreta e coerente da parte delle altre Istituzioni coinvolte. Dovranno essere previste procedure e strumenti di continuo monitoraggio dello sviluppo dei provvedimenti di *policy* in relazione agli obiettivi prefissati;
- adottare strumenti, di tipo economico e normativo, che, in linea con i principi della cd. *better regulation*, si fondino su valutazioni di impatto della regolazione e vengano predisposti con il coinvolgimento di tutti gli *stakeholder*, puntando a definire modelli di regolazione e strumenti di regolamentazione.
- Inoltre per perseguire un obiettivo di decarbonizzazione al 2050, con il

2013 come *milestone* intermedia, attraverso strumenti che rispondono ai criteri di efficienza di costo e neutralità tecnologica è necessaria l'adozione – nei tempi che risultano dall'analisi costi benefici di cui sopra e tenendo conto delle tecnologie alternative disponibili - di politiche volte alla promozione dei vettori energetici a più basso contenuto di carbonio e al graduale abbandono dei combustibili ambientalmente meno virtuosi. Pertanto, la strategia energetica dovrebbe contenere una posizione italiana chiara in merito a possibili misure concrete di riforma/rafforzamento del sistema ETS che – come ricordato dal documento – è il principale strumento per la decarbonizzazione ma non è stato finora efficace nel favorire lo *switch* verso fonti a più ridotto contenuto di CO₂.

Confindustria, infine, ritiene fondamentale lo sviluppo di una sintesi ragionata fra gli indirizzi di politica climatica e quelli di sviluppo industriale, economico e sociale, da recepire nel Piano Nazionale Integrato Clima Energia e che definiscano una strada italiana per lo sviluppo sostenibile che punti sugli investimenti in nuove tecnologie e in R&S, sfrutti le economie di scala e implementi nuovi processi e nuovi prodotti.

Osservazioni puntuali sulle priorità di azione proposte

Per quanto riguarda gli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili, condividiamo il target di penetrazione minima di rinnovabili del 27% sui consumi lordi finali europei al 2030 - attualmente in discussione in ambito europeo - che si traduce per l'Italia in un obiettivo tra il 48% e il 50% nel settore della generazione elettrica. L'ulteriore impulso che si vuole dare allo sviluppo delle rinnovabili è apprezzabile nella misura in cui queste fonti saranno in grado di contribuire alla riduzione delle emissioni e, in prospettiva, alla riduzione del prezzo dell'energia elettrica e dei costi sanitari per il sistema Italia, oltre che allo sviluppo economico, al netto dei maggiori oneri derivanti dal bilanciamento del sistema elettrico e dagli adeguamenti delle reti.

Il raggiungimento dell'obiettivo al 2020 sulla penetrazione delle rinnovabili nel mix energetico nazionale ha provocato, a causa degli elevati incentivi, un forte incremento del costo dell'energia. Per questa ragione nel definire i nuovi obiettivi sarà necessario prefigurare una politica di incentivazione in grado di coniugare obiettivi ambientali ed impiego razionale delle tecnologie sulla base di un rationale costo-efficacia.

Si evidenzia inoltre la necessità di promuovere l'integrazione fra il gas naturale e le fonti rinnovabili nella prospettiva di un sistema energetico sostenibile che garantisca la sicurezza della fornitura. L'obiettivo di decarbonizzazione sottende la volontà di ridurre in primo luogo le risorse responsabili dei maggiori livelli emissivi.

1.1 Rinnovabili elettriche

Si condivide la scelta di continuare a supportare lo sviluppo di nuove tecnologie rinnovabili allo scopo di portarle alla maturità tecnologica ed economica con una programmazione di sviluppo pluriennale. Tuttavia si sottolinea come questi sforzi debbano essere concentrati su tecnologie che siano realmente innovative e che possano portare reali benefici al Paese in termini di indotto occupazionale e di sfruttamento delle risorse naturali disponibili. In questo senso ad esempio le nuove tecnologie per la geotermia, per il solare termodinamico, per il *power to gas* e lo sfruttamento dell'energia del mare a concentrazione sono sicuramente aree tematiche di rilievo strategico per il nostro Paese.

Grandi impianti

Per i grandi impianti, si condivide pienamente la visione generale proposta nel documento che vede nella necessità di dare segnali di stabilità e fiducia agli investitori come lo strumento essenziale per assicurare un adeguato livello di investimenti in rinnovabili nel Paese. Si sottolinea altresì la necessità di evitare valutare attentamente il rischio di sovrapposizione tra strumenti di incentivazione e strumenti per l'adeguatezza delle capacità. In particolare i meccanismi di incentivazione post-2020 dovrebbero essere indirizzati prioritariamente allo sviluppo di tecnologie non ancora competitive, mentre per le tecnologie ormai mature potranno essere previsti meccanismi abilitanti (es. contratti long term).

Si condivide, dunque, la proposta di definire misure di sostegno per gli impianti di grande taglia, secondo meccanismi di gara competitiva per capacità da installare su un orizzonte almeno triennale, sistemi basati sul *Contract for Difference* senza indicazioni di prezzi minimi garantiti (floor price) e integrati con altri strumenti quali fidejussioni bancarie e/o rating di legalità. Un approccio generale di neutralità tecnologica fra le opzioni rinnovabili garantisce di massimizzare l'efficienza nel raggiungimento del target complessivo. Nel caso il Paese considerasse opportuno dotarsi di tecnologie non commercialmente mature, che non sarebbero in grado quindi di competere in un contesto totalmente neutrale dei tender, dovrebbe poter inserire delle eccezioni per evitare che specifiche tecnologie saturino la capacità disponibile a discapito di altre fonti.

Si ritiene, inoltre, opportuno introdurre un orizzonte temporale dei contratti di almeno 20 anni, soglie di partecipazione differenziate per tecnologia e contingenti di breve periodo.

Si condivide inoltre l'introduzione di strumenti per favorire contratti di lungo termine per lo sviluppo futuro delle fonti rinnovabili. La proposta relativa alla definizione di un quadro regolatorio che consenta la stipula di *Power Purchase Agreement* (PPA) è, in linea di principio, condivisibile. Al fine di darne, tuttavia, una valutazione complessiva, occorre definirne nel dettaglio le modalità attuative, i profili di rischio per gli investitori e gli eventuali oneri a carico della collettività.

La definitiva impostazione sulla tematica dovrà comunque essere coerente con la definitiva versione del Clean Energy Package che definisce le regole per il futuro mercato dell'energia. Per quanto riguarda gli ambiti di applicazione, si potrebbe distinguere tra:

- PPA stipulati tra produttori di energia e grandi consumatori o aggregazioni di consumatori.

- PPA definiti nei programmi governativi per il sostegno alle rinnovabili, ed assegnati mediante processi pubblici (che non prevedano operatori istituzionali, quali l'Acquirente Unico) competitivi (aste al ribasso), che consentano la partecipazione anche a soggetti terzi interessati ad acquistare energia tramite asta.

Nel primo caso risulta opportuno introdurre un quadro legislativo e regolatorio che stimoli lo sviluppo di contratti PPA tra privati (produttori, traders e consumatori), che potrebbe includere, ad esempio, sgravi fiscali o incentivazioni per i consumatori legate all'acquisizione di Garanzie di Origine da impianti a fonte rinnovabile.

Nel secondo dei due ambiti individuati si potrebbero invece introdurre uno strumento di concorrenza per il mercato, ossia aste che assegnino un contratto per differenza rispetto al valore dello *strike price*. L'investitore considererà quindi la remunerazione del progetto che intende realizzare sulla base dello *strike price* riducendo il rischio di investimento. Il progetto venderà energia al mercato *spot* e, se il prezzo di tale mercato sarà superiore allo *strike price*, l'operatore dovrà retrocedere la differenza rispetto al prezzo di mercato. Viceversa in caso di prezzo di mercato inferiore allo *strike price*, l'operatore riceverà la differenza tra tale valore e il prezzo di mercato.

Nel secondo caso, il meccanismo d'asta per l'aggiudicazione del contratto rappresenta il momento di confronto tra operatori in grado di attivare dinamiche competitive. In buona sostanza i PPA possono essere considerati meccanismi per il mercato, in quanto permettono alle tecnologie rinnovabili di accedere al mercato dell'energia mediante aste competitive. La soluzione indicata isola quindi l'operatore dal rischio prezzo, potendo comportare oneri di sistema addizionali.

Per quanto riguarda l'integrazione delle rinnovabili nel mercato e nella rete, di fondamentale importanza sono le aggregazioni (utili ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia e dei servizi, nonché per il calcolo degli sbilanciamenti) e gli accumuli, che possono aumentare la flessibilità degli impianti rinnovabili e la possibilità di questi ultimi di accedere al MSD. In tal senso, è necessario prevedere la partecipazione volontaria di rinnovabili e accumuli ai mercati dei servizi per gli impianti di grandi dimensioni.

In relazione allo sviluppo di sistemi di accumulo, è comunque fondamentale garantire soluzioni *market-based* nell'attivazione di tali investimenti: gli impianti di accumulo dovranno essere sviluppati, posseduti e gestiti da operatori di mercato e non dai gestori delle reti (TSO e DSO), a meno del

caso di fallimento del mercato (come previsto dalla regolazione europea) e in assenza di misure alternative economicamente più vantaggiose in un contesto regolato.. Nei casi residuali in cui i gestori delle reti dovessero detenere impianti di accumulo, operando in un contesto regolato, la disponibilità dovrebbe essere comunque limitata nel tempo, prevedendo scadenze oltre il quale gli asset debbano poter essere acquisiti e gestiti da operatori di mercato.

Si potrebbe valutare, considerando l'evoluzione tecnologica, la possibilità di sviluppare la tecnologia *power to gas* per convertire in idrogeno l'elettricità prodotta in eccedenza da centrali rinnovabili non programmabili (solari o eoliche) con un processo di elettrolisi. L'idrogeno può essere in seguito combinato con la CO₂ per ottenere metano di sintesi (*syngas*) da immettere nella rete del gas naturale in qualità di energia ottenuta da fonti rinnovabili.

Un altro tema di fondamentale importanza per il settore delle rinnovabili elettriche è il mantenimento e incremento dell'efficienza degli impianti esistenti, attraverso interventi di *revamping* e *repowering*, al fine di garantire una maggior producibilità e un minore impatto ambientale e paesaggistico rispetto all'infrastruttura preesistente.

Si condivide la visione proposta per cui il mantenimento e l'incremento della produzione da siti esistenti sia un pilastro fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi di penetrazione delle rinnovabili al 2030. A tutti gli impianti che possano garantire benefici in termini di incremento della producibilità ed incremento degli investimenti con ricaduta diretta sul territorio dovrebbe essere garantito un medesimo *level playing field*. In particolare si dovrebbe focalizzare l'attenzione sulle tecnologie rinnovabili che, seppur caratterizzate da elevati costi di investimento, contribuiscono, in ragione del loro profilo di produzione, a bilanciare la volatilità complessiva della produzione rinnovabile a vantaggio della stabilità e sicurezza del sistema.

Nel caso di eventuale allocazione di incentivi economici è importante che i meccanismi di sostegno siano coerenti e compatibili con lo sviluppo di nuova capacità installata, in modo da non generare distorsioni. A tale fine anche il *repowering* dovrebbe accedere ad eventuali meccanismi di sostegno attraverso aste competitive del tutto simili alle aste del nuovo installato ma con contingenti dedicati in modo da garantire il raggiungimento degli obiettivi europei per il nuovo installato. Per il *revamping* e il *repowering* dovrebbe essere quindi prevista:

- i. la promozione dell'utilizzo di siti in cui sono presenti impianti arrivati a fine vita utile e l'introduzione di criteri di priorità nelle aste competitive

(contingenti brownfield di potenza dedicati alle integrali ricostruzioni diversi da quelli greenfield per incrementare in prospettiva la capacità FER e massimizzare la produzione) per salvaguardare il parco produttivo esistente;

- ii. la generale revisione/semplificazione delle procedure autorizzative per consentire ed accelerare il rinnovamento di impianti *brown field* (attualmente sono le medesime applicabili ai siti *green field*) *partendo* dalle semplificazioni previste dal decreto legislativo 104/2017 per il rilascio dei titoli ambientali in caso di riduzione del relativo impatto rispetto all'impianto preesistente e in coerenza con la definitiva versione del Clean Energy Package.

Una significativa barriera al rinnovamento degli impianti eolici è rappresentata dal provvedimento sullo "spalma incendi volontari" che impedisce, a chi non ha aderito, di accedere a ulteriori incentivi per dieci anni a decorrere dal termine del periodo residuo di diritto al sistema incentivante in corso. Tale disposizione è in contraddizione con gli obiettivi di sviluppo delle FER elettriche ipotizzati da questo documento e mette a repentaglio il loro conseguimento impedendo, di fatto, interventi di integrale ricostruzione necessari per mantenere e in alcuni casi aumentare la produzione di elettricità da FER. Per abilitare, quindi, il *repowering* dei siti eolici potrebbero essere considerati, accanto alla possibilità di contributi sul costo d'investimento (coerentemente con gli indirizzi sugli aiuti di Stato), misure per la riduzione della pressione fiscale "sconto fiscale".

Per quanto riguarda invece la produzione di energia da bio-energie si ritiene opportuno supportare gli impianti già in esercizio sino al termine della loro vita utile. Allo stesso tempo l'introduzione di eventuali meccanismi di sostegno per le nuove realizzazioni deve essere valutata tenendo conto dei negativi impatti emissivi dal punto di vista sia ambientale che sanitario. Si sottolinea inoltre la necessità non solo di evitare di promuovere la competizione con il mondo agricolo per l'uso del terreno ma anche evitare di promuovere la competizione con l'industria manifatturiera per l'uso delle materie prime.

Da ultimo si ritiene utile indicare che un importante contributo potrebbe giungere anche dalla conversione in energia elettrica del biometano, quale fonte rinnovabile programmabile. Nella SEN si esclude l'incentivazione della produzione elettrica da impianti nuovi di grande taglia da biometano: è prevista infatti solo l'incentivazione per impianti piccolissimi (<70 kW) dedicati all'autoconsumo. Una maggiore generazione elettrica da biometano permetterebbe di incrementare i consumi finali da fonti

rinnovabili contribuendo allo stesso tempo, in ragione del profilo di produzione programmabile, a bilanciare la volatilità della produzione rinnovabile non programmabile a vantaggio della stabilità e sicurezza complessiva del sistema. Sarebbe pertanto opportuno dare la possibilità anche ai nuovi grandi impianti di produzione elettrica alimentati a biometano di accedere ai meccanismi di promozione delle fonti rinnovabili elettriche, secondo il principio di neutralità tecnologica. Si potrebbe inoltre immaginare un sistema ad hoc per ottenere l'*upgrading* di almeno una parte degli impianti di biogas esistenti. Il biometano dovrà comunque rispondere alle necessità di evitare forme di competizione tanto con il mondo agricolo, per l'uso del terreno, quanto con l'industria manifatturiera, per l'uso delle materie prime. Inoltre occorre tener conto di eventuali impatti emissivi dal punto di vista sia ambientale che sanitario.

Piccoli impianti

In linea generale si condivide la scelta di promuovere in via preferenziale l'autoconsumo con meccanismi di defiscalizzazione - da stabilizzare nel medio periodo - come misura di sostegno per gli impianti di piccola taglia. Tuttavia, considerando però che non tutte le tecnologie rinnovabili si prestano all'autoconsumo ed ai meccanismi di defiscalizzazione, è auspicabile prevedere – se necessario - dei meccanismi ulteriori per sfruttare il potenziale rinnovabile. Inoltre occorre valutare con attenzione le modalità di sostegno e le tipologie impiantistiche da incentivare per non incorrere nel rischio di promuovere tecnologie poco efficienti e fortemente impattanti sul territorio. Inoltre, nell'ambito della promozione della generazione distribuita sarebbe opportuno considerare con attenzione tutte le fattispecie di supporto, anche quelle implicite, al fine di strutturare meccanismi di sostegno efficaci, commisurati agli obiettivi da conseguire e che non discriminino le diverse classi di consumatori.

Nel caso di installazione di sistemi di accumulo è importante riconoscere agli impianti di piccola taglia una detraibilità paragonabile a quella riconosciuta per la riqualificazione energetica, agevolando il finanziamento con cessione del credito. Inoltre la detrazione dovrebbe essere concessa anche qualora si renda necessaria la sostituzione dell'inverter di un impianto incentivato.

Per quanto riguarda l'integrazione delle rinnovabili nel mercato e nella rete, di fondamentale importanza sono le aggregazioni (utili ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia e dei servizi, nonché per il calcolo degli sbilanciamenti) e gli accumuli, che possono aumentare la flessibilità

degli impianti rinnovabili e la possibilità di questi ultimi di accedere al MSD. In tal senso, è necessario prevedere la partecipazione volontaria di rinnovabili e accumuli ai mercati dei servizi per gli impianti di piccole dimensioni.

Autorizzazioni

Sul fronte della *permitting* degli impianti FER auspichiamo che sia prevista l'autorizzazione unica con tempistiche entro 2 anni per nuovi impianti, entro 1 anno per impianti in rinnovamento o per nuovi impianti con potenza tra 100 KW e 1 MW. Sarebbe inoltre auspicabile non prevedere alcuna autorizzazione per impianti di potenza inferiore ai 100 kW, ma unicamente un nullaosta del DSO al fine di rispettare la fattibilità tecnica di connessione alla rete. Chiediamo che all'interno del processo dell'autorizzazione unica per la costruzione dei piccoli impianti, aventi diritto di accedere alla tariffa incentivante omnicomprensiva, sia unificato il percorso del *permitting* degli enti regionali con la procedura di richiesta al GSE del regime di incentivazione. Un meccanismo di *pre-screening* che permetta di ottenere un giudizio sulla validità del progetto prima o durante il processo autorizzativo permetterebbe da un lato di ridurre l'incertezza dell'investitore e dall'altro di facilitare la bancabilità degli interventi.

I costi dell'istruttoria GSE devono essere sostenuti dal soggetto investitore proporzionalmente all'investimento e per garantire la realizzazione degli impianti FER riteniamo importante che quest'ultimo rilasci fidejussione bancaria. All'uopo è importante che GSE e soggetto investitore sottoscrivano preventivamente alla realizzazione dell'impianto FER una convenzione relativa alla tariffa incentivante cui sarà soggetto l'impianto, nella quale si preveda l'escussione della fidejussione nel caso in cui il soggetto investitore non realizzi l'impianto entro un limite di tempo da stabilirsi o ceda a terzi la convenzione, a meno che il soggetto terzo non subentri nella fideiussione.

1.2 Rinnovabili termiche

Si condividono le considerazioni sui significativi benefici che le pompe di calore elettriche e a gas, potrebbero fornire sul fronte delle riduzioni delle emissioni nel settore termico. Per tale ragione si condivide la previsione di mantenere gli attuali strumenti di incentivazione. Tuttavia si sottolinea come la normativa attuale abbia imposto requisiti di integrazione di rinnovabili in

modo indistinto a qualunque tipologia di edificio nuovo (o sottoposto a ristrutturazione rilevante), prescindendo da zona climatica e dall'entità dei carichi termici, elettrici e di raffrescamento, e venendo così meno ad un criterio generale di ottimalità economica. Inoltre, avendo adottato criteri di contabilizzazione dell'energia da fonti rinnovabili recuperata dalle pompe di calore fondati sull'energia finale anziché su quella primaria, ha creato una grave distonia rispetto al rimanente contesto normativo europeo e nazionale. Ciò ha comportato la pratica esclusione della tecnologia della pompa di calore a gas dal novero delle opzioni disponibili.

Si ritiene quindi essenziale che la decarbonizzazione dell'ambiente edificato (o da ristrutturare) si basi sui seguenti tre principi: neutralità tecnologica e conseguente modalità di calcolo delle prestazioni delle tecnologie basata sull'energia primaria e non su quella finale; requisiti minimi espressi in termini di riduzione di energia primaria fossile con individuazione del mix efficiente fra rinnovabili ed efficienza; criterio di ottimo economico attraverso un'adeguata analisi costi-benefici, che tenga adeguatamente conto degli investimenti necessari e dei possibili costi indiretti legati all'utilizzo delle infrastrutture di rete.

Da non tralasciare anche il contributo dei sistemi di riscaldamento alimentati a combustibili gassosi (GPL e gas naturale) che possono rappresentare le migliori soluzioni che ben coniugano gli obiettivi di decarbonizzazione con quelli di riduzione dell'inquinamento atmosferico.

Occorre inoltre valutare il potenziale di crescita dei sistemi ibridi che riescono a integrare al massimo le prestazioni tecnologie che in passato erano tra loro indipendenti. Nella maggioranza dei casi l'ibrido è composto da una pompa di calore e da una caldaia a condensazione, combinate in una soluzione "factory made" fornita da un singolo fabbricante (e quindi non assemblate da un soggetto terzo) e gestite da una logica di funzionamento intelligente.

Tali sistemi trovano la loro collocazione ideale nella riqualificazione degli edifici esistenti per coprire la domanda di riscaldamento e acqua calda e, pur rappresentando attualmente una nicchia di mercato, hanno straordinarie potenzialità in un contesto di decarbonizzazione sostenibile.

Per questi sistemi si tratta di creare le condizioni per uno sviluppo di mercato: incentivazione, semplificazione legislativa, pieno riconoscimento come tecnologia che contribuisce agli obiettivi di efficienza energetica e crescita delle rinnovabili termiche.

Al fine di incrementare il contributo delle FER termiche, è auspicabile dar spazio a quelle soluzioni tecnologiche che adottano la configurazione più

consona alle esigenze del caso reale nel rispetto dei limiti imposti dalla normativa europea in evoluzione.

Si condivide inoltre l'opportunità di esplorare le potenzialità del biometano non solo nel settore dei trasporti, ma anche in quello del riscaldamento civile, in considerazione dell'enorme crescita attesa dallo stesso nei prossimi anni (8 miliardi di metri cubi al 2030). Nel medio-lungo periodo si prevedono ottimizzazioni nella filiera produttiva del biometano (dall'utilizzo di rifiuti, sottoprodotti, seconde colture e standardizzazione degli impianti) con conseguente contrazione dei costi dell'energia ottenuta. Il biometano, inoltre, essendo miscelabile con il metano tradizionale, può beneficiare delle infrastrutture esistenti per il trasporto, lo stoccaggio e la distribuzione del gas naturale. Già oggi sono in corso i lavori per l'armonizzazione della normativa tecnica per l'utilizzo del biometano, che vedono coinvolti i principali Paesi europei con l'obiettivo di risolvere eventuali aree di criticità e sviluppare *field test* sul parco installato. In tal senso è importante che anche il nostro Paese, che annovera uno tra i parchi caldaie più importanti in Europa, sviluppi un contesto legislativo e d'incentivazione che dia impulso all'immissione in rete di biometano per uso riscaldamento.

Come evidenziato anche nel documento in consultazione si ritiene necessario adottare normative più stringenti per gli impianti di riscaldamento alimentati a biomasse (pellet e legna), con l'intento di tener conto dei loro negativi impatti emissivi.

A tal riguardo, occorre una riformulazione degli incentivi per spingere all'acquisto di tecnologia ad alto valore aggiunto, altamente efficienti e basso emissive.

Deve essere garantita quindi un'inversione delle scelte fino ad ora adottate, anche attraverso l'introduzione di specifiche e limitazioni in termini di prestazioni di efficienza e di emissioni e di polveri sottili, per l'installazione dei suddetti impianti, soprattutto nelle aree ad elevata concentrazione delle suddette emissioni. Pertanto come sostenuto nel documento SEN, andrà favorita la sostituzione di vecchi impianti a biomasse con altri più efficienti e meno emissivi, dopo necessario confronto con la Commissione Europea. A tal riguardo, si evidenzia che gli interventi incentivanti fino ad ora posti in essere hanno purtroppo promosso la diffusione di impianti ad uso domestico altamente emissivi.

Deve essere garantita quindi un'inversione delle scelte fino ad ora adottate, anche attraverso l'introduzione di specifici divieti o limitazioni di installazione dei suddetti impianti, soprattutto quando sono disponibili sistemi di riscaldamento alimentati a combustibili (quali quelli gassosi) che

non presentano problematiche connesse alla qualità dell'aria.

Inoltre, proprio al fine di controllare e monitorare le emissioni derivanti dall'impiego degli impianti di riscaldamento alimentati a biomassa, assume importanza fondamentale modificare l'attuale assetto normativo (DPR 74/13) al fine di prevedere anche per gli impianti a biomassa (anche con potenza inferiore ai 5 kW) controlli di manutenzione e di efficienza con cadenza almeno annuale, nonché la registrazione dei dati relativi ai controlli stessi ed al quantitativo di prodotto utilizzato nell'ambito del catasto degli impianti termici.

1.3 Rinnovabili trasporti

Lo sviluppo delle rinnovabili nei trasporti ha come obiettivo quello di conseguire un'adeguata decarbonizzazione di questo settore, per raggiungere i *target* comunitari vincolanti che ciascun Paese deve rispettare. Questa azione va condotta in coerenza con gli obiettivi di contenimento del costo dell'energia previsti dalla SEN ed in particolare dovrà essere supportata da adeguate analisi costi-benefici, evitando l'adozione di meccanismi incentivanti e distorsivi o, peggio, l'introduzione di vincoli alle diverse forme di motorizzazione. Le misure da adottare per ridurre la CO₂ nel rispetto dei *target* comunitari non potranno comunque prescindere dalla valutazione del costo della CO₂ evitata, preferendo quelle misure che a parità di risultato presentano i costi più bassi.

Per quanto attiene ai biocarburanti, l'orientamento comunitario prevede un ricorso crescente a quelli avanzati che presentano elevati risparmi di CO₂. Appare quindi necessario che la Strategia Energetica preveda scenari conformi all'evoluzione della disciplina sui biocarburanti a livello comunitario legando la crescita degli obblighi dei biocarburanti avanzati alla loro effettiva disponibilità.

In Italia sono stati avviati dall'industria investimenti nella filiera della bioraffinazione con la conversione di alcuni siti produttivi in *green refineries* (Marghera/in corso di conversione Gela) che utilizzano tecnologie fortemente innovative per la produzione di biocarburanti, e con significativo miglioramento di tutte le matrici ambientali e apprezzabili ricadute anche in termini occupazionali.

Come noto, la tecnologia *ecofining* utilizzata è caratterizzata da elevata flessibilità in termini di prodotti lavorabili. Essa consente infatti di processare materie prime non in competizione con gli usi alimentari come

ad esempio oli vegetali esausti e grassi animali (es. *used cooking oil*, UCO, come alternativa all'olio di palma), contribuendo così al progressivo passaggio da *feedstock* di prima generazione a prodotti *unconventional/advanced* per la produzione di *biofuels*.

Il quadro normativo costituisce una variabile fondamentale per indirizzare verso lo sviluppo di produzioni più sostenibili senza pregiudicare gli investimenti industriali già realizzati. In tale ottica, si ritiene auspicabile - oltre ad una stabilità delle regole - anche un'evoluzione progressiva nella direzione dello sviluppo delle fonti *unconventional* e *advanced* che assicuri sia la necessaria maturazione tecnologica sia l'organizzazione della filiera di raccolta delle materie prime per la produzione dei biocarburanti.

Rispetto ad obiettivi ambiziosi sullo sviluppo futuro dei biocarburanti, occorre considerare che le materie prime *advanced* alternative alla prima generazione non saranno disponibili in tempi brevi per motivi legati allo sviluppo della filiera industriale, sui quali gli operatori sono attualmente impegnati in termini di R&S. In tale prospettiva, risulterebbe opportuno definire un percorso graduale di *phase-out* dalla prima generazione, legato al grado di sviluppo di una filiera *advanced*.

Nell'ambito dell'attuale dibattito europeo relativo alla definizione di nuovi target sulle fonti rinnovabili al 2030 (proposta REDII), sarebbe quindi auspicabile che il Governo italiano supportasse:

- (i) coerenza con gli obblighi specifici che saranno decisi a livello comunitario nell'*energy mix* dei trasporti al 2030 con lo scopo di assicurare uniformità di obblighi a livello comunitario ma anche di tutelare gli investimenti in corso e quelli già effettuati dall'industria nella conversione *green* nonché di conservare nel tempo un obiettivo di decarbonizzazione già progressivamente raggiunto con la normativa vigente fino al 2020,
- (ii) l'eliminazione di un tetto all'utilizzo di materie prime *unconventional* (UCO e Tallow), valorizzando così la filiera del riciclo degli scarti,
- (iii) gradualità nella riduzione della quota di materie prime convenzionali,
- (iv) l'utilizzo in cascata dei sottoprodotti da produzioni *biobased* come cariche *advanced* per la produzione di biocarburanti, in linea con gli obiettivi europei sull'economia circolare,
- (v) l'aumento del moltiplicatore per l'aviazione per supportare la commercializzazione di *biofuel* in un settore in continua crescita

dove i biocarburanti rappresentano l'unica alternativa ai fuels di origine fossile.

Altre opzioni percorribili per utilizzare al meglio gli asset industriali disponibili riguardano la possibilità di valorizzare i biocarburanti che possono superare il *blending wall* (HVO).

È importante prevedere anche l'adozione di *Shore Side Electricity* nei porti così come indicato nel DAFI. Lo *Shore Side Electricity* consentirebbe l'adozione di energia da fonti rinnovabili anche per il trasporto marittimo, conseguendo altresì una riduzione della CO₂ oltre alla eliminazione delle emissioni di NO_x, SO_x.

2. L'efficienza energetica

Nonostante l'efficienza energetica sia stata indicata come una delle linee di azione dell'attuale Strategia Energetica Nazionale (SEN), assistiamo con forte preoccupazione ad un apparente calo di interesse da parte del Governo, del Parlamento e delle altre istituzioni di riferimento del settore energia in merito al tema del sostegno all'efficienza energetica nell'industria.

Sembra ormai in atto una vera e propria marcia indietro che rischia di travolgere le acquisizioni positive del passato recente. Sebbene vengano riconosciuti i risultati ottenuti in questo settore nel periodo 2005-2016 tali da porre l'Italia in una posizione di vertice in ambito UE, essa sembra non avere più quel ruolo decisivo che la SEN 2013 le aveva dato, tanto da porla al primo posto tra tutte le aree d'intervento ivi indicate per il miglioramento della situazione energetica italiana.

2.1 - 2.3 Settore residenziale e terziario

Non si condivide la tesi secondo la quale il costo di investimento per interventi di riqualificazione energetica degli immobili nazionali esistenti, sia ad uso domestico sia commerciale, è sostanzialmente troppo elevato in relazione ai benefici attesi. A tal proposito, si sottolinea che la fotografia proposta dell'esistente si basa sull'attenzione a modelli di edificio "statici", molto lontani dalle esigenze di gestione e monitoraggio attivo e dinamico dei dati, in primis quelli di consumo, elemento cardine di ambienti integrati, interconnessi, dinamici.

Si evidenzia che gli investimenti in Efficienza Energetica attiva, basati sull'introduzione di sistemi di monitoraggio ed automazione, hanno infatti costi marginali e tempi di ritorno dell'investimento sensibilmente più favorevoli. L'introduzione di tecnologie di monitoraggio ed automazione consente di raggiungere tassi di riduzione dei consumi importanti. Facendo riferimento alle norme ISO 16484-7 e CEN EN15232, i risparmi conseguibili sono rispettivamente fino al 62% nel Terziario e fino al 26% nel Residenziale per l'energia termica, fino al 21% e fino al 15% per l'energia elettrica.

Va, inoltre, considerato che finora sono stati sostenuti soprattutto interventi di efficienza energetica passiva, ossia principalmente sulla struttura e/o componenti strutturali degli edifici, più che sulle cosiddette tecnologie

attive, ossia sui prodotti e sistemi che effettivamente consumano. Quindi, in vista di un percorso di digitalizzazione che dovrà necessariamente riguardare anche l'edificio, compresi gli apparecchi domestici smart è necessaria una revisione del cosiddetto ecobonus, revisionando i criteri minimi e di performance e tenendo conto delle nuove tecnologie esistenti, soprattutto se rappresenterà una premialità per quelle scelte tecnologiche che consentono effettivi risparmi, misurabili oltre che stimabili.

Una maggiore diffusione di tecnologie energeticamente efficienti e di sistemi di controllo attivo nelle abitazioni e negli edifici commerciali, che consentono una gestione ed un monitoraggio consapevole e misurato dei consumi, e, laddove necessario anche delle emissioni, è a nostro giudizio parte integrante del processo di ammodernamento degli immobili in Italia. e della partecipazione della demand response al mercato elettrico. In particolare il percorso di digitalizzazione del terziario potrebbe essere supportato da una misura equivalente a quella dell'industria 4.0.

Tra le proposte operative ipotizzate nel documento SEN, è apprezzabile l'ipotesi di portabilità del credito d'imposta anche, ma non solo, agli istituti finanziari, per ovviare all'oggettiva difficoltà di molte famiglie di investire in interventi di efficienza energetica.

Resta da approfondire l'ipotesi di applicare un regime obbligatorio di risparmio in capo ai venditori dell'energia, per stimolare interventi in ambito residenziale. Tale ipotesi dovrà essere oggetto di un'accurata analisi costi-benefici per capire possibili implicazioni rispetto al meccanismo attuale, tenendo in debito conto che i due operatori (distributore e venditore) sono soggetti a logiche di recupero dei costi sostenuti per il soddisfacimento dell'obbligo totalmente differenti.

Si condivide la proposta di adottare adeguate campagne d'informazione e di formazione volte al cambiamento comportamentale che vedano il consolidarsi di partnership tra le associazioni, gli Enti di normazione come il CTI e soggetti istituzionali quali ENEA, GSE e gli stessi ministeri. Congiuntamente, però, occorre adottare un sistema di controlli del mercato sulle performance dichiarate dai costruttori, a tutela dell'industria nazionale e europea, garantendo un *common level playing field* sia intra-UE che extra-UE

Vista l'efficacia dello strumento degli incentivi fiscali, in vista del potenziamento degli obiettivi energetici già raggiunti, occorre sicuramente far decollare l'attuale sistema puntuale di singoli interventi verso un sistema coordinato che inneschi un processo di rigenerazione urbana secondo i seguenti principi cardine: consumo zero del suolo, efficienza energetica,

sicurezza, crescita economica sostenibile, rispondenza alle nuove esigenze dei nuovi nuclei familiari.

Se da un lato, infatti, risultano fondamentali le misure di formazione e informazione dei cittadini, dall'altro risulta importante intervenire attraverso delle misure legislative che delineino scenari volontari e obbligatori capaci di modificare l'assetto energetico e ambientale del nostro territorio.

L'esperienza di altri settori ci ha dimostrato che l'etichettatura energetica è uno strumento largamente conosciuto dal consumatore e utilizzato per la scelta del bene da acquistare.

Proprio per questo riteniamo che l'avvio di un progetto di etichettatura energetica delle caldaie esistenti in affiancamento a quella già oggi in vigore per ciò che viene immesso sul mercato, potrebbe essere molto utile per servire da stimolo e smuovere la sostituzione dei vecchi generatori di calore, ove vi sono le potenzialità più alte di contenere gli agenti climalteranti e fare efficienza.

La Germania è già partita a inizio 2016 con quest'iniziativa, rendendola inizialmente volontaria per gli utenti con caldaie più vecchie di 15 anni, senza peraltro costi aggiuntivi per le famiglie poiché condotta dal personale incaricato dei controlli periodici di efficienza energetica (manutentori), nel corso delle loro attività già previste per legge.

Riteniamo che anche in Italia si potrebbe lavorare su quei milioni di apparecchi già installati per censirne lo stato di efficienza e conseguentemente i consumi e le emissioni.

Riteniamo, infine, di dover considerare, unitamente alle verifiche concernenti la gestione e l'uso degli impianti, anche quelle relative agli apparecchi e componenti per impianti termici immessi sul mercato.

2.2 Settore trasporti

La mobilità sostenibile potrebbe rappresentare per il nostro Paese un ulteriore volano di sviluppo in merito a servizi, prodotti e soluzioni dedicate da parte del nostro comparto produttivo. Nell'ottica di miglioramento dei trasporti pubblici, dello sviluppo dell'intermodalità, della rottamazione, s'intravedono significativi sviluppi di vetture alimentate a CNG, GNL, GPL ibridi, bio innovativi, ed elettrici.

Le scelte e le azioni politiche in tema di mobilità sostenibile seppur condivisibili dovrebbero essere coerenti con la realtà economica del Paese.

Andrebbe sostenuta la ricerca di tecnologie innovative per favorire lo sviluppo di soluzioni a basso impatto ambientale salvaguardando, nel contempo, la competitività del Paese attraverso, ad esempio, l'incentivazione nella ricerca di biocarburanti per il settore avio o nelle tecnologie di accumulo per le batterie dei veicoli elettrici.

In tale ambito la durata della transizione dipenderà dalla tempistica dello sviluppo tecnologico delle diverse alternative in campo, che andranno valutate in base alla loro efficacia e reale maturità, tenendo conto del tipo di mobilità che si vuole soddisfare e delle specifiche realtà territoriali. In ogni caso è fondamentale che in questo periodo di transizione verso una mobilità sempre più sostenibile vengano tenute in giusta considerazione tutte le alternative, ricercando il mix ottimale tra le stesse.

In particolare si potrebbe agire secondo quattro linee di indirizzo:

1. Agevolazioni alla realizzazione infrastruttura di rifornimento/ricarica per i combustibili alternativi/elettrici: è necessario adottare politiche di intervento differenziate in base alla tipologia di infrastruttura (realizzata in ambito privato, aziendale, pubblico o su strade in concessione).
2. Per quanto riguarda i finanziamenti esistenti, si propone un maggiore coordinamento delle attività di assegnazione dei fondi, l'identificazione puntuale delle risorse assegnate e la definizione di criteri chiari e omogenei per la loro distribuzione.
3. Strumenti normativi e di governance: creare un quadro normativo in ottica di semplificazione e uniformazione delle procedure;. Per quanto concerne le indicazioni contenute nel documento SEN in merito alla necessità di introduzione di misure di fiscalità e di promozione volte a garantire un miglioramento delle prestazioni energetiche ed ambientali del parco circolante, consideriamo positivamente la previsione
4. In linea con quanto previsto nel D. Lgs. 257/16, si ritiene che debbano essere individuate misure di promozione e di incentivazione volte a garantire una maggiore penetrazione degli autoveicoli alimentati a combustibili alternativi (CNG, GNL, GPL ibridi, bio innovativi, ed elettrici a batteria o a idrogeno fuel-cell).

In linea generale occorre evidenziare la necessità, che le innovazioni nel settore siano opportunamente accompagnate da regole di concessione e permessi/autorizzazioni, oltre che da legislazioni europee, nazionali e regionali, il più possibile trasparenti e certe per l'investitore. Per una omogeneità di sviluppo delle diverse iniziative su tutto il territorio, si reputa necessaria una programmazione a livello nazionale dei diversi interventi

per evitare la proliferazione di iniziative a livello locale.

A queste azioni vanno comunque associati altri strumenti in grado di fornire soluzioni rapide e fruibili, che consentono una gestione più efficiente della mobilità nelle città, quali: i miglioramenti infrastrutturali, il potenziamento del trasporto pubblico, l'intermodalità, la fluidificazione del traffico, il *car sharing*, etc. Da non tralasciare il focus sul *car sharing* che sopperisce alla difficoltà in alcuni comuni di accedere ai servizi pubblici essenziali o alla indisponibilità di disporre di un mezzo di proprietà.

Entrando nello specifico delle diverse opzioni tecnologiche, si dovrebbe certamente considerare la riduzione delle emissioni derivanti dalla diffusione del GNL, in particolare nel trasporto pesante (ma anche marittimo), che rappresenta una filiera nazionale di eccellenza a livello mondiale. La mobilità a gas costituisce una soluzione già esistente per la decarbonizzazione del settore dei trasporti, resa rinnovabile attraverso l'utilizzo di biometano (sia nella forma complessa che liquida) e anche di bio-GPL. Per il trasporto di lunga distanza e marittimo, è importante favorire – fermo restando il principio di neutralità tecnologica – lo sviluppo delle infrastrutture GNL (e quindi anche di bio-GNL) in linea con le valutazioni già operate anche nell'ambito dell'implementazione della Direttiva DAFI.

Con riferimento alla mobilità elettrica, si possono invece predisporre delle tariffe per la ricarica elettrica dedicate. Per un completo sviluppo della mobilità elettrica ed il conseguimento dei benefici ad esso associati (ambientali, di qualità della vita, di salute) è indispensabile il completamento del quadro regolatorio e normativo di riferimento, al fine di uniformare i costi per gli utenti indipendentemente dal tipo di punto di ricarica (pubblico, privato nell'abitazione principale o non). In particolare, si auspica la conferma da parte dell'AEEGSI delle tariffe agevolate (previste fino al 2019 in attuazione della legge 134 del 2012) anche oltre il 2019, nonché l'adozione di una norma primaria che dia indirizzi all'Autorità per la definizione di tariffe elettriche incentivanti per la fornitura dei punti di ricarica che comportino un costo di ricarica sostanzialmente allineato tra le diverse tipologie di ricarica.

2.4 Settore industriale

La nuova SEN riconosce il ruolo trainante ricoperto dall'industria italiana nello sviluppo dell'efficienza energetica.

Non bisogna dimenticare, infatti, che una maggiore efficienza energetica

determina una maggiore competitività delle imprese italiane sui mercati internazionali. Gli investimenti finalizzati al conseguimento di una maggiore efficienza energetica, considerando la *leadership* tecnologica nazionale nel settore, rappresenterebbero un'opportunità di crescita per il sistema Paese e per le sue industrie.

Secondo i risultati emersi nel IV Rapporto sull'Efficienza energetica di Confindustria, gli effetti di una corretta promozione dell'efficienza energetica sul sistema economico italiano sarebbero significativi. Infatti, la domanda finale di investimenti al 2030 aumenterebbe di 543 miliardi di euro implicherebbe con conseguente incremento del valore della produzione industriale italiana di 1.019 miliardi di euro; un'occupazione più elevata di 5,7 milioni di ULA (+1,4% annuo) e un incremento del valore aggiunto di 340 miliardi di euro (+1,4% medio annuo).

Dalle analisi condotte è risultato particolarmente significativo anche l'impatto in termini di crescita degli investimenti in innovazione di processo. L'incremento, riconducibile agli investimenti addizionali in tecnologie per efficienza energetica, sarebbe di circa 145 miliardi di euro, con aumenti di quasi 284 miliardi di euro in termini di produzione di occupazione per 1,978 milioni di ULA e di valore aggiunto per circa 107 milioni di euro.

Per questi motivi, riteniamo necessario valutare efficaci soluzioni per la promozione e l'incentivazione dell'efficienza energetica nel settore industriale. Soprattutto, ci auspichiamo di rivedere gli strumenti di incentivazione al momento disponibili per le PMI (tramite il cofinanziamento MISE- Regioni), perché poco utilizzati e che mettono a disposizione risorse che rischiano di restare inutilizzate.

Andando ad analizzare quali sono i settori che apportano il maggior contributo, abbiamo che l'intervento più consistente è ipotizzato nel settore residenziale, che da solo attiva circa la metà degli incrementi previsti sia in termini di produzione industriale sia di valore aggiunto e di occupazione. Il settore che si prevede contribuirà in maniera minore all'efficientamento del Sistema Paese tra il 2016 e il 2030 è proprio quello industriale, ciò considerando gli ingenti sforzi compiuti negli ultimi anni dalle imprese industriali italiane per la riduzione dei consumi energetici.

L'Italia, infatti, è oggi il Paese manifatturiero europeo a minore intensità energetica ma sta riducendo l'intensità energetica in maniera minore rispetto ai principali Stati Membri poiché, negli ultimi anni le *policy* per l'efficienza sono state incentrate prevalentemente sul settore industriale aumentando i costi marginali sottesi all'efficientamento di un comparto già di per se stesso virtuoso. Per questo motivo nel prossimo futuro si potranno

ottenere ingenti benefici puntando sui settori che hanno fin qui contribuito in maniera minore alla decarbonizzazione dell'economia: (settore trasporti, residenziale e servizi).

Nonostante il nostro paese abbia già fatto molto negli ultimi 20 anni in termini di investimento per l'efficienza energetica esiste un potenziale di benefici ancora elevato nel periodo 2020-2030 in quanto per ogni euro di spesa pubblica investito in efficienza si possono ottenere 1,5 euro in termini di aumento dell'occupazione, investimenti privati, energia risparmiata e benefici ambientali.

Che il processo di efficienza energetica nell'industria, e non solo, crei valore è un dato di fatto ma è indispensabile procedere sulla strada della semplificazione, della chiarezza e certezza normativa. Anche in tale ottica l'auspicata diffusione dei sistemi di controllo e monitoraggio, finalizzata a superare la prassi di diagnosi energetiche redatte su dati stimati e non misurati, va spinta con convinzione, a prescindere dall'obbligatorietà in vigore solo dal 2019.

Riteniamo, infatti, fondamentale continuare a diffondere la consapevolezza presso le Grandi Imprese e le energivore di quanto e come si consuma e, soprattutto, di come si può intervenire per migliorare e ridurre i consumi.

2.5 Titoli di Efficienza Energetica

Come evidenziato nella SEN, l'Italia presenta *performance* elevate in termini di efficienza energetica rispetto agli altri paesi europei; pur concorrendo a tale risultato numerosi fattori (dagli interventi nel residenziale a quelli nei trasporti) ci si focalizzerà sul tema, quello dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE). Il vantaggio competitivo che l'Italia ha acquisito nel settore rischia progressivamente di ridursi a causa, come più volte segnalato, delle modalità introdotte dal recente decreto dell'11 gennaio 2017 sull'efficienza energetica che difficilmente saranno in grado di far ripartire il meccanismo dei certificati bianchi, oggi in conclamata crisi.

Le incertezze che ancora oggi permangono rendono poco attrattivo per l'industria l'utilizzo di tale meccanismo, con l'inevitabile conseguenza dell'incremento del prezzo del certificato bianco, causato soprattutto dalla dinamica di mercato della legge di "domanda-offerta".

A circa 12 anni dalla introduzione nella legislazione italiana, infatti, il meccanismo incentivante dei TEE è diventato una *milestone* per le politiche di promozione dell'efficienza energetica e, visti gli ambiziosi *target* di

riduzione delle emissioni climalteranti collegate al sistema ETS, acquisirà un'importanza ancora maggiore nei prossimi anni. Proprio per tali ragioni risulta indispensabile che tale meccanismo sia effettivamente in grado di assicurare certezza e stabilità per gli investimenti che devono essere messi in campo, nonché evitare situazioni di scarsità di offerta di titoli sul mercato con la conseguente impossibilità per i soggetti obbligati di adempiere ai propri obblighi annuali.

Proprio per evitare che uno sbilanciamento tra domanda ed offerta porteranno gli interventi a “*costare*” di più e gli obiettivi diventeranno più gravosi da raggiungere soprattutto per i soggetti obbligati, e per stimolare il funzionamento del mercato dei TEE, si propone di adottare misure che facilitino l'offerta dei titoli disponibili e riattivino un meccanismo virtuoso.

3. Sicurezza energetica

La diversificazione nel consumo e nelle rotte di approvvigionamento delle risorse energetiche, una pianificazione dell'utilizzo di tutte le risorse disponibili nel nostro Paese, convenzionali e rinnovabili e (l'efficienza, il risparmio energetico e il riciclo) sono i pilastri di un'adeguata politica di sicurezza energetica. A supporto, è necessario adottare politiche per il potenziamento e per l'adeguamento delle infrastrutture che permettano l'utilizzo delle risorse interne disponibili e dai mercati esteri.

Aumentare le interconnessioni con gli altri Paesi europei sia per il gas naturale che per l'elettricità, anche favorendo lo sviluppo delle infrastrutture per l'importazione e stoccaggio, garantirebbe un approvvigionamento sicuro di energia oltre che investire il nostro Paese del ruolo di *hub*. Inoltre, per aumentare l'attrattività del sistema nazionale appare urgente la realizzazione di infrastrutture per favorire l'approvvigionamento e impiego di altre fonti di energia, quali il GNL. Sotto il profilo della sicurezza energetica i carburanti tradizionali garantiscono già oggi la massima affidabilità. La presenza di un settore della raffinazione nazionale, unitamente al sistema delle scorte obbligatorie che grava sugli operatori, assicurano in caso di interruzione totale degli approvvigionamenti 90 giorni di consumi in situazioni di normalità e quasi il doppio in situazioni di emergenza.

3.1 Sistema elettrico

Si condividono gli obiettivi generali di dotare il sistema elettrico di strumenti e infrastrutture per garantire adeguatezza, flessibilità e resilienza.

Adeguatezza

Sul tema dell'adeguatezza del sistema elettrico nazionale, si considera necessario l'avvio in tempi rapidi del *Capacity Market*. L'introduzione del meccanismo di capacità risulta cruciale per la messa in sicurezza economica, nel medio periodo, del sistema elettrico nazionale. Gli sviluppi FER indicati risultano infatti potenzialmente in grado di compromettere ulteriormente la capacità dei mercati dell'energia di fornire segnali di lungo periodo sufficienti per la realizzazione e il mantenimento della capacità termica necessaria a gestire in sicurezza il sistema.

Posto che il meccanismo di capacità risponde prioritariamente alle esigenze di adeguatezza del sistema e che la sua implementazione deve essere

rispettosa del principio di *technological e level playing field*, l'eventuale introduzione nel meccanismo italiano di elementi premianti per la flessibilità (priorità) richiede una verifica sull'efficienza di tale scelta rispetto ad altre modalità di promozione della flessibilità (apertura MSD, accumuli, attivazione su base locale delle risorse distribuite e, infine, sviluppo di meccanismi di governo selettivo delle FER).

Per quanto riguarda ulteriori correttivi al *capacity market*, riteniamo necessario:

- Prevedere contratti pluriennali anche per la capacità già installata (almeno 5 anni)
- Neutralità tecnologica nelle aste e nella nomina degli impianti
- Dimensionare i volumi in base al picco di capacità
- Incrementare il livello dello *strike price* al fine di consentire una effettiva partecipazione della domanda e non creare *cap implicit* ai mercati spot

Inoltre, per quanto riguarda l'ipotesi di integrare il *Capacity Market* con un *cap* emissivo per rispondere alle esigenze di decarbonizzazione (ad es. introduzione di un Emission Performance Standard come previsto dalla Bozza di Regolamento Europeo sul Mercato Elettrico art 23 attualmente in discussione) si ritiene opportuno valutare tale modifica dopo aver verificato l'efficacia del meccanismo ETS e dopo adeguate analisi di impatto per evitare qualunque tipo di distorsione del mercato interno, tenendo in debita considerazione i potenziali effetti di *overlapping* con politiche già in vigore.

Si evidenzia, inoltre come la proposta contenuta nel documento di consultazione sembrerebbe anticipare le disposizioni di cui all'art.23 del Regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica.

Si ricordano, infine, alcuni principi che stanno guidando l'azione europea sul *Clean Energy Package*, imperniato sul consumatore e sul mercato:

1. per portare a decisioni efficienti per il sistema, il calcolo dei costi delle diverse tecnologie rinnovabili richiede l'internalizzazione dei costi sia di generazione che di integrazione.
2. i meccanismi di creazione del prezzo delle rinnovabili vanno ricondotti a logiche di mercato

Storage

Per quanto riguarda i sistemi di storage, l'ipotesi di sviluppo di ulteriori 5 GW in zona sud di capacità tramite pompaggi dovrà essere valutata attraverso un'analisi costi-benefici che consideri le modalità di utilizzo degli *asset* già esistenti, l'evoluzione tecnologica e gli elementi strutturali del mercato elettrico.

In base ai dati di consuntivo degli ultimi anni (2013, 2014, 2015) è possibile notare come vi sia ancora un margine importante di utilizzazione della capacità esistente, di ben oltre il 50%, potenzialmente in grado di accogliere eventuale nuova producibilità FRNP fino eventualmente al pieno utilizzo della risorsa esistente, grazie anche al programmato potenziamento della rete AAT, come indicato da Terna nel Piano di Sviluppo 2017. Un ulteriore elemento da considerare è la progressiva riduzione degli ultimi anni della mancata produzione eolica, tra l'altro in gran parte dovuta a congestioni su rete AAT (anche in questo caso risolvibili a seguito dello sviluppo di rete programmato da Terna). Infine, altri aspetti che portano a considerare poco vantaggioso per il sistema lo sviluppo di 5 GW di pompaggi in zona sud sono: gli aspetti di natura economica e autorizzativa, lo sviluppo dei sistemi di accumulo diffuso e della domanda attiva, l'elettificazione dei consumi (che contribuirà a incrementare la domanda di energia elettrica in ore vuote, bilanciando indirettamente le fonti rinnovabili non programmabili), la disponibilità della leva *export* e la possibilità che le FRNP possano contribuire alla fornitura di servizi ancillari utili alla sicurezza del sistema.

Per queste ragioni un contributo aggiuntivo da sistemi di accumulo dovrà essere adottato secondo un approccio neutrale e un'attenta analisi costi-benefici.

Inoltre si ritiene necessaria una riflessione sui benefici dell'integrazione delle reti elettriche e gas (es. *power-to-gas* e *power-to-hydrogen* che consentono di trasformare l'eccesso produttivo delle fonti intermittenti in un metano sintetico rinnovabile o in idrogeno rinnovabile da immettere nella rete).

Flessibilità

In tema di flessibilità, lo sviluppo degli ultimi anni delle fonti rinnovabili diffuse rende necessari interventi di sviluppo delle reti secondo i concetti di *smart grid*.

Gli interventi previsti sulle infrastrutture devono aumentare, da un lato, l'adeguatezza/sicurezza del sistema, dall'altro lato devono essere

conseguenza delle azioni di decarbonizzazione previste dalla SEN: un maggior grado di dettaglio degli stessi consentirebbe di meglio valutarne la necessità/opportunità, in particolare nell'identificazione del rapporto "causa effetto" tra aumento della penetrazione delle FER e fabbisogno di investimenti sulle reti (potrebbe essere utile sviluppare un'analisi di sensitivity tra le due grandezze). Riteniamo che ogni intervento per esigenze di rete (accumuli, compensatori, linee, ecc.) debba essere valutato (in termini di costi-benefici per la collettività) mettendo a confronto l'effetto di tale intervento con le possibili alternative che potrebbero essere fornite da impianti di produzione (sia nuovi che esistenti) o da adeguamenti degli stessi.

Pertanto la proposta di maggiorazione della remunerazione del capitale investito ai distributori di energia elettrica che effettuino tali interventi devono essere opportunamente definiti in una logica dettagliata in relazione agli obiettivi per evitare distorsioni del sistema ed eventuale uso inefficiente del capitale.

3.2 Sistema gas

Per garantire sicurezza, diversificazione e competitività del sistema gas italiano sarebbe utile valorizzare le attuali infrastrutture e rimuovere le barriere esistenti allo sviluppo di nuove risorse del nostro paese, prevedendo ad esempio un'efficace semplificazione e omogeneizzazione delle procedure autorizzative e favorendo il coordinamento tra enti e istituzioni centrali e locali.

Appare altamente strategico inoltre valorizzare le risorse nazionali di gas naturale. Questa attività permetterebbe al Paese di risolvere diverse criticità legate in special modo al problema della dipendenza dall'estero e del costo dell'energia.

Corridoio Sud del Gas

Per evidenti ragioni legate alla competitività della propria economia, l'Italia ha la necessità di sviluppare segnali di prezzo autonomi per i volumi di gas importati. In particolare si ritiene necessario sostenere il completamento – su base "multi-source" – del Corridoio Sud del Gas, permettendo all'Italia e all'Europa di assicurarsi i nuovi volumi di gas che si renderanno disponibili sia da nuove fonti che da nuove rotte di importazioni. L'obiettivo del Corridoio Sud è infatti di aprire un accesso diretto alle ingenti risorse di gas

collocate in Asia Centrale, oltre il Mar Nero, nel Medio Oriente e nel Mediterraneo dell'Est al fine di rinforzare la sicurezza energetica e di migliorare la competitività sui mercati europei, in particolare quelli del Sud e del Sud-Est, diversificando le rotte e le fonti di approvvigionamento di gas naturale. Le recenti scoperte di gas nel bacino del Levante (al largo di Cipro, Israele e dell'Egitto) e il rilancio della cooperazione energetica tra la Russia e la Turchia offrono nuove opportunità.

Un sistema infrastrutturale articolato si deve certamente basare su un approccio multi-fonte e multi-destinazioni, essere promosso dagli operatori, e compratori, europei, e in grado di trasportare nel mercato Europeo volumi in provenienza dalla Russia o del Mediterraneo dell'Est (giacimenti del Levantino), rappresentando un quadro regionale adeguato che permetterà la formazione di un segnale di prezzo proprio ed indipendente, capace di rafforzare la fluidità del mercato del gas su scala regionale. Ma il valore strategico del successo di queste iniziative non si limita ai soli paesi del Sud Europa perché grazie alla realizzazione dell'Unione Energetica ed in particolare grazie allo sviluppo del "reverse flow" sulle grandi dorsali Sud-Nord questi flussi potranno raggiungere il cuore dell'Europa, facendo dell'Italia un vero hub del gas. Per perseguire tale obiettivo, l'assetto normativo e regolatorio dovrà garantire la diversificazione delle fonti di approvvigionamento, aumentando la competitività delle nuove rotte, e evitare forme di discriminazione fra le diverse opzioni di importazione. Risulta di fondamentale importanza la corretta allocazione dei costi in relazione alla funzione del servizio effettivo cui tali costi sono riconducibili (fornitura del servizio di trasporto, sicurezza e competitività) e ai soggetti beneficiari (Italia / Paesi terzi). Per tali investimenti – che in generale si configurano come PIC Progetti di Interesse Comune e, come tali, sono soggetti alla c.d. "Cross Border Cost Allocation" - sarà essenziale individuare la corretta allocazione dei costi in funzione del beneficio apportato. In altri termini, trattandosi di investimenti che non sono necessari a garantire il soddisfacimento della domanda nazionale, bensì hanno la funzione di incrementare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento per il resto d'Europa, aumentandone la sicurezza, i relativi costi dovranno poter essere allocati ai Paesi che ne beneficeranno. Diversamente, a regole invariate si farebbero gravare sui consumatori italiani i costi sostenuti per investimenti volti a configurare l'Italia come un *hub* del gas, mentre i corrispondenti benefici verrebbero goduti dagli altri Paesi europei.

Reti di Trasporto

Per quanto riguarda le reti di trasporto, la SEN formula proposte volte a uno sviluppo e ammodernamento, in chiave sostenibile e competitiva, del mercato energetico italiano anche alla luce dell'evoluzione dei mercati e degli indirizzi europei.

Tuttavia, nel valutare lo sviluppo di nuove infrastrutture per l'Italia, occorre evidenziare come l'eventuale nuova capacità infrastrutturale dovrebbe essere:

- coerente con i fabbisogni attesi di gas naturale;
- risultante da un'analisi costo-benefici che prenda in considerazione preliminarmente l'utilizzo più efficiente delle infrastrutture esistenti;
- associata alla reale diversificazione delle fonti di approvvigionamento e della *security of supply*;
- accompagnata dall'introduzione di meccanismi tariffari che correttamente facciano ricadere i costi sui beneficiari dell'infrastruttura.

Infatti, va sottolineato che i costi di realizzazione delle nuove infrastrutture non si traducono sempre e necessariamente in ulteriori benefici in termini di competitività dell'offerta, al contrario emerge il rischio di appesantire di ulteriori costi di struttura il sistema gas italiano, andando quindi a compromettere l'efficacia delle misure pro competitività proposte nella SEN.

Reti di distribuzione

Per quanto riguarda le reti di distribuzione si è rilevata con sorpresa la pressoché totale assenza di indirizzi e riflessioni, all'interno della SEN, sul tema della riassegnazione delle concessioni del servizio di distribuzione gas in esito alle gare per ambito territoriale (Atem).

Le gare d'Atem rappresentano un momento fondamentale per la razionalizzazione del settore, che insieme al suo consolidamento dovrebbero apportare nel medio periodo benefici per il sistema e per i clienti finali, anche per effetto di maggiori efficienze nello svolgimento del servizio.

Ai fini di una più completa valutazione strategica e prospettica delle infrastrutture esistenti, la SEN dovrebbe necessariamente analizzare i vincoli, e relative strade percorribili per la rimozione degli stessi, che ancora ostacolano un pieno sviluppo delle gare.

La principale necessità, allo stato dell'arte, continua ad essere quella di una chiara definizione di un calendario gare definitivo e percorribile da parte sia

degli operatori che delle Stazioni appaltanti. Al riguardo, le tematiche da affrontare dovrebbero riguardare anche: le motivazioni alla base dei continui ritardi nella pubblicazione dei bandi (ad oggi solo due bandi sono giunti alla pubblicazione delle offerte); la presenza di successivi interventi normativi che hanno condotto alla “cristallizzazione” di situazioni in cui gli Enti locali sono disincentivati ad accelerare il processo volto al nuovo affidamento del servizio.

Rigassificazione

Per quanto riguarda lo sviluppo di nuova capacità di import di GNL, data l'incertezza sugli scenari di medio-lungo termine e la necessità di cogliere la finestra di possibile over-supply del GNL, si ritiene positiva la proposta di valutare come soluzione più efficace l'impiego di un terminale FSRU, in maniera tale da non vincolare la scelta dell'assetto infrastrutturale di medio-lungo periodo, che potrà così essere delineato quando gli scenari saranno appropriatamente definiti. Si ritiene comunque necessario lo svolgimento di analisi approfondite delle previsioni di contesto, della regolazione di riferimento, dei costi-benefici tipici legati alla taglia di progetto, anche con il coinvolgimento dei diversi stakeholders di riferimento al fine di selezionare le iniziative con il migliore bilancio costi-benefici per il sistema.

Con riferimento, alla normativa esistente sullo sviluppo dei combustibili alternativi, la SEN identifica, nello Small Scale LNG, un importante driver di sviluppo della filiera GNL nei trasporti, favorendo, allo stesso tempo, anche la metanizzazione di aree ancora non collegate alla rete, come indicato nell'allegato II al documento di consultazione relativo alla metanizzazione della Sardegna.

Si ritiene comunque necessario lo svolgimento di analisi approfondite al fine di selezionare le iniziative con il migliore bilancio costi-benefici per il sistema. In una prospettiva di lungo termine, l'utilizzo del GNL potrà trovare una concreta opportunità di crescita e consolidamento in particolare nel settore del trasporto pesante su gomma, oltre che in quello navale, dove le alternative al petrolio appaiono estremamente limitate.

Si ritiene pertanto ancora valide le azioni prioritarie individuate nel documento di consultazione sulla Strategia nazionale sul GNL per consentire lo sviluppo del GNL negli usi finali, ed in particolare:

- semplificazione e omogeneizzazione delle procedure autorizzative;
- implementazione e adeguamento normativa tecnica di settore;

- sviluppo di una adeguata logistica a terra;
- mantenimento di una fiscalità favorevole.

Sarebbe quindi utile, in coordinamento con il Ministero delle Finanze e le altre amministrazioni competenti, definire il mantenimento dell'attuale trattamento fiscale per permettere agli investitori maggiore certezza, oltre che un framework regolatorio trasparente e stabile, garantendo in tal modo lo sviluppo di un'adeguata logistica per i nuovi ambiti di utilizzo del GNL.

Risulta poi necessario considerare anche l'utilizzo del GNL per quelle realtà industriali che oggi risultano ancora non collegate alla rete dei metanodotti e quindi costrette ad impiegare combustibili ad elevato impatto ambientale.

Il GNL offre invece un'energia a bassissimo impatto ambientale anche per le imprese situate in aree off-grid (non servite dalla rete del metano), caratterizzate da un significativo fabbisogno energetico annuale.

In queste condizioni, il GNL rappresenta una scelta efficiente e ambientalmente compatibile in quanto possiede un elevato rendimento calorifico e richiede una minore manutenzione degli impianti rispetto ad altri combustibili fossili.

Inoltre, utilizzando il GNL l'impresa può procedere anche all'installazione di impianti di cogenerazione o di trigenerazione, con benefici evidenti ed immediati anche in termini di efficienza energetica.

Pertanto, tale possibilità di impiego del GNL dovrebbe essere considerata nel documento SEN, anche attraverso la previsione di apposite misure di promozione che consentano alle Imprese off grid di scegliere il GNL, sempre ovviamente nel rispetto delle condizioni di cui, attualmente, al regolamento UE della Commissione n. 1407/2013 (regime *de minimis*).

Sempre in tema GNL, un'ulteriore misura richiamata all'interno della SEN mirata all'incremento della diversificazione delle fonti di approvvigionamento, è rappresentata dall'introduzione di conferimenti ad asta per la capacità di rigassificazione, prospettata dall'Autorità di regolazione con la consultazione 714/2016 e oggetto di implementazione nel breve termine. Si condivide tale impostazione che potrà favorire sia l'ottimizzazione dell'uso delle infrastrutture esistenti che la realizzazione di nuove infrastrutture di rigassificazione.

Stoccaggio

Si condivide anche l'obiettivo prioritario del documento di consultazione d'incrementare la capacità di erogazione giornaliera di punta dagli stoccaggi

gas per avere la flessibilità necessaria a gestire un mercato potenzialmente più volatile, considerando anche i riflessi delle dinamiche in corso nel mercato elettrico - che vedono la generazione termoelettrica a gas passare da fonte di generazione ad alto tasso d'utilizzo a funzioni di flessibilità e back up del sistema per adattarsi al nuovo paradigma legato all'aumento della generazione rinnovabile non programmabile.

Lo stoccaggio del gas rappresenta un servizio fondamentale per il mercato e contribuisce alla sicurezza del sistema - garantendo i flussi fisici di gas in condizioni normali e in presenza di eventuali criticità nell'approvvigionamento - oltre ad offrire al sistema nazionale gas le flessibilità per la modulazione dei consumi e le esigenze di mercato.

Per perseguire entrambi gli obiettivi è quindi necessario assicurare il buon funzionamento, garantendo quindi anche un'adeguata remunerazione, dei siti di stoccaggio attualmente in esercizio o in fase di sviluppo, e incentivare - tramite meccanismi regolatori incentivanti gli investimenti - lo sviluppo di ulteriore capacità di punta, anche alla luce del nuovo assetto del mercato del bilanciamento.

Per quanto riguarda invece la gestione dell'offerta commerciale del servizio di stoccaggio per il mercato, si ritiene quindi prioritaria l'introduzione di misure che incrementino la flessibilità della punta di stoccaggio esistente, al fine di permettere agli *shippers* di disporre delle necessarie risorse per il bilanciamento giornaliero delle proprie posizioni. In tal senso, potrebbe essere valutata la possibilità di rivalutare l'adeguatezza delle attuali limitazioni ministeriali sulla capacità di erogazione giornaliera, anche in considerazione del mutato contesto che vede una "maggiore variabilità" della punta di consumo, in conseguenza dei cambiamenti climatici che si stanno verificando.

Piano emergenza gas

Riteniamo inoltre opportuno che, attraverso la SEN, si preveda un aggiornamento del Piano di Emergenza Gas, in coerenza con il nuovo sistema di bilanciamento avviato il 1° ottobre 2016 e con la normativa EU sulla *Security of Supply*. Riteniamo, infatti, che tali misure potrebbero contribuire alla formazione di corretti segnali di prezzo nel mercato gas italiano.

Metanizzazione della Sardegna

Una metanizzazione della Sardegna, coerente con il decreto legislativo di

recepimento della DAFI e con il Piano Energetico Ambientale Regionale, è un'opzione che presenta rilevanti opportunità in termini di affidabilità, flessibilità e rapidità. Per lo sviluppo del progetto, si ritengono però necessarie ulteriori analisi in merito al rapporto costi-benefici in relazione alle altre opzioni disponibili. Si valuta positivamente la realizzazione di un'area SECA sperimentale in Sardegna in linea con il D.lgs 112/2014 (magari con possibili estensioni ad altre aree del territorio nazionale) che può senz'altro contribuire allo sviluppo del mercato GNL e quindi alla realizzabilità degli investimenti a capitale privato in Sardegna. In tale ambito, al fine di favorire gli allacciamenti alle reti di distribuzione del sistema continentale, sarebbe opportuno considerare l'introduzione di un meccanismo perequativo con le tariffe di distribuzione del sistema continentale, da applicarsi anche alle reti esistenti nel momento in cui avvieranno la trasformazione a GNL.

Tariffe trasporto gas

In tema di tariffe di trasporto gas, si condivide la necessità di definire nuove logiche sia a livello europeo che italiano e, riguardo a quest'ultimo, l'opportunità di un'evoluzione tariffaria che promuova un uso efficiente delle infrastrutture e garantisca la diversificazione delle fonti di approvvigionamento, allocando in maniera *cost-reflective* i costi di trasporto privilegiando l'applicazione di corrispettivi capacitivi.

Come evidenziato nella SEN, lo scenario di mercato vedrà uno spostamento progressivo dai contratti *Long-Term Take Or Pay* verso forniture spot approvvigionate dai principali hub europei. La sicurezza e la competitività di approvvigionamento dipenderà pertanto sempre di più dalla capacità di mettere in competizione rotte e Paesi alternativi, via gasdotti e GNL, massimizzando i flussi commerciali effettivamente importabili dal mercato italiano alle migliori condizioni economiche.

Il tema è all'attenzione dell'AEEGSI che ha recentemente pubblicato la Delibera 575/2017/R/Gas, la quale ha indicato i criteri di regolazione delle tariffe per un periodo transitorio biennale (2018-2019), e il Documento di Consultazione 413/2017/R/GAS in cui sono delineati i principi base delle tariffe di trasporto gas per il prossimo periodo regolatorio (5PRT).

Confindustria sottolinea l'importanza di un ripensamento della metodologia tariffaria alla luce del mutato contesto competitivo, considerando anche la scadenza prossima di molti contratti *long term*. In un Paese come l'Italia, dove il 90% della domanda di gas è soddisfatta mediante importazioni, tale nuovo scenario di riferimento impone alcune riflessioni non solo in termini di

nuovi investimenti da realizzare, bensì in termini di strumenti da privilegiare al fine di perseguire l'obiettivo generale di "efficienza del sistema gas", declinato in termini di concorrenza, competitività, sicurezza, diversificazione delle fonti, prevedibilità, sostenibilità e, non da ultimo, stabilità tariffaria. In tal senso, il disegno complessivo del regolatore dovrà, nell'ottica di creare una necessaria condivisione di intenti a tutti i livelli istituzionali, definire misure strutturali che favoriscano l'utilizzo delle infrastrutture di importazione, rendendo ininfluenza il punto di adduzione della commodity nel sistema *entry-exit*. Seguendo le disposizioni europee del TAR *Network Code* si potranno inoltre prevedere specifici aggiustamenti per ridurre i costi di trasporto presso alcune specifiche rotte, come ad esempio la rigassificazione, o di flessibilità, come lo stoccaggio.

La struttura tariffaria del quinto periodo regolatorio delle tariffe di trasporto dovrebbe essere disegnata in maniera tale da favorire la concorrenza sulla materia prima limitando per quanto possibile le differenze di costo logistico tra diversi mercati europei e differenti canali di approvvigionamento. Ciò infatti contribuirebbe a perseguire parallelamente l'integrazione del mercato italiano con quello europeo, valorizzando peraltro il ruolo del mercato italiano alla luce delle specificità geopolitiche nel contesto europeo. Si ritiene importante definire in particolare una ripartizione dei ricavi del TSO nel sistema *entry-exit* che favorisca un uso efficiente delle infrastrutture e promuova l'integrazione del mercato italiano nel mercato unico europeo. In tale ottica appare opportuno procedere nello spostamento di una larga parte del carico tariffario verso i punti di uscita, riducendo i corrispettivi di *entry* nella rete. Processo peraltro già intrapreso dal Regolatore, seppur timidamente, nella definizione delle regole per il periodo transitorio.

4. Competitività dei Mercati Energetici

4.1 Mercato elettrico

Integrazione delle fonti rinnovabili nel mercato dell'energia e dei servizi

Si condivide la necessità di intervento per assicurare l'integrazione delle fonti rinnovabili nel mercato dell'energia e dei servizi. In particolare, si propone l'ampliamento tecnologico e geografico dei perimetri di aggregazione e la piena abilitazione dei sistemi di accumulo, rimuovendo le attuali barriere tecnico-regolatorie.

Inoltre per quanto riguarda i temi di *market design* delle rinnovabili, ricordiamo ancora una volta (vedi capitolo "sicurezza energetica") alcuni principi che stanno guidando l'azione europea sul *Clean Energy Package*, imperniato sul consumatore e sul mercato:

1. Per portare a decisioni efficienti per il sistema, il calcolo dei costi delle diverse tecnologie rinnovabili richiede l'internalizzazione dei costi sia di generazione che di integrazione. Questi ultimi nella SEN sono considerati separatamente e socializzati.
2. I meccanismi di creazione del prezzo delle rinnovabili vanno ricondotti a logiche di mercato;

Mercato dei servizi

Per quanto riguarda il mercato dei servizi, oltre a introdurre misure finalizzate ad ampliarne il più possibile la partecipazione anche alle "nuove" risorse, si ritiene necessario introdurre forme di contrattualizzazione a termine a completamento dell'attuale architettura basata su un orizzonte prevalentemente *spot*. Tale misura garantirebbe da un lato di fornire segnali di medio-lungo termine sulla necessità di investimenti e disinvestimenti in flessibilità, dall'altro di rendere noti al mercato con adeguato anticipo i fabbisogni delle diverse risorse di dispacciamento del TSO.

Superamento del PUN

Per quanto riguarda il superamento del PUN, si ritiene che tale proposta non possa essere applicata nell'attuale contesto italiano. La misura potrà essere implementata solo se accompagnata dal superamento dell'attuale architettura zonale, analogamente a quanto previsto nella maggior parte dei

paesi europei e in linea con gli interventi già messi in campo da Terna che non giustificano più la presenza di diverse *bidding zones*.

Modello di formazione dei prezzi

Per quanto riguarda, invece, la revisione dell'attuale modello di formazione dei prezzi (system marginal price), si sottolinea che la proposta non risulta compatibile con la regolazione europea. Tale modello, oltre ad essere universalmente e storicamente adottato a livello europeo per il mercato del giorno prima, è l'unico esplicitamente consentito dal Regolamento CACM (Capacity Allocation & Congestion Management) che appunto individua nel "system marginal pricing" il metodo da adottare nell'algoritmo di *price coupling day ahead* (cfr art. 38 del Regolamento).

Autoconsumo

In tema di autoconsumo, si ritiene che questo sarà naturalmente favorito dall'evoluzione tecnologica che renderà i costi di accesso alle tecnologie sempre più sostenibili.

Ci sono tuttavia dei punti di attenzione di cui tenere conto:

- occorre concentrare l'incentivazione su configurazioni efficienti, flessibili e sostenibili, quindi fonti rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento;
- occorre evitare sussidi incrociati, impliciti, in quanto non garantiscono equità e controllabilità;
- l'incentivazione dovrebbe seguire l'evoluzione dei costi di installazione ed essere commisurata al beneficio per il sistema.

Energy communities

Per quanto attiene le nuove forme di autoproduzione individuate nel *Clean Energy Package* "energy communities", "Renewable energy communities" - si segnala la necessità di approfondire con attenzione e rigore, nel corso del dibattito europeo, la natura di questi nuovi istituti. Si evidenzia, infatti, come le nuove figure introdotte dalla normativa siano definite in maniera confusa, incoerente e in potenziale sovrapposizione tra loro e con altri istituti già esistenti. Più in generale, si ritiene necessario che gli eventuali nuovi istituti, se finalizzati alla diffusione della generazione distribuita rinnovabile, siano destinatari di una politica di incentivazione esplicita per quanto più possibile

selettiva, controllabile, efficace e trasparente da correlare all'evoluzione dei costi delle tecnologie di autoproduzione e alle esternalità positive assicurate dalle nuove installazioni.

Mercati finali e liberalizzazione

La SEN individua una duplice sfida: la prima relativa al superamento dei regimi di tutela e la seconda che riguarda la garanzia del buon funzionamento del mercato una volta superato tale passaggio. Si ritiene, al contrario, che il buon funzionamento del mercato rappresenti uno dei presupposti per il completamento del processo di liberalizzazione. Pertanto, le azioni per permettere un efficiente funzionamento del mercato *retail* andrebbero messe in campo quanto prima:

- Istituzione di un albo venditori – come previsto nella Legge annuale “per il mercato e la concorrenza” n. 124/2017, ma che, soprattutto alla luce delle recenti vicende che hanno caratterizzato il settore elettrico, non può correre il rischio di essere depotenziato; se ne auspica pertanto una rapida attuazione implementativa
- Revisione della gestione degli oneri di sistema - il nuovo modello di gestione degli oneri di sistema dovrebbe prevedere meccanismi perequativi per gli operatori rispetto all'eventuale mancato incasso degli oneri di sistema, accompagnati dal rafforzamento delle misure di prevenzione e contrasto alla morosità dei clienti finali. Ciò proprio al fine di osteggiare il fenomeno della morosità alla fonte e contemporaneamente tutelare i clienti finali “buoni pagatori” che altrimenti finirebbero per sostenere le insolvenze dei morosi.

In questo contesto, soprattutto, è opportuno che sia ridefinito un regime di più ampio sostegno per i soggetti realmente vulnerabili, poiché ad oggi l'attuale sistema bonus sociale rappresenta uno strumento inadeguato a raggiungere efficacemente i soggetti più deboli e garantire loro un adeguato contributo.

4.2 Mercato gas

Per quanto riguarda il mercato italiano del gas, le misure proposte mirano ad aumentare la competitività garantendo un adeguato livello di sicurezza degli approvvigionamenti e la flessibilità del sistema nella transizione energetica, che porterà - al 2030 e oltre - all'affermarsi del ruolo preponderante delle fonti rinnovabili nel *mix* energetico italiano, e a quello del gas come *partner* complementare per il raggiungimento, in modo efficace, sostenibile ed efficiente, degli obiettivi di decarbonizzazione, garantendo la resilienza del sistema.

Le iniziative pro-competitività si pongono l'obiettivo di favorire l'allineamento dei prezzi italiani (PSV) con i prezzi dei mercati liquidi del Nord Europa (rappresentati dal TTF), dove le modalità di formazione dei prezzi sono maggiormente rappresentative dell'evoluzione di domanda e offerta. In tal senso, la proposta di *redesign* delle tariffe di trasporto e dei corrispettivi posti a carico degli *entry* e degli *exit* della rete (il primo passo è stato fatto con la recente Delibera 575/2017/R/GAS) potrà contribuire alla creazione di un vero mercato unico del gas a livello europeo garantendo al contempo la competitività delle forniture e la sicurezza del sistema.

Per il mercato gas è auspicabile la creazione di una maggiore liquidità del mercato sia sul fronte *wholesale* sia su quello *retail*.

Mercato Retail

Per quanto riguarda il *retail* è necessario giungere a una piena liberalizzazione del mercato, superando la tutela di prezzo e limitando l'eccessiva regolazione delle attività di vendita. La prossima tappa prevista dalla legge annuale per il mercato e la concorrenza n.124/2017 al 1°luglio 2019 comporterà la cessazione del prezzo di riferimento regolato anche per il settore domestico, rispetto al quale ciascun venditore sarà libero di offrire le sue condizioni economiche. Pertanto in questa fase è fondamentale stimolare il cliente finale a porsi attivamente sul mercato energetico. In questi anni, il suo comportamento è sicuramente cambiato infatti il mercato del gas naturale non è fermo vede un costante e progressivo incremento dei passaggi al mercato libero che va tuttavia stimolato affinché si completi la liberalizzazione. È proprio questo il "percorso" su cui occorre focalizzare l'attenzione a livello legislativo e regolatorio.

Si ritiene innanzitutto necessario individuare gli strumenti che sollecitino la scelta di un fornitore da parte dei clienti meno interessati o consapevoli, promuovendo una maggiore trasparenza e confrontabilità delle offerte

presenti sul mercato libero. Tale obiettivo passa necessariamente attraverso una campagna informativa mirata che deve prima di tutto essere portata avanti dalle Istituzioni affinché il cliente finale possa cogliere l'autorevolezza di un messaggio comunicato nel suo stesso interesse.

Gli operatori della vendita hanno investito in questi anni e continuano a investire in campagne finalizzate a promuovere le proprie offerte sul mercato libero, ma occorre un forte segnale anche da parte delle Istituzioni governative che rafforzi l'importanza della liberalizzazione del mercato del gas. L'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha avuto un ruolo centrale e determinante nel contribuire alla sempre maggiore consapevolezza del cliente finale rispetto all'apertura del mercato e oggi possiamo dire che il consumatore medio sia pronto a muoversi sul mercato del gas analogamente a quanto possa ritenersi capace di muoversi su altri mercati già liberalizzati.

Si ritiene che il superamento del regime di tutela di prezzo rappresenti un'occasione per dare nuovo impulso alla domanda e stimolare il cliente finale a prestare più attenzione alle opportunità che offre il mercato. La gradualità del passaggio al mercato pienamente libero deve avvenire anche attraverso una semplificazione regolatoria che, sul versante dell'offerta, consenta ai venditori di operare con sempre maggiore dinamismo sul mercato e, lato domanda, permetta ai consumatori di avere accesso a informazioni chiare, semplici e agevolmente comparabili.

Infine occorre prendere in considerazione il cosiddetto rischio regolatorio: è necessario che la regolazione del mercato italiano sia basata su criteri di stabilità, certezza e chiarezza, che non preveda disposizioni con effetti retroattivi e consenta agli operatori di avere il tempo necessario per adeguarsi ai cambiamenti.

Una gestione più prevedibile dei percorsi di riforma e che elimini in maniera definitiva e sistematica effetti retroattivi porterebbe a questo proposito notevoli vantaggi e aumenterebbe l'attrattività del mercato italiano dell'energia.

Sempre al fine di accrescere un *engagement* "responsabile" del cliente si ritiene indispensabile rafforzare gli strumenti di contrasto alla morosità dei clienti finali. Ciò consentirebbe al contempo di salvaguardare il cliente "buon pagatore" rispetto alle insolvenze dei clienti morosi e di tutelare la stabilità dell'intera filiera. Uno degli strumenti che potrebbe essere preso in considerazione consiste nel condizionare lo *switching* al pagamento di insolvenze pregresse, mutuando sostanzialmente il meccanismo del *supplier objection* adottato da anni nel Regno Unito.

Mercato Wholesale

Sul fronte *wholesale*, in una prima fase di avvio del mercato si valuta positivamente la previsione di introdurre delle figure quali *liquidity provider* e *market maker* che, su base volontaria, si assumano il compito di garantire maggiore negoziabilità dei prodotti quotati sul Mercato del Gas (MGAS), contribuendo alla crescita del sistema degli scambi di gas sui mercati. Inoltre, sempre in ottica di sviluppo dei mercati energetici si auspica una gestione integrata delle diverse piattaforme di scambio e delle relative garanzie.

Per il successo della misura proposta è però necessario procedere con la definizione del *framework* regolatorio ed operativo, in particolare riguardo a:

- Piattaforma informatica da utilizzare, che tecnicamente dovrà essere in linea con le caratteristiche di quelle già operative nel contesto europeo
- Condizioni di accesso al mercato, che dovranno essere quanto più possibile allineate agli standard operativi europei (a titolo esemplificativo: servizi di *Clearing House*, marginazione, ecc.)
- Set ampio di prodotti scambiati e trasparenza dei dati a disposizione degli operatori

Corridoio di liquidità

Al fine di accrescere la liquidità del sistema e ottenere l'allineamento PSV – TTF il Governo ha posto in consultazione una misura chiamata corridoio di liquidità. Si tratta di sviluppare una via di importazione integrata su tutta la direttrice di approvvigionamento attraverso l'acquisizione da parte di un soggetto regolato della capacità di trasporto nel medio termine tra i mercati di Francia, Germania, Olanda e Italia e la vendita del servizio complessivo nel breve termine attraverso aste competitive con prezzo di riserva potenzialmente nullo. La presenza di congestioni commerciali sul gasdotto Transitgas deriva dalla mancata applicazione in Svizzera della normativa europea per l'allocazione della capacità gas e l'implementazione delle disposizioni europee relative alla gestione delle congestioni presso i punti di interconnessione. L'osservanza di tali norme sul territorio svizzero permetterebbero a tutti gli utenti di sfruttare ogni possibile forma di flessibilità.

Confindustria è favorevole ad ogni misura che possa eliminare l'attuale *gap* competitivo fra il mercato italiano e quelli europei, al fine di ottenere uno stesso *level playing field* sulla *commodity*. Un'eliminazione del differenziale PSV-TTF si tradurrebbe in un beneficio di 1,4 Mld€ per il sistema Paese e

una riduzione del costo del gas di oltre 340 Mln€ a favore delle imprese italiane.

Nel documento di consultazione non sono totalmente esplicitati i costi per l'acquisto della capacità di trasporto e le loro modalità di recupero, oltre alle eventuali estensioni lungo altre direttrici di approvvigionamento. Risulta pertanto fondamentale sviluppare una analisi che espliciti i benefici netti per il sistema, confrontando l'ammontare degli oneri indiretti generati con l'attesa diminuzione del prezzo della commodity, evitando aggravii sulle bollette dei consumatori industriali.

A fronte di tale intervento normativo, si evidenzia la necessità di prevedere opportuni strumenti che consentano agli operatori di mitigare gli effetti della discontinuità regolatoria, in particolare per i titolari di contratti di trasporto di lungo periodo. In particolare, il nuovo regime tariffario in ogni caso non dovrà disincentivare le importazioni da Sud necessarie a garantire la sicurezza degli approvvigionamenti per il Paese.

Per quanto riguarda inoltre le tempistiche, si ritiene essenziale che la misura sia introdotta articolandone fin da subito le caratteristiche strutturali, ma correlandone la piena funzionalità alle dinamiche di approvvigionamento del sistema gas nazionale, dominate fino al 2019 da importanti impegni di approvvigionamento di lungo termine.

Energivori gas

La SEN indica la possibilità, all'interno del processo di aggiornamento dell'art. 39 DL Sviluppo 83/2012 in base alla Decisione C(2017) 3406 del 23 maggio 2017 della DG Competition Europea riguardo le imprese *Energy Intensive*, di alleggerire le bollette dei grandi consumatori di gas da una quota parte degli oneri relativi alle politiche di promozione della *green economy*. Confindustria appoggia la misura, necessaria per la competizione internazionale delle nostre aziende, purchè in linea con le linee guida europee sugli aiuti di stato.

4.3 Mercato petrolifero e logistica

Raffinazione

La SEN individua per il mercato della raffinazione l'obiettivo di migliorarne la competitività senza compromettere il sistema industriale a favore di quello extra UE. Tuttavia, si propongono solo interventi di riconversione *green*

delle raffinerie e/o un loro consolidamento.

Oggi il rilancio competitivo del settore dovrebbe focalizzarsi - più che su ulteriori riconversioni *green* – su impianti per la produzione di cariche *advanced* per le bioraffinerie, in modo da creare una filiera produttiva nazionale di supporto a una graduale transizione verso biocarburanti avanzati.

Importante anche promuovere investimenti per aumentare la conversione del fondo del barile e azzerare la produzione di olio combustibile, alla luce delle nuove normative IMO.

Le profonde trasformazioni dell'assetto geopolitico internazionale impongono a Paesi come l'Italia, oltretutto a ridefinire le rotte di approvvigionamento di energia a potenziare gli investimenti infrastrutturali e salvaguardare gli asset esistenti in primis le raffinerie. Salvaguardare l'industria della raffinazione italiana, dal punto di vista industriale, innanzitutto consente al mercato di disporre di prodotti ad alta compatibilità ambientale realizzati seguendo i più alti standard ambientali.

Infatti, in linea con gli obiettivi della SEN i) competitività, ii) ambientali e di decarbonizzazione iii) sicurezza degli approvvigionamenti—la produzione di prodotti petroliferi da raffinerie italiane contribuisce alla riduzione dei prezzi dei prodotti petroliferi, genera emissioni ben al di sotto dei Paesi di importazione sia per ciclo produttivo che per qualità dei carburanti e garantisce un approvvigionamento sicuro.

Per salvaguardare la competitività dell'industria di raffinazione nazionale è necessario almeno:

- aumentare l'efficienza, riducendone tutti i costi ed in particolare il costo dell'energia;
- semplificare le autorizzazioni ambientali assicurando tempi certi e recependo la disciplina comunitaria, senza ulteriori inasprimenti.

Raffinazione consortile

Si osserva che la SEN rinvia ad ipotesi di raffinazione consortile. Tali ipotesi, a nostro avviso, devono derivare da scelte autonome degli operatori. In tali casi il contributo dell'Amministrazione dovrebbe espletarsi attraverso una semplificazione dei relativi iter autorizzativi per assicurare tempi e costi certi.

Riequilibrio delle accise tra gasolio e benzina

Per quanto attiene ad eventuali misure di riequilibrio delle accise tra gasolio e benzina si ritiene che le stesse vadano assunte nell'ambito di una revisione complessiva della fiscalità energetica. Un eventuale allineamento delle accise tra benzina e gasolio dovrà comunque escludere un aumento della fiscalità complessiva sui prodotti petroliferi, già gravati da una tassazione tra le più alte d'Europa. Dovrà, inoltre, essere calibrata sulle reali finalità ambientali che si intendono perseguire, ricordando che, sulla base dei dati di ISPRA:

- in termini di CO₂, il diesel ha emissioni per km percorso inferiori ai motori a benzina per effetto della maggior efficienza dei motori;
- in termini di particolato e di NOx, il diesel invece ha emissioni più alte della benzina;
- in termini di COV il diesel ha emissioni ridottissime molto più basse di quelle della benzina.

Infine sarà necessario anche tener presente che, grazie al "credito d'imposta per l'autotrasporto", un aumento dell'accisa sul diesel non graverebbe unicamente sui veicoli, almeno Euro 3, di massa superiore a 7,5 tonn. mentre inciderebbe in misura consistente sui mezzi pesanti ante Euro 3 e sui mezzi commerciali leggeri, ovvero su tutta la distribuzione secondaria.

Settore della logistica

Anche per quanto riguarda il settore della logistica, viene proposto - quale opzione strategica di riassetto - un sistema consortile sul quale si ritiene che occorra fare chiarezza avviando un confronto sul modello di mercato auspicato e sul possibile funzionamento.

Per quanto attiene alla logistica, anche in uno scenario di riduzione dei consumi nazionali, i depositi costieri, grazie alla posizione geografica del nostro Paese, avrebbero le potenzialità di diventare un Hub per il Mediterraneo. E' necessario però che tutto il sistema, compreso quello dei servizi portuali, sia efficiente e che i tempi di ottenimento delle autorizzazioni siano certi e ristretti, così da consentire di realizzare gli investimenti necessari per cogliere le opportunità del mercato.

Infine, sia per la raffinazione che per la logistica ipotesi di forme consortili devono derivare da scelte autonome degli operatori; in tali casi il contributo della Pubblica Amministrazione dovrebbe espletarsi la semplificazione dei

relativi iter autorizzativi, anche per assicurare tempi certi.

Riconversione raffinerie tradizionali in bio-raffinerie

La riconversione, avvenuta negli ultimi anni, di raffinerie tradizionali in bio-raffinerie consente di esprimere alcune considerazioni relative alla leva tecnologica che contraddistingue la Filiera energetica nazionale.

Infatti l'Italia è tra i primi Paesi al mondo a vantare la disponibilità di bio-raffinerie per la produzione di biocarburanti innovativi.

Tuttavia appare necessario che la Strategia Energetica preveda degli obiettivi certi in linea con le politiche europee. Inoltre, assicurare un contesto normativo stabile ai players di settore, consentirebbe di sostenere gli investimenti nel mercato dei biocarburanti.

Lo sviluppo di nuove tecnologie per la produzione di materie prime advanced per la preparazione dei biocarburanti potrebbe essere oggetto di nuove riconversioni di impianti tradizionali e tali iniziative andrebbero auspiccate e promosse.

Settore della distribuzione dei carburanti

Per il settore della distribuzione dei carburanti andrebbe introdotto – sul fronte della sicurezza e gestione dei rischi ambientali - un meccanismo di qualificazione degli operatori indipendenti e non legati a grandi marchi, per assicurare la loro responsabilità nella corretta manutenzione e conservazione degli impianti di distribuzione, nonché adeguate garanzie per la copertura degli oneri di smantellamento e bonifica ambientale al termine della vita utile degli impianti stessi.

Infine, come indicato dalla stessa SEN, è centrale proseguire e rafforzare la lotta all'illegalità in tutta la filiera petrolifera che, non solo causa perdite di gettito all'erario, ma distorce il mercato a danno degli operatori onesti, che rischiano di essere estromessi dal mercato stesso. Il perdurare di diffusi fenomeni di illegalità pregiudica l'affidabilità, la sostenibilità e la sicurezza degli approvvigionamenti dei prodotti petroliferi durante la transizione.

A tale scopo sarebbe opportuno estendere la lotta all'illegalità anche al settore della distribuzione del GPL in bombole o in piccoli serbatoi, intervenendo sul D.Lgs 128/06.

Upstream idrocarburi

Dalla SEN 2017 è assente ogni riflessione e valutazione sul futuro della produzione nazionale di gas. Sebbene in alcuni passaggi si riconosca che il gas sarà essenziale per decarbonizzazione e competitività e sicurezza dell'approvvigionamento, la SEN rinuncia a delineare una prospettiva per l'*upstream* nazionale.

La produzione nazionale di idrocarburi, nel rispetto dei più elevati standard di sicurezza e tutela ambientale che il *framework* normativo italiano garantisce, contribuirebbe a incrementare la diversificazione dell'approvvigionamento e la competitività del paese. La produzione nazionale, infatti, non è gravata da costi di trasporto internazionali (una delle maggiori componenti di costo del gas naturale importato).

L'Italia in termini di riserve non può ambire all'indipendenza energetica. Ma il raddoppio della produzione nazionale porterebbe direttamente ad una minore dipendenza dai mercati esteri, con effetti positivi sulla bilancia dei pagamenti e conseguente maggior sicurezza degli approvvigionamenti.

Nel perseguimento degli obiettivi di sicurezza energetica e competitività risulta allora essenziale e altamente strategico valorizzare tutte le fonti energetiche nazionali, convenzionali e non. I benefici sarebbero diversi: aumento della produzione nazionale con l'impiego di tecnologie all'avanguardia e compatibili con l'ambiente; diminuzione della dipendenza dall'estero, che nel 2016 si è attestata al 75,6%; diminuzione del costo dell'energia a beneficio di imprese e famiglie; e sensibili risvolti positivi per tutta la struttura industriale e l'occupazione.

Potrebbe quindi arrivare sul mercato nazionale a un prezzo inferiore rispetto all'import, contribuendo a ridurre il costo medio al PSV. In alternativa, accordi specifici potrebbero ridurre il costo dell'energia a livello locale (con notevoli benefici sul territorio specifico, in questo caso), costituendo un fattore di competitività e attrazione di nuovi investimenti e attività per le regioni o i comuni che ne fossero interessati.

5. L'accelerazione nella decarbonizzazione del sistema: il *phase out* del carbone

In linea generale, riguardo alle proposte per un'ulteriore riduzione CO₂, si evidenzia la scarsa chiarezza in ordine agli strumenti e soluzioni da adottare in funzione dell'obiettivo. La strategia energetica dovrebbe contenere una posizione italiana chiara in merito a possibili misure concrete di riforma/rafforzamento del sistema ETS che – come ricordato dal documento – è il principale strumento per la decarbonizzazione ma non è stato finora efficace nel favorire lo *switch* verso fonti a più ridotto contenuto di CO₂.

Per quanto riguarda le proposte per l'accelerazione della decarbonizzazione, Confindustria condivide la necessità di garantire un *phase-out* graduale della capacità a carbone. Tuttavia l'anticipazione al 2025 della chiusura degli impianti potrebbe non ottimizzare gli obiettivi – condivisi – di efficienza, sicurezza del sistema. E' quindi opportuno valutare il *phase out* considerando le specifiche condizioni del mercato elettrico (*commodities*, *obiettivi* CO₂, sicurezza, caratteristica domanda, competitività del sistema industriale italiano, penetrazione RES, politiche europee e scadenze autorizzazioni).

Sarebbe dunque opportuno dare maggiore evidenza dei contributi delle diverse tecnologie che impiegano combustibili fossili con un approccio tecnologicamente neutrale sia rispetto alla sicurezza che alla sostenibilità.

In generale, Confindustria ha sempre sostenuto la scelta di un approccio basato sul mercato (EU ETS) per decarbonizzare le emissioni da produzione energetica e industriale, con l'obiettivo di dare un segnale di prezzo del carbonio adeguato e contemporaneamente proteggere la competitività globale delle imprese. Al contempo, le politiche di riduzione della CO₂ non dovrebbero eludere la necessaria transizione da centrali a carbone a centrali a gas e un ulteriore sviluppo di RES.

6. Tecnologia, Ricerca e Innovazione

Per quanto riguarda tecnologia, ricerca e innovazione il documento fa un'ampia analisi di quanto si fa sul fronte dell'iniziativa pubblica nazionale ed europea e di cosa si potrebbe fare. Manca, però, un'analisi di una parte importante della ricerca, quella privata, che non solo investe somme rilevanti, ma ha attivato *network* e collaborazioni di ricerca a livello internazionale con le aziende/istituzioni di eccellenza nel settore. Andrebbe approfondita questa parte dando maggiori indicazioni su come valorizzare il ruolo della ricerca e sviluppo finanziata in autonomia dai privati e su come agire per incentivarla, favorendo la nascita di *partnership* pubblico-privato per creare nuove sinergie e allargare i *network*.

Per rendere il sistema della ricerca in tecnologia e innovazione italiano più performante è necessario:

- aumentare l'efficienza e la qualità della spesa dei fondi pubblici indirizzando gli investimenti verso i modelli di business innovativi più promettenti partendo da quelli con un time to market più ridotto;
- spingere verso l'allineamento dei meccanismi di finanziamento nazionale a quelli europei;
- Rifocalizzare i fondi ordinari di ENEA, indirizzandoli però verso una ricerca tecnologica che venga condivisa e guidata dalle imprese private interessate a portare poi a livelli più alti di TRL questi progetti;
- facendo riferimento alla *task force* "operativa", si propone che questa sia "aperta" a soggetti industriali (grandi imprese, enti, Confindustria) per contribuire all'indirizzamento dei fondi ad attività di sviluppo, di prodotto e servizio;
- definire ulteriori strumenti incentivanti oltre al "Credito d' Imposta" che rappresenta il principale strumento rivolto alle imprese la cui modalità operativa, tuttavia, risulta ancora complessa e pertanto accessibile solo alle grandi imprese;
- da non tralasciare le iniziative derivanti dal Piano Industria 4.0 e le trasformazioni sul processo industriale ma anche sulle competenze. L'Italia esporta know-how a livello internazionale. Le sfide tecnologiche impongono quindi una riflessione sul paradigma tecnologia – fattore umano.

Si auspica:

- Un focus dei finanziamenti sulle attività di dimostrazione e una modulazione dei finanziamenti in relazione al livello di sviluppo

tecnologico, in maniera analoga a quanto previsto a livello europeo.

- Una razionalizzazione dei diversi strumenti per evitare effetti di duplicazione e aumentare la trasparenza e l'efficacia del processo di selezione.
- Che i fondi strutturali debbano essere sempre più finalizzati a progetti con applicabilità concreta e elevato valore aggiunto con la possibilità di combinare fondi europei e fondi strutturali.

Si evidenzia inoltre la necessità di migliorare il processo di comunicazione tra istituzioni e stakeholders nazionali rispetto a quanto discusso dall'Italia nell'ambito dei *Temporary working group* del *SET Plan*.

Razionalizzare e potenziare la Ricerca e Innovazione

Sulle tecnologie a basse emissioni di CO₂, è opportuno evidenziare l'importanza anche dei seguenti temi:

- Programmi a supporto dell'elettrificazione dei porti
- Programmi di sostentamento per l'Economia Circolare
- Adeguati strumenti di finanziamento al supporto dell'innovazione nella gestione delle reti, in ottica di digitalizzazione del sistema di distribuzione elettrico, manutenzione predittiva e resilienza ad eventi esogeni.
- Sul tema ricerca e sviluppo, una leva essenziale per raggiungere gli obiettivi di contenimento del riscaldamento globale entro i 2°C sarà la Carbon Capture and Storage (CCS) anche associata a bioenergie quali biometano (BECCS).

L'Italia, con ampie strutture geologiche potenzialmente adatte, ha l'opportunità di posizionarsi in un ruolo di leadership su questo tema di rilevanza mondiale, opportunità che potrebbe essere indirizzata dalla SEN.