



**CONSIGLIO
DELL'UNIONE EUROPEA**

**Bruxelles, 19 novembre 2010 (29.11)
(OR. en)**

16302/10

ENER 331

NOTA DI TRASMISSIONE

Origine: Signor Jordi AYET PUIGARNAU, Direttore, per conto del Segretario Generale della Commissione europea

Data: [19 novembre 2010](#)

Destinatario: Signor Pierre de BOISSIEU, Segretario Generale del Consiglio dell'Unione europea

Oggetto: Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni

- Priorità per le infrastrutture energetiche per il 2020 e oltre

Piano per una rete energetica europea integrata

Si trasmette in allegato, per le delegazioni, il documento della Commissione COM(2010) 677 definitivo.

All.: COM(2010) 677 definitivo



COMMISSIONE EUROPEA

Bruxelles, 17.11.2010
COM(2010) 677 definitivo

**COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE AL PARLAMENTO EUROPEO, AL
CONSIGLIO, AL COMITATO ECONOMICO E SOCIALE EUROPEO E AL
COMITATO DELLE REGIONI**

**Priorità per le infrastrutture energetiche per il 2020 e oltre
Piano per una rete energetica europea integrata**

{SEC(2010) 1395 definitivo}
{SEC(2010) 1396 definitivo}
{SEC(2010) 1398 definitivo}

**COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE AL PARLAMENTO EUROPEO, AL
CONSIGLIO, AL COMITATO ECONOMICO E SOCIALE EUROPEO E AL
COMITATO DELLE REGIONI**

**Priorità per le infrastrutture energetiche per il 2020 e oltre
Piano per una rete energetica europea integrata**

INDICE

1.	Introduzione	4
2.	Le sfide infrastrutturali richiedono misure immediate.....	6
2.1.	Reti e stoccaggio dell'elettricità.....	6
2.2.	Reti e stoccaggio del gas naturale	6
2.3	Reti di teleriscaldamento e di teleraffreddamento	6
2.4.	Cattura, trasporto e stoccaggio di CO ₂	6
2.5.	Trasporto di petrolio e di olefine e infrastrutture di raffinazione.....	6
2.6.	Il mercato finanzia la maggior parte degli investimenti, ma permangono ostacoli ..	6
2.7.	Esigenze di investimento e carenza di finanziamenti	6
3.	Piano per le infrastrutture energetiche: un nuovo metodo di pianificazione strategica	6
4.	Priorità in materia di infrastrutture europee per il 2020 e oltre.....	6
4.1.	Corridoi prioritari per l'elettricità, il gas e il petrolio	6
4.1.1.	Preparare la rete elettrica europea al 2020	6
4.1.2.	Diversificazione dell'approvvigionamento di gas verso una rete UE del gas pienamente interconnessa e flessibile	6
4.1.3.	Garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di petrolio	6
4.1.4.	Diffusione delle tecnologie per le reti intelligenti.....	6
4.2.	Preparare le reti a più lungo termine	6
4.2.1.	Le autostrade elettriche europee.....	6
4.2.2.	Infrastruttura europea di trasporto di CO ₂	6
4.3.	Dalle priorità ai progetti	6
5.	Insieme di strumenti per accelerare l'attuazione.....	6
5.1.	Cooperazione regionale.....	6
5.2.	Procedure di rilascio dei permessi più rapide e più trasparenti.....	6

5.3.	Metodi e informazioni migliori per i responsabili politici e i cittadini	6
5.4.	Creare un quadro stabile per il finanziamento	6
5.4.1.	Mobilizzare le fonti private grazie ad una migliore allocazione dei costi.....	6
5.4.2.	Ottimizzare la mobilitazione delle fonti pubbliche e private riducendo i rischi per gli investitori.....	6
6.	Conclusioni e prospettive.....	6
ALLEGATO.....		6
1.	Introduzione	6
2.	Evoluzione della domanda e dell'offerta di energia	6
3.	Corridoi prioritari per l'elettricità, il gas e il petrolio	6
3.1.	Preparare la rete elettrica europea per il 2020.....	6
3.1.1.	Rete offshore nei mari del nord.....	6
3.1.2.	Interconnessioni in Europa sudoccidentale.....	6
3.1.3.	Connessioni in Europa centrale e sudorientale	6
3.1.4.	Completamento del piano di interconnessione dei mercati energetici del Baltico per l'elettricità	6
3.2.	Diversificazione degli approvvigionamenti di gas in una rete UE del gas pienamente interconnessa e flessibile.....	6
3.2.1.	Corridoio meridionale	6
3.2.2.	Interconnessioni nord-sud per il gas in Europa orientale.....	6
3.2.3.	Completamento del piano di interconnessione dei mercati energetici del Baltico per il gas	6
3.2.4.	Corridoio nord-sud in Europa occidentale	6
3.3.	Garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di petrolio.....	6
3.4.	Diffusione delle tecnologie per le reti intelligenti.....	6
4.	Preparare le reti a più lungo termine	6
4.1.	Le autostrade elettriche europee.....	6
4.2.	Infrastruttura europea di trasporto di CO ₂	6

1. INTRODUZIONE

L'infrastruttura energetica è il sistema nervoso centrale dell'economia europea. Gli obiettivi della politica energetica dell'UE, al pari degli obiettivi economici della strategia Europa 2020, non saranno raggiunti senza un cambiamento significativo delle modalità di sviluppo delle infrastrutture europee. La ristrutturazione del nostro sistema energetico per un futuro a bassa emissione di carbonio non è compito unicamente del settore energetico. Saranno necessari miglioramenti tecnologici, maggiore efficienza, resilienza ai cambiamenti climatici e una nuova flessibilità. Si tratta di un compito che nessuno Stato membro può svolgere da solo. Occorreranno una strategia e finanziamenti europei.

La politica energetica per l'Europa, adottata dal Consiglio europeo nel marzo 2007¹, stabilisce **gli obiettivi fondamentali della politica energetica dell'Unione in materia di competitività, sostenibilità e sicurezza dell'approvvigionamento**. Il mercato interno dell'energia deve essere completato nei prossimi anni, ed entro il 2020 le fonti rinnovabili dovranno contribuire per il 20% al consumo finale di energia, le emissioni di gas a effetto serra dovranno diminuire del 20%² e i guadagni di efficienza energetica dovranno consentire una riduzione del 20% del consumo di energia. L'UE deve garantire la sicurezza dell'approvvigionamento dei suoi 500 milioni di abitanti a prezzi competitivi in un contesto di crescente concorrenza internazionale per le risorse del pianeta. L'importanza relativa delle fonti di energia cambierà. Per quanto riguarda i combustibili fossili, in particolare gas e petrolio, l'UE diventerà ancora più dipendente dalle importazioni. Per quanto riguarda l'elettricità, la domanda è destinata ad aumentare in misura considerevole.

La comunicazione **Energia 2020**³, adottata il 10 novembre 2010, ha invitato ad un cambiamento radicale delle modalità di progettazione, costruzione e gestione delle infrastrutture e delle reti energetiche. Le infrastrutture energetiche sono l'elemento primario dell'iniziativa faro "Un'Europa efficiente sotto il profilo delle risorse"⁴.

Reti energetiche adeguate, integrate e affidabili sono un presupposto essenziale non soltanto per il conseguimento degli obiettivi della politica energetica dell'UE, ma anche per la sua strategia economica. Lo sviluppo dell'infrastruttura energetica permetterà all'UE non soltanto di dotarsi di un mercato interno dell'energia correttamente funzionante, ma le consentirà anche di rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento, di integrare le fonti rinnovabili e di accrescere l'efficienza energetica. Ai consumatori permetterà di beneficiare delle nuove tecnologie e dell'uso intelligente dell'energia.

L'UE paga il prezzo di infrastrutture energetiche obsolete e mal collegate. Nel gennaio 2009 la soluzione dei problemi legati all'interruzione della fornitura di gas in Europa orientale è stata ostacolata dalla mancanza di possibilità di flusso inverso e dall'insufficienza delle infrastrutture di interconnessione e di stoccaggio. Il rapido sviluppo della produzione di elettricità eolica *offshore* nel Mare del Nord e nel Mar Baltico è ostacolato dall'insufficienza delle connessioni alla rete *offshore* e terrestre. Lo sviluppo delle enormi potenzialità delle energie rinnovabili in Europa meridionale e in Nordafrica sarà impossibile senza ulteriori

¹ Conclusioni della presidenza, Consiglio europeo, marzo 2007.

² 30% in condizioni adeguate.

³ COM(2010) 639.

⁴ Strategia Europa 2020, COM (2010) 2020.

interconnessioni all'interno dell'UE e con i paesi limitrofi. I rischi e i costi delle interruzioni e delle perdite aumenteranno considerevolmente, a meno che l'UE non investa urgentemente in reti energetiche intelligenti, efficaci e competitive e non sfrutti le possibilità di accrescimento dell'efficienza energetica.

A più lungo termine questi problemi sono amplificati dall'obiettivo di decarbonizzare l'UE, ossia di ridurre le emissioni di gas a effetto serra dell'80-95% entro il 2050, e evidenziano la necessità di nuovi sviluppi, ad esempio le infrastrutture di stoccaggio su vasta scala dell'elettricità, la ricarica dei veicoli elettrici, il trasporto e lo stoccaggio di CO₂ e di idrogeno. Le infrastrutture che verranno costruite nel prossimo decennio saranno per la maggior parte ancora in servizio verso il 2050. È pertanto fondamentale non dimenticare mai **l'obiettivo a più lungo termine**. Nel 2011 la Commissione intende presentare una tabella di marcia dettagliata fino al 2050. La tabella di marcia illustrerà gli scenari in termini di mix energetico, descrivendo le modalità per conseguire l'obiettivo a lungo termine che l'Europa si è fissata in termini di decarbonizzazione e le relative implicazioni per le decisioni in materia di politica energetica. La presente comunicazione delinea la mappa delle infrastrutture energetiche che saranno necessarie per conseguire gli obiettivi energetici fissati per il 2020. Inoltre, le tabelle di marcia per un'economia e per un'energia a bassa emissione di carbonio per il 2050 determineranno e guideranno la realizzazione delle infrastrutture energetiche dell'UE offrendo una visione a lungo termine.

Le infrastrutture energetiche previste oggi devono essere compatibili con le scelte politiche a più lungo termine.

È necessaria una nuova politica europea in materia di infrastrutture energetiche per coordinare e ottimizzare lo sviluppo delle reti su scala continentale. Ciò consentirà all'UE di sfruttare appieno i vantaggi di una rete europea integrata, il cui valore va bene al di là di quello dei singoli componenti. Una strategia europea per infrastrutture energetiche pienamente integrate, basate su tecnologie intelligenti a bassa emissione di carbonio, diminuirà i costi del passaggio ad un'economia a bassa emissione di carbonio grazie alle economie di scala in singoli Stati membri. Un mercato europeo completamente interconnesso migliorerà inoltre la sicurezza dell'approvvigionamento e contribuirà a stabilizzare i prezzi pagati dai consumatori, assicurando che l'elettricità e il gas vengano trasportati dove sono necessari. Le reti europee, comprese, se opportuno, quelle con i paesi limitrofi, faciliteranno anche la concorrenza sul mercato unico dell'energia dell'UE e rafforzeranno la solidarietà tra gli Stati membri. E quel che è più importante, infrastrutture europee integrate assicureranno che i cittadini e le imprese europee abbiano accesso a fonti energetiche a basso prezzo. Ciò a sua volta darà un contributo positivo al conseguimento dell'obiettivo fissato dalla strategia Europa 2020 di mantenere in Europa una base industriale forte, diversificata e competitiva.

Due punti specifici da affrontare sono: l'autorizzazione dei progetti e il finanziamento. Occorre accrescere l'efficienza e la trasparenza delle procedure di rilascio dei permessi e della cooperazione transfrontaliera per aumentare l'accettazione dei cittadini e accelerare il raggiungimento dei risultati. Devono essere trovate soluzioni finanziarie per sopperire al fabbisogno di investimento stimato a circa mille miliardi di euro nel prossimo decennio, di cui la metà destinati alle sole reti energetiche. Le tariffe regolamentate e le tasse sulla congestione dovranno contribuire a pagare gran parte degli investimenti per le reti. Tuttavia, con il vigente quadro regolamentare, **non potranno essere realizzati tutti gli investimenti necessari o non potranno esserlo nei tempi rapidi richiesti**, a causa soprattutto delle esternalità positive di natura non commerciale o del valore aggiunto regionale o europeo di alcuni progetti, che

presentano scarsi benefici diretti a livello nazionale o locale. Il rallentamento degli investimenti infrastrutturali si è accentuato a causa della recessione.

Le azioni a favore di una nuova strategia energetica per l'UE hanno il pieno sostegno dei capi di Stato e di governo europei. Nel marzo 2009 il Consiglio europeo⁵ ha chiesto un riesame approfondito del quadro in materia di reti transeuropee dell'energia (TEN-E)⁶, per adattarlo alle summenzionate sfide e alle nuove competenze attribuite all'Unione dall'articolo 194 del trattato di Lisbona.

La presente comunicazione illustra un piano mirante a dotare l'UE di una visione degli elementi necessari per rendere efficienti le nostre reti. Essa propone un nuovo metodo di pianificazione strategica per individuare le infrastrutture necessarie, determinare quelle che presentano un interesse europeo sulla base di una metodologia chiara e trasparente e fornire un insieme di strumenti per garantirne l'attuazione rapida, indicando tra l'altro le modalità per accelerare il rilascio delle autorizzazioni, migliorare l'allocazione dei costi e strutturare i finanziamenti in modo da mobilitare gli investimenti privati.

2. LE SFIDE INFRASTRUTTURALI RICHIEDONO MISURE IMMEDIATE

La sfida dell'interconnessione e dell'adattamento delle nostre infrastrutture energetiche alle nuove esigenze è significativa e urgente e riguarda tutti i settori⁷.

2.1. Reti e stoccaggio dell'elettricità

Le reti elettriche devono essere ammodernate per soddisfare la **domanda crescente** dovuta ad un profondo cambiamento dell'insieme della catena di valore e del mix energetici, ma anche alla moltiplicazione delle applicazioni e delle tecnologie che dipendono dall'elettricità come fonte di energia (pompe di calore, veicoli elettrici, idrogeno e celle a combustibile⁸, dispositivi di informazione e di comunicazione, ecc.). È anche urgente estendere e ammodernare le reti per favorire l'integrazione dei mercati e mantenere gli attuali livelli di sicurezza del sistema, ma soprattutto per trasportare e bilanciare **l'elettricità prodotta da fonti rinnovabili**, che dovrebbe più che raddoppiare nel periodo 2007-2020⁹. Una parte consistente delle capacità di produzione sarà concentrata in località distanti dai maggiori centri di consumo o di stoccaggio. Nel 2020 fino al 12% della produzione di energia da fonti rinnovabili dovrebbe provenire da impianti *offshore*, in particolare nei mari del nord. Quote significative verranno anche da parchi solari ed eolici terrestri in Europa meridionale o da installazioni di biomassa in Europa centrale e orientale, e la produzione decentrata guadagnerà terreno in tutto il continente. Grazie ad una **rete intelligente ben interconnessa comprendente lo stoccaggio su vasta scala** è possibile ridurre i costi di diffusione delle energie rinnovabili, perché i massimi guadagni di efficienza possono essere conseguiti su scala paneuropea. Oltre a queste esigenze a breve termine, le reti elettriche dovranno subire

⁵ Conclusioni della presidenza del Consiglio europeo del 19-20 marzo 2009, 7880/09.

⁶ Orientamenti TEN-E e regolamento finanziario TEN-E. Cfr. la relazione sull'attuazione delle TEN-E nel periodo 2007-2009, COM(2010) 203.

⁷ Cfr., per un'analisi più dettagliata, l'allegato e la valutazione dell'impatto che accompagnano la presente comunicazione.

⁸ La diffusione su vasta scala richiederà lo sviluppo di un'importante infrastruttura per il trasporto e lo stoccaggio dell'idrogeno.

⁹ Sulla base dei piani di azione nazionali per le energie rinnovabili trasmessi alla Commissione da 23 Stati membri.

una fondamentale trasformazione per permettere il passaggio ad un sistema elettrico decarbonizzato all'orizzonte 2050, sostenuto da **nuove tecnologie per le lunghe distanze ad alta tensione e di stoccaggio dell'elettricità**, in grado di integrare una quota crescente di energie rinnovabili provenienti dall'UE e da altri paesi.

Allo stesso tempo occorre anche che le reti diventino più intelligenti. Non sarà possibile conseguire gli obiettivi dell'UE per il 2020 in materia di efficienza energetica e di energie rinnovabili senza introdurre maggiore **innovazione e intelligenza** nelle reti, sia a livello di trasporto che di distribuzione, in particolare grazie alle tecnologie dell'informazione e della comunicazione. Queste tecnologie saranno essenziali per la diffusione dei servizi di gestione della domanda e di altri servizi per le **reti intelligenti**. Le reti elettriche intelligenti promuoveranno la trasparenza e permetteranno ai consumatori di controllare gli apparecchi presenti nelle loro abitazioni per risparmiare energia, facilitare la produzione domestica e ridurre i costi. Queste tecnologie contribuiranno anche a stimolare la competitività e la *leadership* tecnologica delle imprese UE a livello internazionale, tra cui anche le PMI.

2.2. Reti e stoccaggio del gas naturale

Nei prossimi decenni il gas naturale continuerà ad avere una funzione essenziale nel mix energetico dell'UE e acquisterà importanza come **combustibile ausiliario** della produzione variabile di elettricità, a condizione che ne venga garantito l'approvvigionamento. A lungo termine le risorse non convenzionali e di biogas potranno contribuire a ridurre la dipendenza dell'UE dalle importazioni, tuttavia a medio termine l'esaurimento delle risorse convenzionali endogene di gas naturale impone la diversificazione delle **importazioni**. Le reti del gas devono far fronte ad esigenze supplementari di flessibilità del sistema, alla necessità di gasdotti bidirezionali, di capacità di stoccaggio supplementari e di forniture flessibili, che includano il gas naturale liquefatto (GNL) e il gas naturale compresso (GNC). Allo stesso tempo i mercati rimangono frammentati e monopolistici, con vari ostacoli ad una concorrenza aperta e in condizioni di parità. In Europa orientale prevale la **dipendenza da una sola fonte di approvvigionamento**, aggravata dalla mancanza di infrastrutture. Un portafoglio differenziato di fonti fisiche e di rotte di approvvigionamento di gas e, se opportuno, una rete del gas completamente interconnessa e bidirezionale nell'ambito dell'UE¹⁰ saranno necessari già entro il 2020. Questi sviluppi dovrebbero essere strettamente connessi alla strategia dell'UE nei confronti dei paesi terzi, in particolare per quanto riguarda i fornitori e i paesi di transito.

2.3 Reti di teleriscaldamento e di teleraffreddamento

La produzione di energia termica comporta spesso perdite di conversione, mentre allo stesso tempo nelle vicinanze vengono consumate risorse naturali per il riscaldamento o il raffreddamento in sistemi separati. Ciò è sia inefficiente che costoso. Analogamente, risorse naturali quali l'acqua marina o le acque sotterranee sono raramente utilizzate per il raffreddamento nonostante i risparmi consentiti. Pertanto, occorre promuovere in via prioritaria lo sviluppo e l'ammodernamento delle reti di teleriscaldamento e di teleraffreddamento in tutte le più importanti agglomerazioni urbane in cui ciò sia giustificato dalle condizioni locali o regionali in termini soprattutto di esigenze di teleriscaldamento e teleraffreddamento, di infrastrutture esistenti o programmate e di mix di produzione. Sarà

¹⁰ Cfr. il regolamento sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas, regolamento (CE) n. 994/2010.

questo un tema affrontato dal piano sull'efficienza energetica e nel partenariato per l'innovazione "città intelligenti", il cui lancio è previsto all'inizio del 2011.

2.4. Cattura, trasporto e stoccaggio di CO₂

Le tecnologie per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio di CO₂ (le cosiddette tecnologie CCS) permetterebbero di ridurre le emissioni di CO₂ su vasta scala, pur continuando a consentire l'uso dei combustibili fossili, che resteranno una fonte importante di produzione di elettricità nei prossimi decenni. La tecnologia, e i relativi rischi e benefici, è ancora in corso di sperimentazione tramite impianti pilota che verranno connessi alla rete nel 2015. La diffusione commerciale delle tecnologie CCS nella produzione di elettricità e nelle applicazioni industriali dovrebbe iniziare dopo il 2020, per generalizzarsi poi verso il 2030. In Europa potrebbe diventare necessaria la costruzione di gasdotti europei transfrontalieri e nell'ambiente marino, dato che i potenziali siti di stoccaggio di CO₂ non sono distribuiti in modo uniforme e che alcuni Stati membri dispongono di possibilità di stoccaggio limitate all'interno delle frontiere nazionali rispetto ai livelli significativi delle loro emissioni di CO₂.

2.5. Trasporto di petrolio e di olefine e infrastrutture di raffinazione

Se le politiche in materia di clima, di trasporti e di efficienza energetica rimarranno immutate, nel 2030 il petrolio dovrebbe rappresentare il 30% dell'energia primaria e continuare probabilmente a costituire una parte significativa del carburante per il trasporto. La sicurezza dell'approvvigionamento dipende dall'integrità e dalla flessibilità dell'intera **catena dell'approvvigionamento**, dal petrolio greggio fornito alle raffinerie al prodotto finito distribuito ai consumatori. Allo stesso tempo la futura struttura delle infrastrutture di trasporto del petrolio greggio e dei prodotti petroliferi sarà determinata anche dagli sviluppi nel settore europeo della raffinazione, che al momento deve far fronte ad una serie di sfide, illustrate nel documento di lavoro dei servizi della Commissione che accompagna la presente comunicazione.

2.6. Il mercato finanzia la maggior parte degli investimenti, ma permangono ostacoli

Le misure politiche e normative adottate dall'UE dal 2009 hanno consentito di creare una base forte e solida per la pianificazione delle infrastrutture europee. Il **terzo pacchetto sul mercato interno dell'energia**¹¹ ha gettato le basi della pianificazione e degli investimenti nelle reti europee, introducendo l'obbligo a carico dei gestori dei sistemi di trasmissione (GST) di cooperare e di elaborare piani decennali regionali ed europei di sviluppo delle reti dell'elettricità e del gas nel quadro della rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione (*European Network of Transmission System Operators – ENTSO*) e fissando norme sulla cooperazione tra le autorità nazionali di regolamentazione in materia di investimenti transfrontalieri nel quadro dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER).

Il terzo pacchetto introduce l'obbligo a carico delle autorità di regolamentazione di tener conto dell'impatto delle loro decisioni sul mercato interno UE nel suo complesso. Ciò significa che devono valutare gli investimenti non solo sulla base dei benefici generati nel loro Stato membro, ma anche sulla base dei benefici su scala UE. Tuttavia, la **tariffazione**

¹¹ Direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, regolamenti (CE) n. 713, (CE) n. 714 e (CE) n. 715/2009.

rimane nazionale e le decisioni fondamentali sui progetti di interconnessione delle infrastrutture vengono prese a livello nazionale. Tradizionalmente le autorità di regolamentazione nazionali hanno principalmente mirato a ridurre le tariffe, e pertanto tendono a non approvare il necessario tasso di rendimento per progetti che presentano benefici regionali superiori o difficoltà di allocazione dei costi a livello transfrontaliero, per progetti che applicano tecnologie innovative o per progetti che hanno unicamente lo scopo di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento.

Inoltre, con il rafforzamento e l'estensione del **sistema di scambio di quote di emissione (ETS)** si avrà un mercato europeo unificato del carbonio. I prezzi di mercato del carbonio ETS influenzano già il mix ottimale di approvvigionamento di elettricità e la sua localizzazione e contribuirà a orientarlo sempre più verso fonti a bassa emissione di carbonio.

Il **regolamento sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas**¹² permetterà di migliorare la capacità dell'UE di reagire alle situazioni di crisi, grazie alla maggiore resilienza della rete e a norme comuni in materia di sicurezza dell'approvvigionamento e di equipaggiamenti supplementari. Esso fissa anche obblighi chiari in materia di investimenti nelle reti.

Le imprese del settore, i gestori dei sistemi di trasmissione e le autorità di regolamentazione hanno indicato nella lunghezza e nell'incertezza delle **procedure di rilascio dei permessi** una delle principali cause dei ritardi nella realizzazione dei progetti infrastrutturali, in particolare nel settore dell'elettricità¹³. Il periodo che intercorre tra l'inizio della pianificazione e la messa in servizio definitiva di una linea elettrica supera spesso i 10 anni¹⁴. I progetti transfrontalieri devono spesso far fronte a ulteriori opposizioni, dato che sono spesso percepiti come semplici "linee di transito", senza benefici locali. Nel settore dell'elettricità si stima che i ritardi derivanti impediranno la realizzazione entro il 2020 di circa il 50% degli investimenti realizzabili in termini commerciali¹⁵. Una tale evoluzione ostacolerebbe seriamente la trasformazione dell'economia UE in un'economia efficiente sotto il profilo dell'uso delle risorse e a bassa emissione di carbonio e ne comprometterebbe la competitività. Nelle zone *offshore* la mancanza di coordinamento, di pianificazione strategica e di allineamento dei quadri regolamentari nazionali rallentano spesso la procedura e aumentano il rischio di conflitti successivi con altri utilizzi del mare.

2.7. Esigenze di investimento e carenza di finanziamenti

Occorrerà investire quasi mille miliardi di euro nel sistema energetico entro il 2020¹⁶ per conseguire gli obiettivi in materia di politica energetica e di clima. Circa la metà della somma sarà necessaria per le reti, ivi compresi la distribuzione, la trasmissione e lo stoccaggio dell'elettricità e del gas e le reti intelligenti.

Di questi investimenti, **circa 200 miliardi di euro sono necessari per le sole reti di trasmissione dell'energia**. Tuttavia, solo il 50% circa degli investimenti necessari per le reti di trasmissione saranno finanziati dal mercato entro il 2020. Restano 100 miliardi di euro da finanziare. Questa carenza è in parte dovuta a ritardi nell'ottenimento delle necessarie

¹² Regolamento (CE) n. 994/2010.

¹³ Consultazione pubblica sul Libro verde dal titolo "Verso una rete energetica europea sicura, sostenibile e competitiva", COM(2008) 737.

¹⁴ Piano decennale di sviluppo della rete della ENTSO-E, giugno 2010.

¹⁵ Cfr. la valutazione dell'impatto che accompagna la presente comunicazione.

¹⁶ Calcoli sulla base del modello PRIMES.

autorizzazioni ambientali ed edilizie, ma è anche imputabile alle difficoltà di accesso ai finanziamenti e alla mancanza di idonei strumenti di riduzione del rischio, specialmente per i progetti con esternalità positive e che generano benefici per tutta l'Europa, ma che non presentano un giustificazione commerciale sufficiente¹⁷. Occorre concentrare gli sforzi anche sull'ulteriore sviluppo del mercato interno dell'energia, che è essenziale per la promozione degli investimenti privati nelle infrastrutture energetiche, i quali a loro volta contribuiranno a ridurre la carenza di finanziamenti nei prossimi anni.

Il costo della mancata realizzazione di questi investimenti o della loro realizzazione senza un coordinamento su scala europea sarebbe enorme, come dimostrato dallo sviluppo dell'eolico *offshore*, settore in cui le soluzioni nazionali potrebbero essere più costose del 20%. La realizzazione di tutti gli investimenti necessari nelle infrastrutture di trasmissione permetterebbe di creare 775 000 nuovi posti di lavoro nel periodo 2011-2020 e di aggiungere 19 miliardi di euro al nostro PIL entro il 2020¹⁸, rispetto allo scenario dello *statu quo*. Inoltre, tali investimenti contribuiranno a promuovere la diffusione delle tecnologie UE. Le imprese UE, ivi comprese le PMI, sono tra i principali produttori di tecnologie per le infrastrutture energetiche. L'ammodernamento delle infrastrutture energetiche UE offre l'opportunità di promuoverne la competitività e la *leadership* tecnologica a livello internazionale.

3. PIANO PER LE INFRASTRUTTURE ENERGETICHE: UN NUOVO METODO DI PIANIFICAZIONE STRATEGICA

La realizzazione delle infrastrutture energetiche di cui l'Europa ha bisogno nei prossimi due decenni richiede una politica completamente nuova in materia di infrastrutture, basata su una visione europea. Occorrerà anche modificare la prassi seguita attualmente nel settore delle TEN-E, basata su elenchi di progetti lunghi, predefiniti e rigidi. La Commissione propone un nuovo metodo, comprendente le seguenti fasi:

- delineare la mappa delle infrastrutture energetiche che consentano di realizzare una super rete intelligente europea a cui siano interconnesse le reti a livello continentale;
- concentrarsi su un numero limitato di **priorità europee** da attuare entro il 2020 per conseguire gli obiettivi a lungo termine e per le quali l'azione europea ha una giustificazione più forte;
- sulla base di una metodologia concordata, definire i **progetti concreti**, dichiarati di interesse europeo, necessari per realizzare le predette priorità in maniera flessibile e basandosi sulla cooperazione regionale per rispondere al mutare delle condizioni di mercato e allo sviluppo tecnologico;
- sostenere l'attuazione dei progetti di interesse europeo tramite **nuovi strumenti**, come il una migliore cooperazione regionale, le procedure di autorizzazione, metodi e informazioni migliori per i responsabili politici e i cittadini e strumenti finanziari innovativi.

¹⁷ Cfr. la valutazione dell'impatto che accompagna la presente comunicazione.

¹⁸ Cfr. la valutazione dell'impatto che accompagna la presente comunicazione.

4. PRIORITÀ IN MATERIA DI INFRASTRUTTURE EUROPEE PER IL 2020 E OLTRE

La Commissione propone le seguenti priorità a breve e a lungo termine per adeguare le nostre infrastrutture energetiche al XXI secolo.

4.1. Corridoi prioritari per l'elettricità, il gas e il petrolio

4.1.1. Preparare la rete elettrica europea al 2020

Il primo piano decennale di sviluppo della rete¹⁹ costituisce una base solida per definire le priorità nel settore delle infrastrutture elettriche. Tuttavia, il piano non tiene pienamente conto degli investimenti infrastrutturali generati da significative nuove capacità di produzione *offshore*, principalmente l'eolico nei mari del nord²⁰, e non garantisce l'attuazione rapida, in particolare delle interconnessioni transfrontaliere. Per garantire l'integrazione rapida delle capacità di produzione delle energie **rinnovabili** in Europa settentrionale e meridionale e l'ulteriore **integrazione dei mercati**, la Commissione europea propone di concentrare l'attenzione sui seguenti corridoi prioritari, che permetteranno di preparare le reti elettriche europee al 2020:

1. **la rete *offshore* nei mari del nord e la connessione all'Europa settentrionale e centrale**, per integrare e collegare le capacità di produzione di energia nei mari del nord²¹ ai centri di consumo in Europa settentrionale e centrale e agli impianti di stoccaggio idroelettrici nella regione alpina e nei paesi nordici;
2. **interconnessioni in Europa sudoccidentale** per integrare l'energia eolica, idroelettrica e solare, in particolare tra la penisola iberica e la Francia, e connessioni supplementari con l'Europa centrale, per utilizzare al meglio le fonti rinnovabili nordafricane e l'infrastruttura esistente tra il Nordafrica e l'Europa;
3. **connessioni in Europa centro-orientale e sudorientale**, per rafforzare la rete regionale nelle direzioni di transito dell'elettricità nord-sud ed est-ovest, per favorire l'integrazione dei mercati e delle energie rinnovabili, comprese le connessioni alle capacità di stoccaggio e l'integrazione delle isole energetiche;
4. **completamento del piano di interconnessione del mercato energetico del Baltico** (*Baltic Energy Market Interconnection Plan* - BEMIP), per integrare gli Stati baltici al mercato europeo tramite il rafforzamento delle loro reti interne e il potenziamento delle interconnessioni con la Finlandia, la Svezia e la Polonia e mediante il rafforzamento della rete interna polacca e delle interconnessioni verso est e verso ovest.

¹⁹ I 500 progetti individuati dai gestori nazionali dei sistemi di trasmissione coprono tutta l'UE, la Norvegia, la Svizzera e i Balcani occidentali. L'elenco non comprende progetti locali, regionali o nazionali che non sono stati considerati di importanza europea.

²⁰ Si prevede che la prossima edizione del piano decennale di sviluppo della rete, prevista per il 2012, avrà un approccio più discendente, ipotizzando il rispetto degli obblighi giuridici fissati per il 2020 per quanto riguarda l'integrazione delle fonti rinnovabili e la riduzione delle emissioni con una visione oltre il 2020, e si occuperà di queste carenze.

²¹ Sono inclusi il Mare del Nord e i mari nordoccidentali.

4.1.2. *Diversificazione dell'approvvigionamento di gas verso una rete UE del gas pienamente interconnessa e flessibile*

Questo settore prioritario si prefigge la costruzione dell'infrastruttura necessaria per permettere al gas proveniente da una qualsiasi fonte di essere acquistato e venduto ovunque nell'UE, a prescindere dalle frontiere nazionali. Ciò garantirebbe anche la **sicurezza della domanda** offrendo ai produttori di gas una scelta più ampia e un mercato più vasto per la vendita dei loro prodotti. Come dimostrato da una serie di esempi positivi negli Stati membri, la diversificazione è fondamentale per accrescere la concorrenza e migliorare la **sicurezza dell'approvvigionamento**. Sebbene l'approvvigionamento a livello UE sia differenziato lungo tre corridoi (corridoio settentrionale dalla Norvegia, corridoio orientale dalla Russia, corridoio mediterraneo dall'Africa) e mediante il GNL, alcune regioni restano dipendenti da una sola fonte di approvvigionamento. Ogni regione europea dovrebbe realizzare infrastrutture che consentano **l'accesso fisico ad almeno due fonti diverse**. Allo stesso tempo, il ruolo di bilanciamento del gas per la produzione variabile di elettricità e le norme relative alle infrastrutture introdotte dal regolamento sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas impongono una maggiore flessibilità e accrescono la necessità di gasdotti bidirezionali, di maggiori capacità di stoccaggio e di forniture flessibili, come il GNL/GNC. Per conseguire questi obiettivi, sono stati individuati i seguenti corridoi prioritari:

1. **corridoio meridionale** per differenziare ulteriormente le fonti a livello UE e trasportare il gas dal bacino del Mar Caspio, dall'Asia centrale e dal Medio Oriente verso l'UE;
2. collegamento tra il Baltico, il Mar Nero, l'Adriatico e il Mare Egeo attraverso in particolare:
 - la realizzazione del **BEMIP** e
 - il **corridoio nord-sud** in Europa centrale e sudorientale;
3. corridoio nord-sud in Europa occidentale per **eliminare le strozzature interne** e accrescere l'erogabilità a breve termine, facendo uso in tal modo di possibili approvvigionamenti esterni alternativi, tra cui anche dall'Africa, e ottimizzando le infrastrutture esistenti, in particolare gli impianti di produzione e stoccaggio.

4.1.3. *Garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di petrolio*

L'obiettivo di questa priorità è garantire la continuità dell'approvvigionamento di petrolio greggio dei paesi UE dell'Europa centro-orientale senza sbocco sul mare, che attualmente possono contare su poche rotte di approvvigionamento in caso di interruzione duratura dell'approvvigionamento attraverso le rotte convenzionali. La diversificazione dell'approvvigionamento di petrolio e l'interconnessione delle reti di oleodotti contribuirebbero anche a contenere il trasporto di petrolio per nave, riducendo così i rischi ambientali nelle zone particolarmente sensibili e a intenso traffico del Mar Baltico e degli stretti turchi. Ciò può essere ampiamente realizzato mediante le infrastrutture esistenti rafforzando l'interoperabilità della **rete di oleodotti dell'Europa centro-orientale**, interconnettendo i vari sistemi ed eliminando le strozzature di capacità e/o consentendo il flusso inverso.

4.1.4. Diffusione delle tecnologie per le reti intelligenti

L'obiettivo di questa priorità è creare il quadro e gli **incentivi iniziali necessari per investimenti rapidi** in nuove infrastrutture per le reti "intelligenti" per promuovere i) un mercato al dettaglio competitivo, ii) un mercato dei servizi energetici ben funzionante che offre scelte concrete in materia di risparmio e di efficienza energetica, iii) l'integrazione delle fonti rinnovabili e dei sistemi distribuiti per la produzione di energia, nonché iv) per integrare nuovi tipi di domanda, ad esempio per i veicoli elettrici.

La Commissione **valuterà anche la necessità di un'ulteriore intervento normativo** per far rispettare i tempi di realizzazione delle reti intelligenti. In particolare, la promozione degli investimenti nelle reti e nei contatori intelligenti richiederà una valutazione approfondita degli aspetti che devono essere regolamentati o standardizzati e di quelli che possono essere lasciati alla libera iniziativa del mercato. La Commissione esaminerà anche altre misure per assicurare che le reti e i contatori intelligenti generino i benefici previsti per i consumatori, i produttori, i gestori e in termini di efficienza energetica. I risultati di questa valutazione ed eventuali misure supplementari saranno pubblicati nel corso del 2011.

Inoltre, la Commissione realizzerà una **piattaforma per la trasparenza e l'informazione sulle reti intelligenti** per permettere la diffusione delle esperienze più avanzate e delle buone pratiche in materia di diffusione in tutt'Europa, per creare sinergie tra i vari approcci e per facilitare l'elaborazione di un quadro normativo adeguato. Indispensabili a tal fine saranno l'elaborazione tempestiva di norme tecniche e l'attuazione di una protezione adeguata dei dati. A tal scopo, occorrerebbe mettere ancora di più l'accento sulle tecnologie per le reti intelligenti nel quadro del piano SET.

4.2. Preparare le reti a più lungo termine

Nel quadro della prospettiva a più lungo termine che sarà presentata nella tabella di marcia 2050, l'UE deve avviare fin da oggi la progettazione, la pianificazione e la costruzione delle reti energetiche del futuro, che saranno necessarie all'UE per ridurre ulteriormente le emissioni di gas a effetto serra. Non rimangano che **poche opportunità**. Solo un approccio coordinato verso la realizzazione di un'infrastruttura europea ottimizzata può consentire di evitare metodi costosi a livello degli Stati membri o progetti e soluzioni sub-ottimali a lungo termine.

4.2.1. Le autostrade elettriche europee

Le future "**autostrade elettriche**" devono essere in grado di i) integrare il surplus di produzione eolica in continua crescita nel Mar del Nord e nel Mar Baltico e nelle zone prospicienti e accrescere la produzione da fonti rinnovabili in Europa orientale e meridionale e anche in Nordafrica, ii) connettere questi nuovi poli di produzione con le principali capacità di stoccaggio nei paesi nordici e nelle Alpi e con i principali centri di consumo nell'Europa centrale e iii) far fronte ad una domanda e ad un'offerta di elettricità sempre più flessibili e decentralizzate²².

Pertanto la Commissione europea propone di avviare immediatamente i lavori per fissare un **piano di sviluppo modulare** che permetta la messa in servizio delle prime autostrade entro

²² Pur essendo probabile che una tale rete sarà basata in ultima analisi sulla tecnologia a corrente continua, occorre costruirla gradualmente, assicurandone la compatibilità con l'attuale rete a corrente alternata.

il 2020. Il piano dovrebbe anche prepararne l'estensione, allo scopo di promuovere lo sviluppo di capacità di produzione di energia rinnovabile su vasta scala, anche al di là delle frontiere dell'UE, in previsione dei potenziali sviluppi di nuove tecnologie di produzione, come l'energia del moto ondoso, eolica e maremotrice. Sarebbe preferibile realizzare i lavori nel quadro del forum di Firenze, organizzato dalla Commissione europea e dalla ENTSO-E e basandosi sull'iniziativa europea per la rete elettrica (*European Electricity Grid Initiative – EEGI*) del piano SET e sull'iniziativa industriale europea per l'eolico.

4.2.2. *Infrastruttura europea di trasporto di CO₂*

Questo settore prioritario include l'esame e l'approvazione delle **modalità tecniche e pratiche delle future infrastrutture di trasporto di CO₂**. Ulteriori ricerche, coordinate dall'iniziativa industriale europea per la cattura e lo stoccaggio del carbonio avviata nel quadro del piano SET, permetteranno di avviare tempestivamente la pianificazione e lo sviluppo delle infrastrutture a livello europeo, in linea con la diffusione commerciale della tecnologia prevista dopo il 2020. Verrà anche sostenuta la **cooperazione regionale** per stimolare lo sviluppo di punti nevralgici delle future infrastrutture europee.

4.3. **Dalle priorità ai progetti**

Le summenzionate priorità dovrebbero tradursi in progetti concreti e portare alla realizzazione di un **programma permanente**. I primi elenchi di progetti dovrebbero essere pronti nel corso del 2012, e sarebbero successivamente aggiornati ogni due anni, per dare un contributo all'aggiornamento regolare dei piani decennali di sviluppo della rete.

I progetti dovrebbero essere individuati e classificati secondo **criteri convenuti e trasparenti** che consentano di selezionare un numero limitato di progetti. La Commissione propone di basare i lavori sui seguenti criteri, che dovrebbero essere ulteriormente precisati e approvati da tutte le parti in causa, in particolare l'ACER:

- *elettricità*: contributo alla sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità; capacità di connettere la produzione di energia rinnovabile e trasmetterla ai principali centri di consumo/stoccaggio; miglioramento dell'integrazione dei mercati e aumento della concorrenza; contributo all'efficienza energetica e all'utilizzo intelligente dell'elettricità;
- *gas*: diversificazione, dando la priorità alla diversificazione delle fonti, alla diversificazione delle controparti fornitrici e alla diversificazione delle rotte; aumento della concorrenza tramite l'incremento dei livelli di interconnessione e dell'integrazione del mercato e la riduzione della concentrazione di mercato.

I progetti individuati sarebbero esaminati a livello UE per garantire l'**uniformità tra priorità e regioni**, e classificati in funzione del loro grado di urgenza in base al loro contributo alla realizzazione delle priorità e degli obiettivi del trattato. Ai progetti che soddisfano i criteri verrebbe attribuito il logo "**Progetto di interesse europeo**". Il logo sarebbe alla base di un'ulteriore valutazione²³ e considerazione nel quadro delle misure descritte nei capitoli successivi e conferirebbe priorità politica ai progetti.

²³ Gli impatti economici, sociali e ambientali dei progetti saranno valutati secondo il metodo comune di cui al capitolo successivo.

5. INSIEME DI STRUMENTI PER ACCELERARE L'ATTUAZIONE

5.1. Cooperazione regionale

La cooperazione regionale sviluppata per il piano di interconnessione del mercato energetico del Baltico (*Baltic Energy Market Interconnection Plan* - BEMIP) o per l'iniziativa delle reti *offshore* dei paesi dei mari del nord (*North Seas Countries' Offshore Grid Initiative* – NSCOGI) è stata essenziale per il raggiungimento dell'accordo sulle priorità regionali e la loro attuazione. La cooperazione regionale obbligatoria prevista nel quadro del mercato interno dell'energia contribuirà ad accelerare l'integrazione del mercato, mentre l'approccio regionale è stato proficuo per il primo piano decennale di sviluppo della rete elettrica.

La Commissione ritiene che tali **piattaforme regionali dedicate** sarebbero utili per facilitare la pianificazione, l'attuazione e il controllo delle priorità individuate, nonché l'elaborazione di piani di investimento e di progetti concreti. Occorre, se del caso, rafforzare la funzione delle vigenti **iniziative regionali**, create nel contesto del mercato interno dell'energia, con compiti relativi alla pianificazione delle infrastrutture, mentre potrebbero anche essere proposte strutture regionali *ad hoc*, se necessario. Al riguardo, le strategie dell'UE per le cosiddette macro-regioni (come il Mar Baltico o la regione del Danubio) possono essere utilizzate come piattaforme di cooperazione per l'adozione di progetti transnazionali intersettoriali.

In questo contesto, per avviare il nuovo metodo di pianificazione regionale a breve termine, la Commissione intende istituire un **gruppo di alto livello** basato sulla cooperazione dei paesi dell'Europa centro-orientale, ad esempio il gruppo di Visegrad²⁴, con il mandato di formulare un piano di azione nel corso del 2011 per le connessioni nord-sud ed est-ovest per gas, petrolio ed elettricità.

5.2. Procedure di rilascio dei permessi più rapide e più trasparenti

Nel marzo 2007 il Consiglio europeo ha invitato la Commissione a “presentare proposte volte a snellire le procedure di approvazione” in risposta alle frequenti richieste delle imprese di misure UE di semplificazione delle procedure di rilascio dei permessi.

In risposta a questa necessità, la Commissione proporrà, in linea con il principio di sussidiarietà, l'introduzione di misure in materia di rilascio dei permessi applicabili ai progetti di “interesse europeo” per **semplificare, coordinare meglio e migliorare** le attuali procedure, nel rispetto degli standard di sicurezza e delle normative UE in materia ambientale²⁵. Le procedure semplificate e migliorate dovrebbero assicurare l'attuazione rapida dei progetti infrastrutturali individuati, senza i quali l'UE non sarebbe in grado di conseguire i suoi obiettivi in materia di energia e di clima. Inoltre, dovrebbero garantire la trasparenza per le parti in causa e facilitare la **partecipazione dei cittadini** al processo decisionale, assicurando dibattiti aperti e trasparenti a livello locale, regionale e nazionale per accrescere la fiducia l'accettazione degli impianti.

²⁴ Cfr. la dichiarazione del vertice di Budapest del V4+ sulla sicurezza energetica del 24 febbraio 2010.

²⁵ Cfr. la valutazione dell'impatto che accompagna la presente comunicazione.

Il miglioramento del processo decisionale potrebbe essere conseguito mediante i seguenti strumenti:

1. la designazione di un'autorità di contatto ("**sportello unico**") per ogni progetto di interesse europeo, la quale funga da interfaccia unica tra i promotori del progetto e le competenti autorità a livello nazionale, regionale e/o locale, fatte salve le rispettive competenze. Detta autorità sarebbe incaricata di coordinare tutta la procedura di rilascio dei permessi per un dato progetto e di trasmettere alle parti in causa le informazioni necessarie sulle procedure amministrative e sul processo decisionale. In questo contesto, agli Stati membri spetterebbe la piena responsabilità dell'attribuzione dei poteri decisionali ai vari organi dell'amministrazione e ai vari livelli di governo. Per i progetti transfrontalieri, occorrerebbe esaminare la possibilità di procedure coordinate o congiunte²⁶ per migliorare la progettazione e accelerare l'autorizzazione definitiva;
2. sarà esaminata l'opportunità di introdurre un **termine massimo** per l'adozione da parte dell'autorità competente della decisione definitiva, positiva o negativa. Dato che i ritardi sono spesso dovuti all'inadeguatezza delle pratiche amministrative, occorre assicurare che ogni fase necessaria della procedura venga conclusa entro un termine predefinito, fatto salvo il pieno rispetto del diritto applicabile degli Stati membri e della normativa UE. Il termine proposto dovrebbe consentire una partecipazione precoce e effettiva dei cittadini al processo decisionale. Occorrerà inoltre chiarire e rafforzare il diritto dei cittadini di impugnare la decisione delle autorità, integrandolo chiaramente nel calendario generale. Verrà inoltre esaminata la possibilità di conferire ad un'autorità designata dallo Stato membro interessato poteri speciali di adottare entro un determinato termine la decisione definitiva, positiva o negativa, nel caso in cui la decisione non sia stata ancora adottata entro il termine prestabilito;
3. la formulazione di **orientamenti per migliorare la trasparenza e la prevedibilità** della procedura per tutte le parti interessate (ministeri, autorità locali e regionali, promotori dei progetti e popolazioni interessate). L'obiettivo sarà migliorare la comunicazione con i cittadini per assicurare una corretta comprensione dei costi e dei benefici ambientali, sociali, economici e in termini di sicurezza dell'approvvigionamento, e coinvolgere tutte le parti in causa in un dibattito trasparente e aperto in una fase precoce del processo. Potrebbero essere inclusi requisiti minimi in termini di compensazione delle popolazioni interessate. Più specificamente, occorrerebbe applicare agli impianti energetici *offshore* transfrontalieri la pianificazione spaziale marittima, per assicurare un processo di pianificazione semplice e uniforme ma basato anche su maggiori informazioni;
4. per migliorare le condizioni che consentano la realizzazione rapida delle infrastrutture necessarie, occorrerebbe esaminare la possibilità di attribuire premi o incentivi, anche di natura finanziaria, alle regioni o agli Stati membri che facilitano l'autorizzazione rapida dei progetti di interesse europeo. Andrebbero presi in considerazione anche altri meccanismi di condivisione dei benefici, ispirati dalle migliori pratiche nel settore delle energie rinnovabili²⁷.

²⁶ Tra cui in particolare la normativa UE in materia ambientale.

²⁷ Cfr., ad esempio, www.resshare.nu.

5.3. Metodi e informazioni migliori per i responsabili politici e i cittadini

Per aiutare le regioni e le parti in causa a individuare e attuare i progetti di interesse europeo, la Commissione svilupperà uno **strumento di sostegno dedicato per le politiche e i progetti** di accompagnamento alla pianificazione infrastrutturale e alle attività di sviluppo dei progetti a livello UE o regionale. Un tale strumento consentirebbe tra l'altro di elaborare modelli e previsioni per l'intero sistema energetico e congiuntamente per l'elettricità e il gas e un metodo comune per la valutazione dei progetti²⁸ in grado di tener conto delle sfide a breve e a lungo termine, che contempli in particolare il cosiddetto *climate proofing*, per facilitare l'individuazione dei progetti prioritari. La Commissione incoraggerà inoltre gli Stati membri a coordinare meglio già nelle prime fasi le vigenti procedure UE di valutazione ambientale. Inoltre, saranno sviluppati strumenti per spiegare meglio ai cittadini i benefici di specifici progetti e associarli al processo. Questi strumenti dovrebbero essere integrati da una comunicazione sui benefici dello sviluppo delle infrastrutture e delle reti intelligenti per i consumatori e i cittadini, in termini di sicurezza dell'approvvigionamento, di decarbonizzazione del settore energetico e di efficienza energetica.

5.4. Creare un quadro stabile per il finanziamento

Anche se venissero risolti tutti i problemi relativi ai permessi, è probabile che nel 2020 rimangano da finanziare **investimenti per un importo stimato a 60 miliardi di euro circa**, in particolare a causa delle esternalità positive non commerciali dei progetti di interesse regionale o europeo e dei rischi inerenti alle nuove tecnologie. Colmare questa lacuna costituirà una sfida importante ma anche il presupposto per realizzare rapidamente le infrastrutture prioritarie. Pertanto, per stimolare lo sviluppo delle infrastrutture è necessaria un'ulteriore integrazione del mercato interno dell'energia e occorre un'azione coordinata a livello UE per allentare i vincoli agli investimenti e ridurre i rischi legati ai progetti.

La Commissione propone di operare su due fronti: migliorare ulteriormente le regole di allocazione dei costi e ottimizzare la mobilitazione da parte dell'Unione europea dei finanziamenti pubblici e privati.

5.4.1. Mobilitare le fonti private grazie ad una migliore allocazione dei costi

I settori delle infrastrutture elettriche e del gas in Europa sono settori regolamentati, il cui modello economico è basato su tariffe regolamentate pagate dagli utenti, che consentono di recuperare gli investimenti realizzati (**principio "chi usa paga"**). Questo dovrebbe rimanere il principio fondamentale anche in futuro.

Il terzo pacchetto chiede alle autorità di regolamentazione di offrire ai gestori delle reti adeguati incentivi tariffari, sia a breve che a lungo termine, per migliorare l'efficienza, promuovere l'integrazione dei mercati e la sicurezza dell'approvvigionamento e sostenere le attività di ricerca collegate²⁹. Tuttavia, sebbene questa nuova disposizione possa coprire alcuni aspetti innovativi dei nuovi progetti infrastrutturali, essa non è concepita per far fronte ai principali cambiamenti tecnologici, in particolare nel settore dell'elettricità, riguardanti le reti *offshore* o le reti intelligenti.

²⁸ Cfr. ad esempio, la "Guide to cost-benefit analysis of investment projects", luglio 2008: http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/guides/cost/guide2008_en.pdf

²⁹ Cfr. l'articolo 37 della direttiva 2009/72/CE e l'articolo 41 della direttiva 2009/73/CE

Inoltre, le tariffe vengono tuttora fissate a livello nazionale e non sono pertanto sempre propizie alla realizzazione delle priorità europee. La regolamentazione dovrebbe riconoscere che a volte il modo più efficace per un gestore dei sistemi di trasmissione di soddisfare le esigenze dei clienti è investire in una rete al di fuori del suo territorio. La fissazione di tali principi in materia di allocazione transfrontaliera dei costi è essenziale per la piena integrazione delle reti energetiche europee.

La mancanza di principi convenuti a livello europeo renderà questo compito difficile, in particolare data la necessità di un'uniformità a lungo termine. Nel 2011 la Commissione intende proporre **orientamenti o una proposta legislativa in materia di allocazione dei costi** dei principali progetti tecnologici complessi o transfrontalieri, tramite disposizioni in materia di tariffe e investimenti.

Le autorità di regolamentazione devono convenire principi comuni in materia di allocazione dei costi degli investimenti nelle interconnessioni e delle tariffe correlate. Per quanto riguarda l'elettricità, occorrerebbe esaminare la possibilità di sviluppare mercati a lungo termine per le capacità di trasmissione transfrontaliere, mentre nel settore del gas i costi degli investimenti potrebbero essere allocati a gestori dei sistemi di trasmissione nei paesi limitrofi, sia per gli investimenti normali (basati sulla domanda del mercato) che per quelli motivati dalla sicurezza dell'approvvigionamento.

5.4.2. Ottimizzare la mobilitazione delle fonti pubbliche e private riducendo i rischi per gli investitori

In occasione del riesame del bilancio, la Commissione ha sottolineato la necessità di massimizzare l'impatto dell'intervento finanziario europeo, che dovrà fungere da catalizzatore nel mobilitare e raggruppare le risorse finanziarie pubbliche e private per le infrastrutture di interesse europeo. Occorre massimizzare i profitti delle imprese a fronte di risorse limitate, allentare i vincoli a carico degli investitori, ridurre i rischi connessi ai progetti, abbassare i costi di finanziamento e facilitare l'accesso ai capitali. Viene proposto un approccio "su due fronti".

Innanzitutto, la Commissione continuerà a rafforzare i partenariati dell'UE con le istituzioni finanziarie internazionali e a **basarsi sulle attuali iniziative congiunte di assistenza finanziaria e tecnica**³⁰. La Commissione presterà particolare attenzione allo sviluppo di sinergie con questi strumenti e, per alcuni di essi, esaminerà la possibilità di adattarne i principi al settore delle infrastrutture energetiche.

In secondo luogo, fatta salva la proposta della Commissione per il prossimo quadro finanziario pluriennale post-2013, previsto per il giugno 2011, e tenendo conto dei risultati del riesame del bilancio³¹, per quanto riguarda l'inserimento delle priorità energetiche nei diversi programmi, la Commissione intende proporre un nuovo insieme di strumenti. Questi strumenti dovrebbero combinare meccanismi finanziari esistenti e innovativi che siano **differenti, flessibili e adeguati alle esigenze finanziarie e ai rischi specifici che gravano sui progetti nelle varie fasi del loro sviluppo**. Oltre alle forme tradizionali di sostegno (sovvenzioni, tassi di interesse agevolati), si potrebbero proporre soluzioni innovative basate sul mercato per far fronte alla mancanza di capitali propri e di finanziamenti mediante

³⁰ In particolare Marguerite, lo strumento di garanzia dei prestiti per i progetti TEN-T, il meccanismo di finanziamento con ripartizione dei rischi, Jessica, Jaspers.

³¹ Riesame del bilancio UE, adottato il 19 ottobre 2010.

emissione di debito. Verranno esaminate in particolare le seguenti opzioni: acquisizione di partecipazioni e sostegno ai fondi infrastrutturali, meccanismi mirati per le obbligazioni per il finanziamento di progetti, opzione di sperimentazione di un meccanismo avanzato di pagamento delle capacità relative alla rete, meccanismi di ripartizione dei rischi (in particolare dei nuovi rischi tecnologici) e garanzie dei prestiti mediante partenariati pubblico-privato. Particolare attenzione sarà prestata alla promozione degli investimenti in progetti che contribuiscono al conseguimento degli obiettivi 2020 o che varcano i confini dell'UE, in progetti che consentano la diffusione di nuove tecnologie, quali le reti intelligenti, e in altri progetti i cui benefici su scala UE non possono essere generati unicamente dal mercato.

6. CONCLUSIONI E PROSPETTIVE

I limiti alle possibilità di finanziamento pubblico e privato nel corso dei prossimi anni non dovrebbero essere una scusa per procrastinare la costruzione delle infrastrutture individuate e per la realizzazione dei relativi investimenti. Infatti, gli attuali investimenti sono una condizione necessaria per futuri risparmi, il che consentirà di ridurre il costo complessivo del conseguimento dei nostri obiettivi politici.

Sulla base delle opinioni espresse dalle istituzioni e dalle parti in causa sul presente piano, nel 2011 la Commissione intende preparare iniziative appropriate, nel quadro delle sue proposte per il prossimo quadro finanziario pluriennale. Tali proposte affronteranno gli aspetti regolamentari e finanziari individuati nella comunicazione, in particolare tramite uno strumento per la sicurezza e le infrastrutture energetiche e l'integrazione delle priorità energetiche in diversi programmi.

ALLEGATO

Priorità proposte in materia di infrastrutture energetiche per il 2020 e oltre

1. INTRODUZIONE

Il presente allegato contiene informazioni tecniche sulle priorità infrastrutturali europee, presentate al capitolo 4 della presente comunicazione, sullo stato di avanzamento della loro attuazione e sulle prossime tappe necessarie. Le priorità scelte trovano le loro origini nei cambiamenti e nelle sfide principali che il settore energetico europeo dovrà affrontare nei prossimi decenni, indipendentemente dalle incertezze sull'offerta e sulla domanda di alcune fonti di energia.

La sezione 2 illustra l'evoluzione prevista dell'offerta e della domanda per ogni settore energetico considerato nella presente comunicazione. Gli scenari sono basati sulla relazione dal titolo "*EU energy trends to 2030 - update 2009*"³², basata sul modello PRIMES, ma tengono anche conto di altri scenari tracciati da altre parti interessate. Mentre lo scenario di riferimento PRIMES per il 2020 è basato su un insieme di politiche decise dall'UE, che tengono conto in particolare di due obiettivi giuridicamente vincolanti (20% di energie rinnovabili nel consumo finale di energia e riduzione del 20% delle emissioni di gas a effetto serra rispetto al 1990 nel 2020), lo scenario di base PRIMES si basa unicamente sulla prosecuzione delle politiche vigenti, con cui i predetti obiettivi non sono raggiunti. Per il periodo tra il 2020 e il 2030 il modello PRIMES parte dall'ipotesi che non vengano adottate nuove misure politiche. Queste evoluzioni permettono di individuare le principali tendenze che faranno da traino allo sviluppo delle infrastrutture nei prossimi decenni³³.

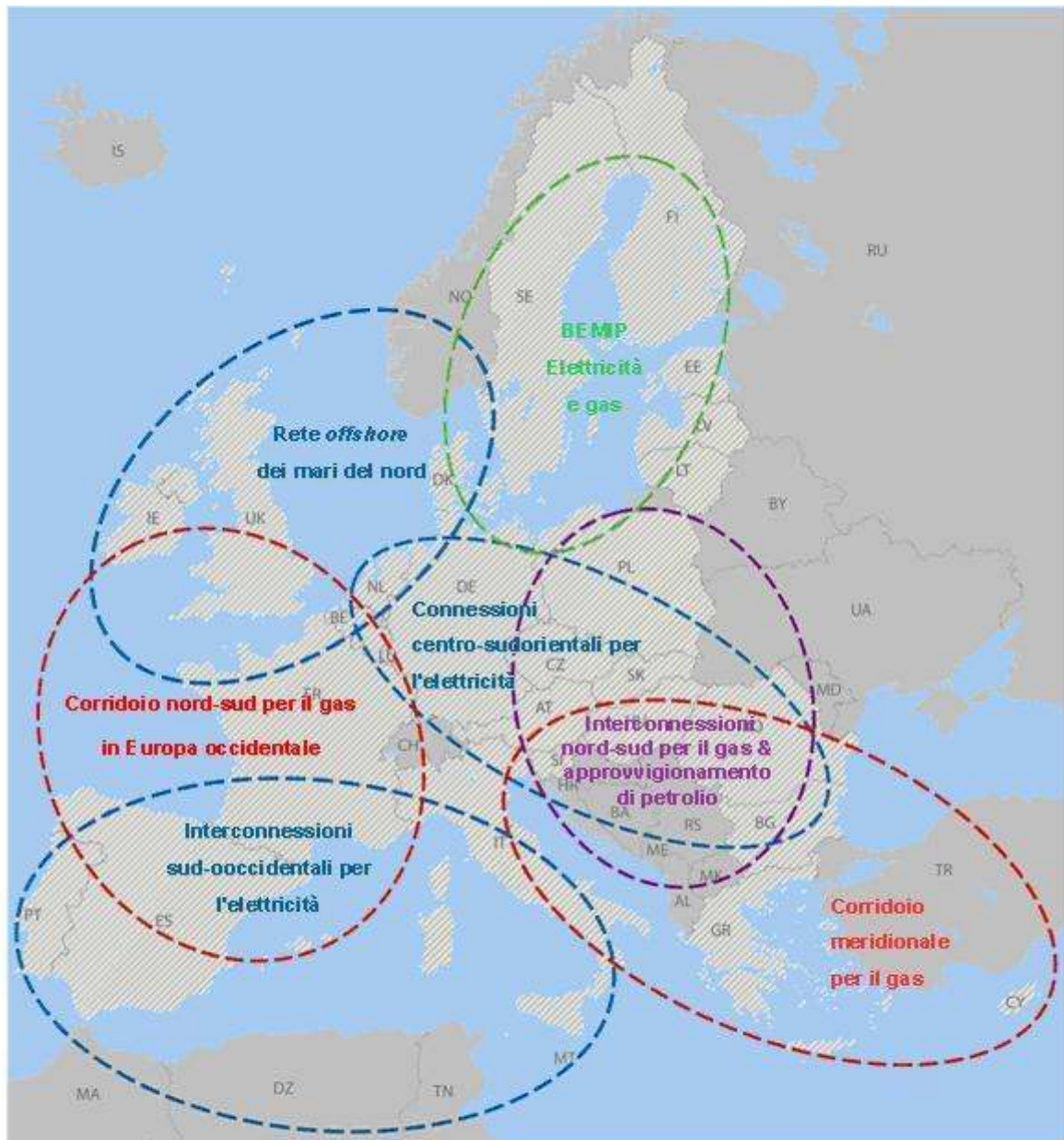
Nelle sezioni 3 e 4 vengono esaminate le priorità in materia di infrastrutture (carta 1) individuate nella comunicazione, esaminando la situazione e le sfide cui bisogna far fronte in ogni singolo caso e fornendo, se necessario, spiegazioni tecniche sulle raccomandazioni formulate nella comunicazione. Va da sé che la presentazione delle priorità varia in funzione dei seguenti elementi:

- natura e stato di avanzamento: alcune priorità riguardano progetti infrastrutturali molto specifici, che in alcuni casi possono essere in una fase di preparazione e di sviluppo molto avanzata; altre riguardano idee più generali e spesso nuove che richiederanno un notevole lavoro supplementare prima di tradursi in progetti concreti;
- portata: le priorità si concentrano per la maggior parte su una determinata regione geografica, mentre le autostrade elettriche e le reti di CO₂ coprono potenzialmente molti, o tutti, gli Stati membri dell'UE; tuttavia, le reti intelligenti sono una priorità tematica su scala UE;
- livello di partecipazione proposto nelle raccomandazioni: in funzione della natura e dello stato di avanzamento delle priorità, le raccomandazioni si concentrano sugli sviluppi concreti o illustrano una più vasta gamma di questioni, tra cui aspetti

³² http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2030_update_2009.pdf.

³³ In mancanza di ulteriori misure politiche e sulla base di determinate ipotesi.

riguardanti la cooperazione regionale, la pianificazione e la regolamentazione, la normalizzazione e la struttura del mercato o le attività di ricerca e sviluppo.



Carta 1: corridoi prioritari per l'elettricità, il gas e il petrolio

2. EVOLUZIONE DELLA DOMANDA E DELL'OFFERTA DI ENERGIA

L'ultimo aggiornamento della relazione "EU energy trends to 2030 - update 2009"³⁴ basata sul modello PRIMES prevede una leggera crescita del consumo di energia primaria entro il 2030, secondo il cosiddetto scenario di base (figura 1), mentre la crescita dovrebbe restare sostanzialmente stabile secondo lo scenario di riferimento³⁵ (figura 2). Occorre osservare che queste proiezioni non includono le politiche in materia di efficienza energetica che dovranno essere attuate a partire dal 2010, un possibile rafforzamento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni a -30% entro il 2020³⁶ o ulteriori politiche in materia di trasporti che verranno adottate oltre al regolamento sulle emissioni di CO₂ e le autovetture. Pertanto, occorre piuttosto considerarli come limiti superiori della prevista domanda di energia.

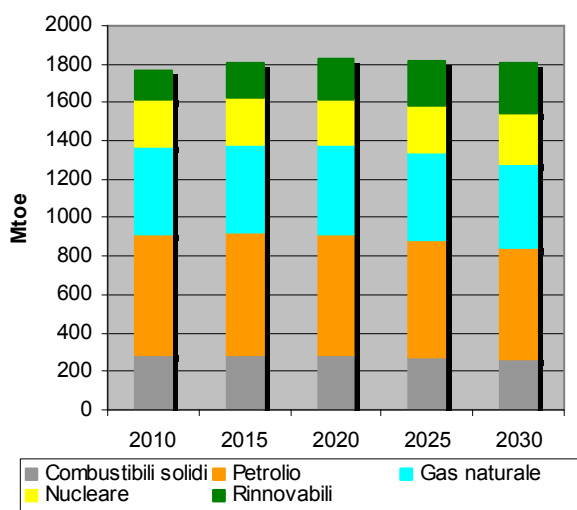


Figura 1: consumo di energia primaria per combustibile (Mtep), scenario di base PRIMES

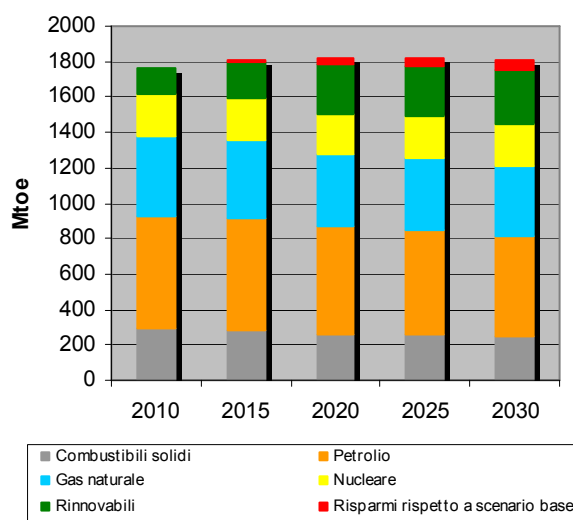


Figura 2: consumo di energia primaria per combustibile (Mtep), scenario di riferimento PRIMES

³⁴ http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2030_update_2009.pdf.

³⁵ Quest'ultimo scenario parte dall'ipotesi del conseguimento dei due obiettivi vincolanti in materia di energie rinnovabili e di riduzione delle emissioni. Nello scenario di base PRIMES, basato unicamente sull'ipotesi della prosecuzione delle politiche già attuate, questi obiettivi non sono raggiunti.

³⁶ Cfr., per un'analisi più dettagliata delle relative implicazioni, il documento di lavoro dei servizi della Commissione che accompagna la comunicazione della Commissione dal titolo "Analisi delle ipotesi di intervento per una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra superiore al 20% e valutazione del rischio di ricalizzazione delle emissioni di carbonio", COM(2010) 265. Informazioni generali e analisi Parte II – SEC(2010) 650.

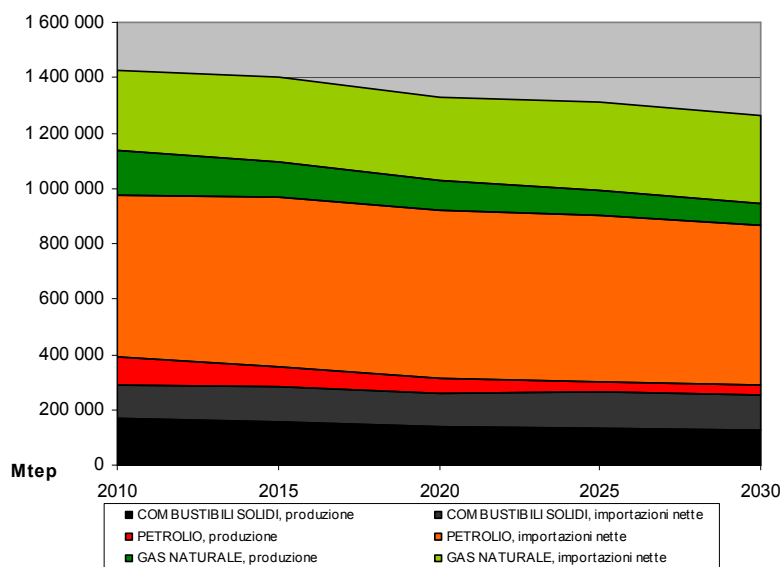


Figura 3: consumo di combustibili fossili dell'UE-27 per origine in Mtep (compresi i combustibili per uso a bordo), scenario di riferimento PRIMES

In questi scenari la parte del carbone e del petrolio nel mix energetico complessivo diminuisce entro il 2030, mentre la domanda di gas rimane piuttosto stabile fino al 2030. La parte delle energie rinnovabili nel consumo di energia primaria e finale dovrebbe aumentare significativamente, mentre il contributo dell'energia nucleare, equivalente a circa il 14% del consumo di energia primaria, dovrebbe rimanere stabile. La dipendenza dell'UE dalle importazioni di combustibili fossili si manterrà elevata per il petrolio e il carbone e aumenterà per il gas, come illustrato nella figura 3.

Per quanto riguarda il **gas**, la dipendenza dalle importazioni è già elevata e continuerà a crescere per raggiungere circa il 73-79% del consumo entro il 2020 e l'81-89%³⁷ entro il 2030, soprattutto a causa dell'esaurimento delle risorse endogene. A seconda dei vari scenari, le importazioni supplementari variano da 44 Mtep a 148 Mtep entro il 2020 e da 61 a 221 Mtep entro il 2030 (rispetto al 2005).

Sarà necessaria una maggiore flessibilità a causa del ruolo crescente del gas come principale combustibile ausiliario per la produzione variabile di elettricità. Ciò significa un utilizzo più flessibile dei sistemi dei gasdotti e fabbisogno di capacità di stoccaggio supplementari, entrambi in termini di volume utile, nonché di capacità di prelievo e di immissione e la necessità di un approvvigionamento flessibile, tra l'altro mediante GNL/GNC.

Il regolamento recentemente adottato sulla sicurezza dell'approvvigionamento richiede investimenti infrastrutturali per aumentare la resilienza e la solidità del sistema del gas in caso di interruzione della fornitura. Gli Stati membri devono rispettare due standard infrastrutturali: N-1 e il flusso inverso. La formula N-1 descrive la capacità tecnica delle infrastrutture del gas di soddisfare l'integralità della domanda di gas in caso di problemi alla più importante infrastruttura di fornitura del gas, in una giornata caratterizzata da una domanda di gas eccezionalmente elevata, una probabilità statistica che si verifica una volta

³⁷ Tutte le cifre inferiori si riferiscono allo scenario di riferimento PRIMES, mentre le cifre superiori provengono dallo scenario ambientale di Eurogas, pubblicato nel maggio 2010, basato su una raccolta di tipo ascendente delle stime dei membri di Eurogas.

ogni 20 anni. La N-1 può essere soddisfatta a livello nazionale o regionale, ed uno Stato membro può anche utilizzare misure relative alla produzione e alla domanda. Il regolamento impone anche che sia disponibile una capacità fisica bidirezionale permanente su tutte le interconnessioni transfrontaliere tra gli Stati membri (eccetto per i collegamenti a GNL, produzione o distribuzione).

Attualmente cinque paesi non rispettano il criterio N-1 (Bulgaria, Slovenia, Lituania, Irlanda e Finlandia), se si tiene conto dei progetti in corso nel quadro del programma energetico europeo per la ripresa, ma escludendo le misure relative alla domanda³⁸. Per quanto riguarda gli investimenti in materia di flusso inverso, secondo uno studio sull'argomento di *Gas Transmission Europe* (luglio 2009), in Europa sono stati individuati 45 progetti definiti essenziali per migliorare il flusso inverso tra e negli Stati membri e per accrescere la flessibilità nel trasporto di gas dove è necessario. La principale sfida è finanziare progetti che consentano di rispettare gli obblighi in materia di infrastrutture, in particolare quando le infrastrutture non sono richieste dal mercato.

La domanda di **petrolio** dovrebbe registrare due evoluzioni diverse in parallelo: calo nei paesi dell'UE-15 e crescita costante nei nuovi Stati membri, dove la domanda dovrebbe aumentare del 7,8% tra il 2010 e il 2020.

Le principali sfide per le infrastrutture **elettriche** sono la domanda in aumento e la crescente quota di produzione da fonti rinnovabili, oltre alle maggiori esigenze in termini di integrazione dei mercati e di sicurezza dell'approvvigionamento. La produzione lorda di elettricità nell'UE-27 dovrebbe crescere di almeno il 20%, passando da circa 3 362 TWh nel 2007 a 4 073 TWh nel 2030, secondo lo scenario di riferimento PRIMES, e a 4 192 TWh secondo lo scenario di base PRIMES, anche senza tenere conto dei possibili effetti del forte sviluppo della mobilità elettrica. La quota delle energie rinnovabili nella produzione lorda di elettricità dovrebbe situarsi intorno al 33% nel 2020 secondo lo scenario di riferimento, di cui le fonti variabili (energia eolica e solare) potrebbero rappresentare circa il 16%³⁹.

³⁸ Cfr. la valutazione dell'impatto disponibile all'indirizzo:
http://ec.europa.eu/energy/security/gas/new_proposals_en.htm.

³⁹ Le cifre per il 2030 sono 36% e 20%. Occorre notare che lo scenario di riferimento per il 2030 non tiene conto delle eventuali politiche future in materia di energie rinnovabili nell'UE o in singoli Stati membri dopo il 2020.

La figura 4 illustra l'evoluzione della produzione lorda di elettricità per fonte secondo lo scenario di riferimento PRIMES nel periodo 2010-2030:

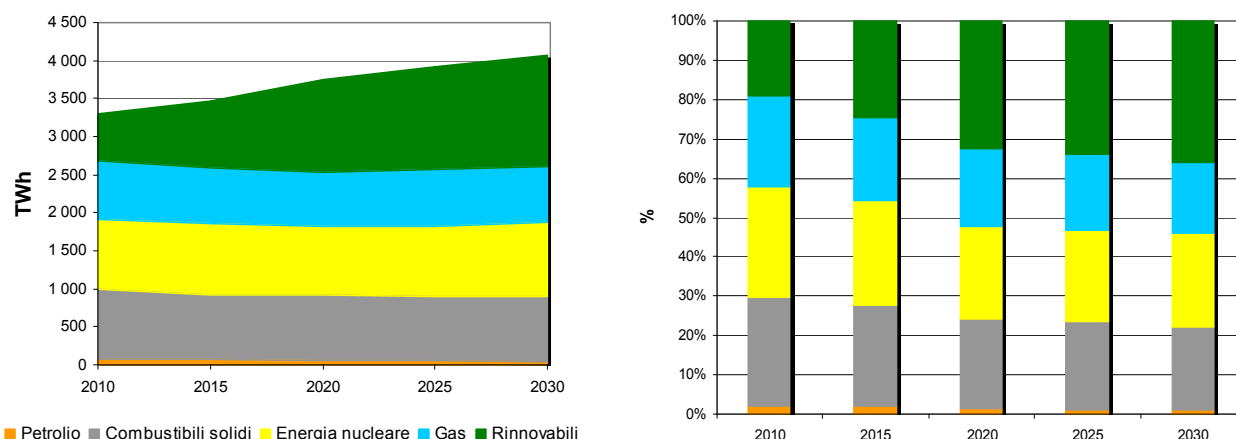


Figura 4: mix di produzione lorda di elettricità 2000-2030, per fonte in TWh (a sinistra) e corrispondenti quote delle fonti in % (a destra), scenario di riferimento PRIMES

Informazioni più dettagliate riguardanti il periodo fino al 2020 sono contenute nei piani di azione nazionali per le energie rinnovabili che gli Stati membri devono trasmettere alla Commissione ai sensi dell'articolo 4 della direttiva 2009/28/CE. Sulla base dei primi 23 piani di azione nazionali, e in gran parte in linea con i risultati dello scenario di riferimento PRIMES per il 2020, ci saranno nel 2020 circa 460 GW di capacità elettrica installata da fonti rinnovabili nei 23 Stati membri interessati⁴⁰, contro soltanto 244 GW circa attualmente⁴¹. Circa il 63% del totale deriverà da fonti energetiche variabili come l'eolico (200 GW, pari al 43%) e il solare (90 GW, di cui circa 7 GW di energia solare concentrata, pari al 20%) (tabella 1).

Tipo di fonte rinnovabile	Capacità installata nel 2010 (GW)	Capacità installata nel 2020 (GW)	Quota nel 2020 (%)	Variazione 2010-2020 (%)
Idroelettrica	116,9	134,2	29%	15%
Eolico	82,6	201	43%	143%
Solare	25,8	90	19%	249%
Biomassa	21,2	37,7	8%	78%
Altro	1	3,6	1%	260%
TOTALE	247,5	466,5	100%	88%

Tabella 1: evoluzione prevista della capacità installata da fonti rinnovabili in GW, 2010-2020

⁴⁰ Austria, Bulgaria, Repubblica ceca, Cipro, Germania, Danimarca, Grecia, Spagna, Finlandia, Francia, Irlanda, Italia, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Malta, Paesi Bassi, Portogallo, Romania, Svezia, Slovenia, Slovenia e Regno Unito

⁴¹ "Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States" aggiornamento per 19 paesi. L.W.M. Beurskens, M. Hekkenberg. Energy Research Centre of the Netherlands, Agenzia europea dell'ambiente, 10 settembre 2010. Disponibile all'indirizzo: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2010/e10069.pdf>

Le energie rinnovabili nei 23 Stati membri dovrebbero rappresentare una produzione di elettricità superiore a 1 150 TWh, di cui circa il 50% da fonti variabili (tabella 2).

Tipo di fonte rinnovabile	Produzione nel 2010 (TWh)	Produzione nel 2020 (TWh)	Quota nel 2020 (%)	Variazione 2010-2020 (%)
Idroelettrica	342.1	364.7	32%	7%
Eolico	160.2	465.8	40%	191%
Biomassa	103.1	203	18%	97%
Solare	21	102	9%	386%
Altro	6.5	16.4	1%	152%
TOTALE	632.9	1151.9	100%	82%

Tabella 2: evoluzione prevista della produzione di elettricità da fonti rinnovabili in GW, 2010-2020

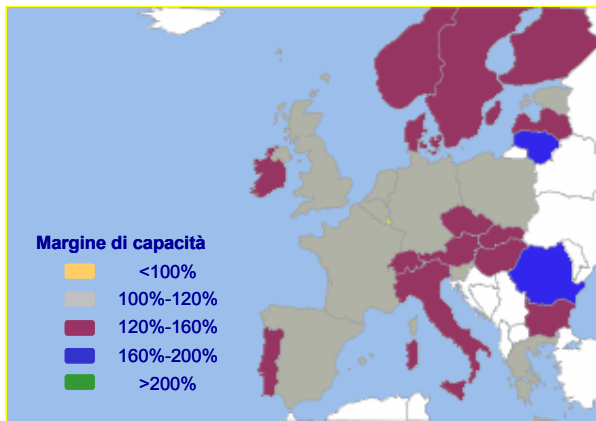
L'aumento delle capacità e della produzione dell'eolico si concentrerà in gran parte in Germania, Regno Unito, Spagna, Francia, Italia e Paesi Bassi, mentre l'aumento delle capacità e della produzione del solare sarà ancora più concentrato in Germania e in Spagna, e in misura inferiore in Italia e in Francia.

Accanto alle fonti rinnovabili, i combustibili fossili continueranno ad avere un ruolo nel settore elettrico. Pertanto, per assicurare la compatibilità dell'impiego dei combustibili fossili nei settori elettrico e industriale con gli obblighi di attenuazione dei cambiamenti climatici potrebbe essere necessaria l'applicazione delle tecnologie **di cattura e stoccaggio di CO₂ (CCS)** su vasta scala e a livello transeuropeo. Gli scenari PRIMES prevedono il trasporto di circa 36 milioni di tonnellate di CO₂ entro il 2020, sulla base delle politiche vigenti, e di 50-272 milioni di tonnellate⁴² entro il 2030 con la generalizzazione dell'introduzione e della diffusione delle CCS.

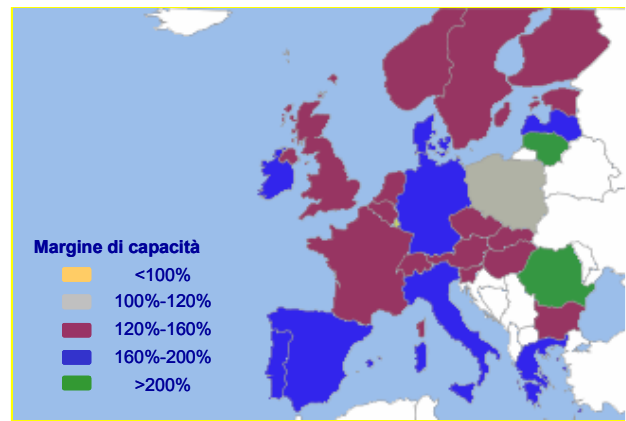
Secondo l'analisi effettuata dal KEMA e dall'Imperial College di Londra sulla base dello scenario di riferimento PRIMES, la capacità di produzione elettrica nel 2020 dovrebbe essere sufficiente a soddisfare la domanda di punta in praticamente tutti gli Stati membri, nonostante lo sviluppo della produzione variabile da fonti rinnovabili (carta 2 e carta 3⁴³). Tuttavia, sebbene non dovrebbero essere necessarie importazioni per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento degli Stati membri, una maggiore integrazione dei 27 sistemi elettrici europei potrebbe ridurre sensibilmente le tariffe e accrescere l'efficienza complessiva, mediante la riduzione dei costi di bilanciamento dell'offerta e della domanda in qualsiasi momento.

⁴² 50 milioni di tonnellate secondo lo scenario di riferimento PRIMES, 272 milioni di tonnellate secondo lo scenario di base PRIMES, dato il prezzo superiore della CO₂.

⁴³ Le carte illustrano i margini di capacità, ossia il rapporto capacità continua (escluse le fonti rinnovabili variabili)/capacità totale (comprese le fonti rinnovabili variabili) contro picchi di domanda di elettricità, secondo i modelli del KEMA e dell'Imperial College di Londra per tutti gli Stati membri dell'UE, la Norvegia e la Svizzera nel 2020, sulla base dello scenario di riferimento PRIMES (fonte: KEMA e Imperial College di Londra).



Carta 2: capacità continua contro picchi di domanda nel 2020, scenario di riferimento PRIMES



Carta 3: capacità totale contro picchi di domanda nel 2020, scenario di riferimento PRIMES

L'evoluzione degli scambi transfrontalieri di elettricità è rappresentata sulla carta 4 e sulla carta 5⁴⁴. Secondo lo scenario di riferimento PRIMES, l'attuale modello generale delle esportazioni e importazioni di elettricità dovrebbe rimanere invariato fino al 2020 per la maggior parte degli Stati membri.



Carta 4: situazione in termini di importazioni/esportazioni nette all'inverno 2020 (da ottobre a marzo), scenario di riferimento PRIMES



Carta 5: situazione in termini di importazioni/esportazioni nette all'estate 2020 (da aprile a settembre), scenario di riferimento PRIMES

Da ciò risulterebbe il fabbisogno di capacità di interconnessione tra gli Stati membri che di seguito indicato, basato sull'ottimizzazione dell'attuale rete elettrica europea descritta nel piano pilota decennale di sviluppo della rete presentato dalla rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione per l'elettricità (ENTSO-E)⁴⁵ (carta 6). Occorre tuttavia osservare che questo fabbisogno è stato calcolato sulla base di ipotesi semplificatrici⁴⁶ e deve essere considerato unicamente a titolo indicativo. I risultati potrebbero anche essere notevolmente diversi se il sistema energetico europeo venisse ottimizzato sulla base di una rete europea di

⁴⁴ Fonte: KEMA e Imperial College di Londra.

⁴⁵ <https://www.entsoe.eu/index.php?id=282>

⁴⁶ Per la modellizzazione della rete l'Imperial College di Londra e il KEMA hanno seguito un approccio a "centro di gravità", secondo il quale la rete elettrica di ogni Stato membro è rappresentata da un solo nodo, da e verso cui è calcolata la capacità di trasmissione. Il relativo modello di investimento confronta i costi dell'espansione della rete tra gli Stati membri e i costi degli investimenti per ampliare la capacità di produzione, sulla base di alcune ipotesi sui costi dei fattori produttivi, e su questa base valuta il livello ottimale dei costi di interconnessione tra gli Stati membri.

nuova concezione pienamente integrata in sostituzione delle attuali reti elettriche a vocazione nazionale.



Carta 6: fabbisogno di capacità di interconnessione nel 2020 in MW⁴⁷, scenario di riferimento PRIMES (fonte: KEMA, Imperial College di Londra)

3. CORRIDOI PRIORITARI PER L'ELETTRICITÀ, IL GAS E IL PETROLIO

3.1. Preparare la rete elettrica europea per il 2020

3.1.1. Rete offshore nei mari del nord

Il secondo riesame strategico della politica energetica del 2008 ha indicato la necessità di una strategia coordinata per lo sviluppo della rete *offshore*: “(...) si dovrebbe elaborare una **bozza di rete di trasmissione offshore nel Mare del Nord** per collegare tra loro le reti nazionali di elettricità dell'Europa nordoccidentale e inserirvi i numerosi progetti previsti in materia di energia eolica offshore”⁴⁸. Nel dicembre 2009 nove Stati membri e la Norvegia⁴⁹ hanno

⁴⁷ Per maggiore chiarezza, le seguenti capacità di interconnessione non sono rappresentate sulla carta: Austria-Svizzera (470 MW); Belgio-Lussemburgo (1000 MW); Germania-Lussemburgo (980 MW); Norvegia-Germania (1400 MW); Svizzera-Austria (1200 MW).

⁴⁸ COM(2008) 781. La comunicazione ha anche sottolineato che “[la rete di trasmissione offshore nel Mare del Nord] dovrebbe diventare (...) uno dei pilastri di una futura super rete europea. Nella bozza si dovrebbero definire gli interventi e la tempistica richiesti, nonché eventuali provvedimenti ad hoc da adottare. Dovrebbe essere elaborata dagli Stati membri e dalle parti interessate a livello regionale, eventualmente con il sostegno della Comunità.” Nelle conclusioni del Consiglio “Energia” del 19 febbraio 2009 è stato precisato che il piano dovrebbe coprire il Mare del Nord (compresa la regione della Manica) e il Mare d’Irlanda.

⁴⁹ Partecipano all’iniziativa i seguenti paesi: Belgio, Paesi Bassi, Lussemburgo, Germania, Francia, Danimarca, Svezia, Regno Unito, Irlanda e Norvegia.

firmato una dichiarazione politica sull'iniziativa della rete *offshore* dei paesi dei mari del nord (*North Seas Countries Offshore Grid Initiative* - NSCOGI) avente l'obiettivo di coordinare lo sviluppo delle infrastrutture e dell'eolico nei mari del nord. Nei nove stati membri dell'UE si concentrerà il 90% circa dello sviluppo dell'eolico *offshore* nell'Unione. Secondo le informazioni contenute nei loro piani di azione nazionali per le energie rinnovabili, nel 2020 la potenza installata dovrebbe salire a 38,2 GW (1,7 GW da altre energie marine rinnovabili) e la produzione crescere a 132 TWh⁵⁰. L'eolico *offshore* potrebbe rappresentare il 18% della produzione di elettricità da fonti rinnovabili in questi nove paesi.

La ricerca applicata dimostra che la pianificazione e lo sviluppo di infrastrutture di reti *offshore* nei mari del nord possono essere ottimizzati soltanto mediante un forte approccio regionale. Il raggruppamento di parchi eolici in poli potrebbe diventare una soluzione interessante rispetto a singoli collegamenti radiali in caso di impianti lontani dalla costa e concentrati nella stessa zona⁵¹. Pertanto i paesi che soddisfano queste condizioni, quale la Germania, potrebbero ridurre i costi di connessione dei parchi eolici *offshore* fino al 30%. Per l'area del Mare del Nord nel suo complesso, la riduzione dei costi potrebbe essere del 20% entro il 2030⁵². Per conseguire questa riduzione dei costi è assolutamente necessario uno sviluppo dell'eolico *offshore* che sia maggiormente coordinato e pianificato e geograficamente più concentrato, con un coordinamento transfrontaliero. Ciò permetterebbe anche di raccogliere i benefici combinati del collegamento dei parchi eolici e delle interconnessioni transfrontaliere⁵³, se la capacità di collegamento è ben dimensionata e genera pertanto un beneficio netto. Lo sviluppo *offshore* influenzerà fortemente l'esigenza di potenziamenti e di espansione delle reti terrestri, in particolare in Europa centro-orientale,

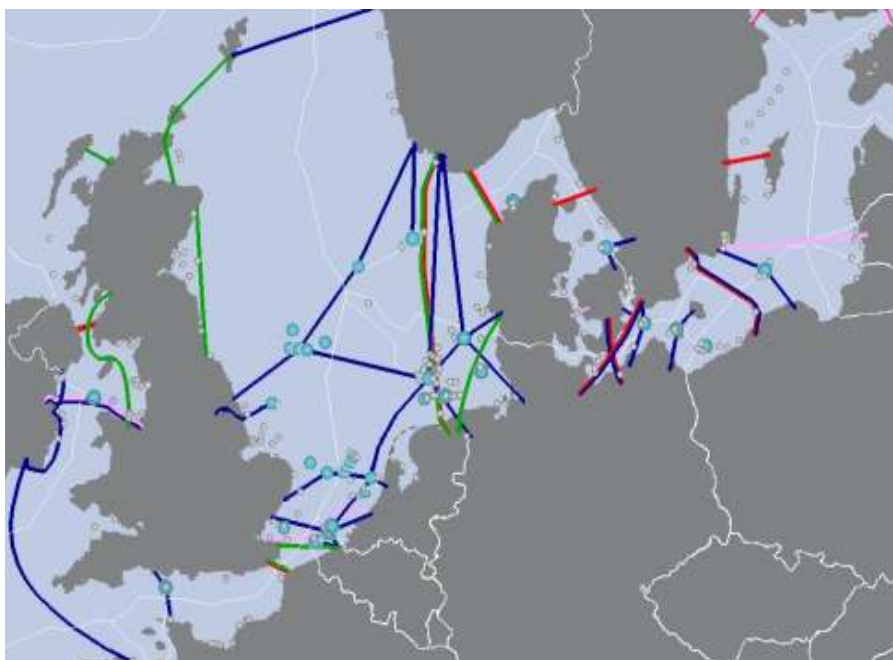
⁵⁰ L'Irlanda ha anche preparato uno scenario di base ed uno scenario di esportazione più ambizioso. Secondo quest'ultimo scenario, le cifre rispettive sarebbero le seguenti: più di 40 GW per l'eolico *offshore*, 2,1 GW per le altre energie marine rinnovabili, per una produzione di 139 TWh nel 2020. Per l'UE nel suo complesso (tenendo conto dello scenario di base dell'Irlanda) la capacità installata di eolico *offshore* è stimata a più di 42 GW nel 2020, con una possibile produzione annua di elettricità di più di 137 TWh.

⁵¹ Sulla base di un'analisi costi benefici, lo studio *OffshoreGrid*, realizzato da 3E & partners e finanziato dal programma «Energia intelligente — Europa», arriva alla conclusione che le connessioni radiali della rete sono interessanti fino a 50 km dal punto di connessione terrestre. Per distanze superiori (da 50 a 150 km) a partire dal punto di connessione terrestre, la concentrazione dei parchi eolici è un fattore determinante dei vantaggi del raggruppamento. Se la capacità installata si trova in un raggio di 20 km (40 km in alcuni casi) attorno al polo, e se è nell'ordine del carico massimo disponibile per i cavi ad alta tensione di corrente continua, un raggruppamento tramite un collegamento al polo risulta utile. Per distanze superiori a 150 km, i poli per le reti *offshore* sono considerati una soluzione tipica. Maggiori informazioni sono disponibili all'indirizzo seguente: www.offshoregrid.eu. Questi risultati sembrano essere confermati a livello degli Stati membri: i vantaggi del raggruppamento o di una concezione più modulare sono stati esaminati nei Paesi Bassi nell'ambito della seconda fase di sviluppo dell'eolico *offshore*. Date le limitate dimensioni dei parchi eolici e la loro prossimità alla costa, la valutazione ha tuttavia dimostrato che in questa fase il raggruppamento non costituisce l'approccio più efficace.

⁵² Secondo lo studio *OffshoreGrid*, un forte sviluppo delle infrastrutture per le reti *offshore* costerebbe 32 miliardi di euro fino al 2020 e fino a 90 miliardi di euro fino al 2030, nel caso dei collegamenti radiali. Nel caso del raggruppamento, il costo delle infrastrutture potrebbe essere ridotto a 75 miliardi di euro entro il 2030.

⁵³ Lo sviluppo integrato potrebbe seguire due principali assi. Qualora venga sviluppato in primo luogo un interconnettore, i parchi eolici potrebbero esservi collegati successivamente. Qualora vengano sviluppate prima le connessioni per i parchi eolici, si potrebbero sviluppare successivamente interconnettori tra poli, anziché costruire nuovi interconnettori da costa a costa.

come evidenziato nella priorità 3. La carta 7 illustra una possibile configurazione della rete *offshore* elaborata dallo studio *OffshoreGrid*⁵⁴.



Carta 7: illustrazione di una possibile configurazione della rete nei mari del nord e nel Mar Baltico (scenario “approccio misto” che indica le linee di trasmissione esistenti (in rosso), previste (in verde) e messe in servizio (in rosa), nonché le linee supplementari (in blu) necessarie secondo i calcoli dello studio *OffshoreGrid*)

Dagli attuali piani di sviluppo degli impianti *offshore* in alcuni Stati membri emerge che lo sviluppo nei mari del nord avverrà in misura considerevole lungo i limiti delle acque territoriali di diversi Stati membri, o a cavallo tra di essi, il che potrebbe sollevare problemi di pianificazione e di regolamentazione a livello europeo⁵⁵. Sarà necessario procedere a potenziamenti della rete terrestre europea per permettere la trasmissione dell'elettricità ai principali centri di consumo nell'entroterra. Tuttavia, il piano pilota decennale di sviluppo della rete della ENTSO-E non include una valutazione adeguata dell'infrastruttura che sarà necessaria per connettere le capacità di futuri impianti eolici *offshore*. La ENTSO-E si è impegnata ad affrontare questa questione urgente in modo più approfondito nella seconda edizione del suo piano pilota decennale di sviluppo della rete che verrà pubblicato nel 2012.

Gli Stati membri hanno adottato o prevedono di adottare approcci diversi in merito allo sviluppo della rete *offshore*. La maggior parte degli Stati membri (Germania, Danimarca, Francia, Svezia, Irlanda) ha conferito il compito di provvedere all'estensione *offshore* delle reti terrestri ai gestori nazionali dei sistemi di trasmissione. Il Regno Unito ha deciso per il momento di indire una gara di appalto per ogni singolo nuovo impianto eolico *offshore*⁵⁶. In Belgio e nei Paesi Bassi lo sviluppo della rete è affidato per il momento alle imprese

⁵⁴ *Work package D4.2 "Four Offshore Grid scenarios for the North and Baltic Sea"* (studio *OffshoreGrid*, luglio 2010). Maggiori informazioni sono disponibili all'indirizzo: http://www.offshoregrid.eu/images/pdf/pr_pr100978_d4%202_20100728_final_secured.pdf.

⁵⁵ Occorre sviluppare soluzioni integrate che associno collegamenti di impianti eolici *offshore* e interconnessioni di scambio verso un altro paese, o connessioni transfrontaliere di un impianto eolico (installato nelle acque territoriali di un paese, ma connesso alla rete di un altro paese).

⁵⁶ Tutte le imprese possono partecipare a queste gare d'appalto, il che crea condizioni di concorrenza per lo sviluppo e la gestione della nuova rete.

costruttrici del parco eolico. Inoltre, i vigenti quadri normativi nazionali incoraggiano esclusivamente le soluzioni punto a punto che consentono la connessione dei parchi eolici ad un punto di connessione terrestre, allo scopo di minimizzare i costi di connessione di ogni progetto. La vigente normativa nazionale non copre né la connessione di raggruppamenti di parchi eolici mediante un polo, con l'offerta di una capacità avanzata di approvvigionamento e il rischio tecnologico associati. Infine, non si verifica l'ottimizzazione transfrontaliera, mirante a facilitare il commercio dell'elettricità tra due o più Stati membri.

Di conseguenza, non vengono sfruttate le opportunità offerte da un approccio regionale di sviluppo di un'infrastruttura *offshore* e terrestre integrata, né le sinergie offerte dal commercio internazionale dell'elettricità. A lungo termine questa situazione potrebbe portare a soluzioni subottimali e più costose.

Altri problemi connessi allo sviluppo di una rete *offshore* riguardano le procedure di rilascio dei permessi e la struttura del mercato. Per quanto riguarda altri progetti infrastrutturali, le procedure di autorizzazione sono spesso frammentate, anche in uno stesso paese. La realizzazione di progetti a cavallo tra i territori di diversi Stati membri può complicare considerevolmente l'intero processo, allungando notevolmente i tempi. Inoltre, l'insufficiente integrazione dei mercati dell'elettricità, l'inadeguatezza dei regimi di connessione e dei piani nazionali di sostegno alla produzione *offshore* di energia rinnovabile e l'assenza di norme di mercato adeguate a sistemi elettrici basati su fonti più variabili di energia rinnovabile possono impedire lo sviluppo di progetti *offshore* e di una rete *offshore* veramente europea.

La pianificazione dello sviluppo *offshore* dell'eolico e della necessaria infrastruttura di rete *offshore* e terrestre impone il coordinamento tra gli Stati membri, le autorità nazionali di regolamentazione, i gestori dei sistemi di trasmissione e la Commissione europea. La pianificazione e la definizione spaziale marittima delle zone *offshore* di sviluppo dell'energia eolica e marina possono rafforzare lo sviluppo e facilitare le decisioni di investimento in questo settore.

Raccomandazioni

Gli Stati membri hanno organizzato una cooperazione regionale strutturata nell'ambito della NSCOGI⁵⁷. L'impegno degli Stati membri a sviluppare la rete in maniera coordinata è estremamente importante, ma ora va tradotto in azioni concrete per farne il principale traino dello sviluppo della rete *offshore* nei mari del nord. In linea con la strategia presentata nella comunicazione, l'iniziativa dovrebbe definire una struttura di lavoro, che preveda una partecipazione adeguata delle parti in causa, e fissare un piano di lavoro con un calendario e obiettivi concreti in termini di configurazione e di integrazione della rete, di mercati e di regolamentazione e di procedure di pianificazione e di autorizzazione.

Sotto la direzione della NSCOGI, i GST nazionali e la ENTSO-E dovranno prevedere nel prossimo piano pilota decennale per lo sviluppo della rete varie opzioni di configurazione della rete. Le varie opzioni relative alla struttura dovranno tenere conto degli aspetti attinenti alla pianificazione, alla costruzione e al funzionamento, dei costi associati all'infrastruttura e dei benefici o dei vincoli che le varie opzioni comportano. I GST dovrebbero in particolare riesaminare lo sviluppo programmato dei parchi eolici per individuare le possibilità di

⁵⁷ L'iniziativa NSCOGI, che segue un approccio regionale, è attuata dagli Stati membri partecipanti e si basa sui lavori e su altre iniziative esistenti. I suoi membri intendono adottare un piano di lavoro strategico mediante un protocollo di intesa che dovrà essere firmato entro la fine del 2010.

connessioni e di interconnessioni a poli per gli scambi di elettricità, tenendo anche conto di un possibile sviluppo futuro dell'eolico. In sede di approvazione di nuove linee di trasmissione *offshore* le autorità di regolamentazione dovrebbero tener conto delle strategie di sviluppo complessive e dei benefici a livello regionale e a lungo termine. Dovrebbero essere esaminate opzioni che prevedano la revisione del quadro normativo per renderlo compatibile, analizzando, tra l'altro, la gestione delle installazioni di trasmissione *offshore*, l'accesso alla trasmissione e la sua fatturazione, le norme di bilanciamento e i servizi ausiliari.

3.1.2. *Interconnessioni in Europa sudoccidentale*

Francia, Italia, Portogallo e Spagna saranno il teatro di importanti sviluppi delle capacità di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nel prossimo decennio. Allo stesso tempo la penisola iberica è quasi un'isola in termini di elettricità. Le interconnessioni tra Francia e Spagna risentono già oggi di un'insufficienza di capacità: solo quattro linee di interconnessione (2 da 220 kV e 2 da 400 kV) collegano i due paesi, di cui l'ultima costruita nel 1982; tutte devono far fronte a continue congestioni⁵⁸. Una nuova linea da 400 kV nei Pirenei orientali, che dovrebbe essere pronta entro il 2014, aumenterà la capacità di interconnessione da 1 400 MW a circa 2 800 MW, ma congestioni potrebbero tuttavia persistere anche in seguito⁵⁹.

Inoltre, questi paesi hanno una funzione fondamentale per quanto riguarda la connessione con il Nordafrica, regione che potrebbe diventare sempre più importante in ragione del suo enorme potenziale di energia solare.

Entro il 2020 nei paesi a est e a sud del Mediterraneo potrebbe essere costruita una nuova capacità di produzione da fonti rinnovabili di circa 10 GW, di cui il 60% circa di capacità solare e il 40% di capacità eolica⁶⁰. Tuttavia, finora esiste una sola interconnessione tra il continente africano e quello europeo (Marocco-Spagna) con una capacità di circa 1 400 MW, che potrebbe essere aumentata a 2 100 MW nei prossimi anni. Una linea elettrica sottomarina a corrente continua di 1 000 MW è in progetto tra la Tunisia e l'Italia e dovrebbe entrare in servizio entro il 2017. L'uso delle nuove interconnessioni e di quelle esistenti creerà nuove sfide a medio termine (dopo il 2020) in relazione alla loro coerenza con l'evoluzione della rete europea e nordafricana, sia in termini di capacità che di relativo quadro normativo. Ogni ulteriore interconnessione deve essere accompagnata da misure di salvaguardia per evitare che aumentino i rischi di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio mediante importazioni di elettricità.

⁵⁸ Piano pilota decennale per lo sviluppo della rete dell'ENTSO-E.

⁵⁹ Nel corso della procedura di concentrazione per l'acquisizione di Hidrocantábrico nel 2002, EDF-RTE e EDF avevano proposto di aumentare la capacità di interconnessione, che era allora di 1 100 MW, di un minimo di 2 700 MW (caso n. COMP/M.2684 - EnBW/EDP/CAJASTUR/HIDROCANTÁBRICO – decisione del 19 marzo 2002).

⁶⁰ "Study on the Financing of Renewable Energy Investment in the Southern and Eastern Mediterranean Region", progetto di relazione finale di MWH, agosto 2010. I paesi considerati dallo studio sono Algeria, Egitto, Israele, Giordania, Libano, Marocco, Siria, Tunisia, Cisgiordania/Gaza.

Raccomandazioni

Per assicurare l'adeguata integrazione delle nuove capacità, per lo più da fonti rinnovabili, in Europa sudoccidentale e la loro trasmissione verso altre zone del continente, sono necessari i seguenti interventi chiave fino al 2020:

- lo sviluppo adeguato delle interconnessioni nella regione e l'adeguamento delle reti nazionali esistenti a questi nuovi progetti. Entro il 2020 sarà necessaria una capacità di interconnessione di almeno 4 000 MW tra la penisola iberica e la Francia. Occorrerà sviluppare i relativi progetti con la massima attenzione all'accettazione da parte dei cittadini e alla consultazione delle parti in causa;
- per quanto riguarda le connessioni con i paesi terzi, lo sviluppo delle connessioni dell'Italia con paesi della Comunità dell'energia (in particolare Montenegro, ma anche Albania e Croazia), la realizzazione dell'interconnessione Tunisia-Italia, l'estensione dell'interconnettore Spagna-Marocco, il potenziamento, se necessario, delle interconnessioni sud-sud nei paesi limitrofi del Nordafrica (anche per quanto riguarda la gestione efficiente di queste infrastrutture) e gli studi preparatori per interconnessioni supplementari nord-sud da sviluppare dopo il 2020.

3.1.3. *Connessioni in Europa centrale e sudorientale*

La connessione di nuova capacità di produzione costituisce una sfida importante in Europa centrale e orientale. Ad esempio, per la sola Polonia si prevedono 3,5 GW entro il 2015 e fino a 8 GW entro il 2020⁶¹.

Allo stesso tempo in Germania i modelli di flusso dell'energia elettrica hanno subito recentemente importanti cambiamenti. Le capacità di energia eolica terrestre, pari a quasi 25 GW alla fine del 2009, lo sviluppo *offshore*, nonché le nuove centrali elettriche convenzionali si concentrano nelle regioni settentrionali e nordorientali del paese, mentre la domanda cresce soprattutto nelle regioni meridionali; si allungano pertanto le distanze tra i centri di produzione e i centri di caricamento o i dispositivi di bilanciamento (ad esempio, centrali di pompaggio). Sono pertanto necessarie enormi capacità di transito nord-sud, che tengano pienamente conto dello sviluppo della rete nei mari del nord e nelle zone prospicienti, di cui alla priorità 3.1.1. Dato l'impatto delle attuali insufficienze di interconnessione sulle reti limitrofe, specialmente in Europa orientale, per affrontare la questione è essenziale il coordinamento regionale.

In Europa sudorientale, la rete di trasmissione è relativamente poco densa rispetto a resto del continente. Allo stesso tempo tutta la regione (compresi i paesi della Comunità dell'energia) dispone di un forte potenziale di produzione supplementare di energia idraulica. È necessario realizzare capacità di connessione e di interconnessione per la produzione supplementare in modo da aumentare i flussi di elettricità tra i paesi dell'Europa sudorientale e centrale. L'estensione della zona sincrona che va dalla Grecia (e più tardi dalla Bulgaria) alla Turchia creerà un ulteriore fabbisogno di potenziamento delle reti in questi paesi. Poiché l'Ucraina e la Repubblica di Moldavia hanno espresso interesse a connettersi alle reti elettriche interconnesse dell'Europa continentale, sarà necessario a lungo termine esaminare la possibilità di ulteriori estensioni.

⁶¹ Piano pilota decennale per lo sviluppo della rete dell'ENTSO-E.

Raccomandazioni

Per assicurare la connessione e la trasmissione adeguate della produzione, in particolare nella Germania settentrionale, nonché una migliore integrazione delle reti elettriche dell'Europa sudorientale, entro il 2020 dovranno essere realizzati i seguenti interventi chiave, che dovranno essere sostenuti dai paesi dell'Europa centro-orientale, mediante l'estensione della cooperazione già esistente nel settore del gas:

- lo sviluppo di adeguate interconnessioni, in particolare in Germania e in Polonia, che permettano di connettere nuove capacità di produzione, tra cui le fonti rinnovabili, nel Mare del Nord o nelle zone prospicienti, ai nuovi centri di domanda della Germania meridionale e alle centrali di pompaggio che saranno realizzate in Austria e in Svizzera, integrando le nuove produzioni nei paesi dell'est. Le nuove linee di interconnessione tra la Germania e la Polonia diventeranno importanti, una volta che verranno sviluppate nuove interconnessioni con gli Stati baltici (in particolare l'interconnessione Polonia-Lituania, cfr. sotto). A causa dell'aumento dei flussi paralleli nord-sud, a medio termine (dopo il 2020) si renderà necessaria l'espansione delle capacità transfrontaliere tra la Slovacchia, l'Ungheria e l'Austria. Sarà necessario anche realizzare investimenti che permettano la riduzione interna della congestione per aumentare la capacità transfrontaliera in Europa centrale;
- l'aumento delle capacità di trasmissione tra i paesi dell'Europa sudorientale, tra cui i paesi della Comunità dell'energia, nella prospettiva della loro futura integrazione ai mercati dell'elettricità dell'Europa centrale.

Questa cooperazione dovrebbe essere realizzata nel quadro della cooperazione europea centro-orientale già esistente nel settore del gas.

3.1.4. Completamento del piano di interconnessione dei mercati energetici del Baltico per l'elettricità

Nell'ottobre 2008, a seguito all'accordo concluso tra gli Stati membri della regione del Mar Baltico, è stato istituito un gruppo di alto livello sulle interconnessioni baltiche, presieduto dalla Commissione. Ne fanno parte Danimarca, Estonia, Finlandia, Germania, Lettonia, Lituania, Polonia, Svezia, nonché la Norvegia come membro osservatore. Nel giugno 2009 il gruppo di alto livello ha presentato il piano di interconnessione dei mercati energetici del Mar Baltico (*Baltic Energy Market Interconnection Plan - BEMIP*), un piano di azione completo sulle interconnessioni energetiche e sul miglioramento del mercato nella regione del Mar Baltico, sia nel settore dell'elettricità che in quello del gas. Il principale obiettivo è mettere fine all'"isolamento energetico" degli Stati baltici e integrarli nel più ampio mercato UE dell'energia. La BEMIP costituisce un esempio importante di cooperazione regionale riuscita. Si terrà conto degli insegnamenti tratti da questa iniziativa nel quadro delle altre strutture di cooperazione regionale.

Per rendere attraenti e redditizi gli investimenti occorreva eliminare gli ostacoli al mercato interno. A questo scopo era necessario allineare i quadri normativi per creare le basi per il calcolo di un'allocazione equa dei costi e dei profitti, orientandosi verso il principio "il beneficiario paga". Il programma energetico europeo per la ripresa (*European Energy Programme for Recovery - EEP*) è stato chiaramente l'elemento trainante per la realizzazione rapida dei progetti infrastrutturali. Esso ha fornito incentivi a raggiungere un accordo sulle questioni aperte. La strategia dell'UE per la regione del Mar Baltico ha anche

fornito un quadro di lavoro più ampio per la priorità in materia di infrastrutture energetiche. La strategia proponeva già un quadro per concentrare il finanziamento esistente proveniente dal Fondo strutturale e da altri fondi sui settori che la strategia ha individuato come prioritari.

Vari fattori hanno convinto le parti in causa prospicienti il Mar Baltico che l'iniziativa è stata un successo: 1) il sostegno politico dato all'iniziativa, nonché ai relativi progetti e misure; 2) l'elevato livello di partecipazione della Commissione come facilitatore e come forza trainante; 3) la partecipazione di tutte le parti in causa della regione (ministeri, autorità di regolamentazione e GRT) dall'inizio alla fase dell'attuazione delle priorità definite in materia di infrastrutture.

Nonostante i progressi già realizzati, l'attuazione completa del BEMIP chiederà sforzi supplementari: affinché le misure e i termini convenuti siano rispettati, la Commissione e il gruppo di alto livello dovranno monitorare costantemente l'attuazione del piano.

Un sostegno particolare dovrà essere dato ai progetti transfrontalieri essenziali, ma anche più complessi, ossia il progetto LitPolLink tra la Polonia e la Lituania, che è fondamentale per l'integrazione del mercato baltico all'UE e per il quale è stato nominato un coordinatore dell'UE.

3.2. Diversificazione degli approvvigionamenti di gas in una rete UE del gas pienamente interconnessa e flessibile

3.2.1. Corridoio meridionale

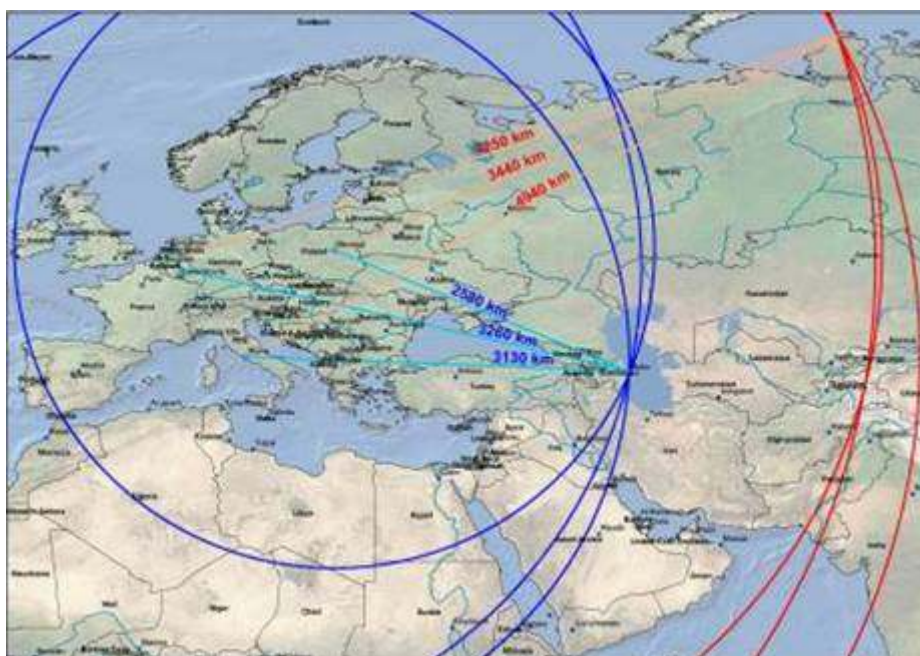
La crescente dipendenza dell'Europa dai combustibili importati è evidente nel settore del gas. Dopo il corridoio settentrionale dalla Norvegia, il corridoio orientale dalla Russia, il corridoio mediterraneo dall'Africa e in aggiunta al GNL, il corridoio meridionale sarebbe il quarto maggiore asse di diversificazione dell'approvvigionamento di gas in Europa. La diversificazione delle fonti migliora in genere la concorrenza, contribuendo in tal modo allo sviluppo del mercato. Allo stesso tempo migliora la sicurezza dell'approvvigionamento: l'esempio della crisi del gas del gennaio 2009 dimostra infatti che i paesi più gravemente colpiti sono stati i paesi dipendenti da un'unica fonte di importazione. Tuttavia, spesso l'atteggiamento difensivo dei produttori di gas e degli operatori tradizionali in mercati monopolistici hanno ostacolato la diversificazione. La realizzazione del corridoio meridionale richiede una stretta collaborazione tra i diversi Stati membri e a livello europeo, dato che nessun paese individualmente ha bisogno dei volumi incrementali di gas (nuovo gas) necessari per sostenere l'investimento in un'infrastruttura di gasdotti. Di conseguenza, l'Unione europea deve intervenire per promuovere la diversificazione e garantire il bene pubblico della sicurezza dell'approvvigionamento riunendo gli Stati membri e le imprese per raggiungere la massa critica. È questo il principio alla base della strategia UE per il corridoio meridionale del gas. La sua importanza è stata sottolineata dal secondo riesame strategico della politica energetica della Commissione del novembre 2008, approvato dal Consiglio europeo del marzo 2009.

L'obiettivo del corridoio meridionale è collegare direttamente il mercato UE del gas al più vasto giacimento di gas al mondo (bacino del Mar Caspio/Medio Oriente), stimato a 90,6 mila miliardi di metri cubi. Per confronto: le riserve russe accertate ammontano a 44,2 mila

miliardi di metri cubi⁶²). Inoltre, i giacimenti di gas sono geograficamente più vicini delle riserve russe (carta 8).

I potenziali Stati fornitori principali sono l'Azerbaigian, il Turkmenistan e l'Iraq. Tuttavia, se le condizioni politiche lo permetteranno, altri paesi della regione potrebbero rappresentare un'ulteriore fonte di approvvigionamento considerevole per l'UE. Il principale Stato di transito è la Turchia. Le altre rotte di transito passano per il Mar Nero e il Mediterraneo orientale. L'obiettivo strategico del corridoio è organizzare entro il 2020 una rotta di approvvigionamento verso l'UE per circa il 10-20% della domanda in gas dell'UE, ossia circa 45-90 miliardi di metri cubi di gas all'anno.

L'obiettivo operativo dello sviluppo della strategia del corridoio meridionale è permettere alla Commissione e agli Stati membri di lavorare con i paesi produttori di gas, nonché con i paesi che hanno un ruolo essenziale nel trasporto degli idrocarburi verso l'UE, con l'obiettivo comune di raggiungere rapidamente accordi per l'approvvigionamento di gas e la costruzione di infrastrutture di trasporto del gas (gasdotti, trasporto via nave di gas naturale liquefatto/compresso), necessari in tutte le fasi dello sviluppo.



Carta 8: raffronto tra le distanze tra le principali fonti di approvvigionamento di gas all'Est e i principali centri di consumo dell'UE

La principale sfida da affrontare per assicurare il successo del corridoio meridionale è assicurare che tutti gli elementi del corridoio (risorse di gas, infrastruttura di trasporto e relativi accordi) siano in atto al momento giusto e abbiano la portata necessaria. Finora sono stati compiuti notevoli progressi a tale scopo. Grazie all'aiuto finanziario della Commissione (programmi EEP e/o TEN-E) e agli importanti sforzi delle imprese di gasdotti, progetti concreti di trasporto, ossia Nabucco, ITGI, TAP e White Stream, sono già nella fase di sviluppo e sono allo studio altre opzioni possibili. Nabucco e Poséidon, l'interconnettore sottomarino tra Italia e Grecia, che fa parte del progetto ITGI, ha ricevuto una deroga parziale all'accesso dei terzi (la cosiddetta "deroga ex articolo 22"). Inoltre, l'accordo intergovernativo

⁶² BP Statistical Review of World Energy, giugno 2009.

su Nabucco, firmato nel luglio 2009, ha fornito al progetto Nabucco la certezza giuridica e le condizioni per il trasporto di gas attraverso la Turchia, e ha creato un precedente applicabile ad ulteriori estensioni dei regimi di trasporto.

La sfida più importante per il futuro è assicurare che i paesi produttori di gas siano disposti a esportare gas direttamente verso l'Europa, il che per loro può in molti casi voler dire accettare un rischio politico elevato legato alla loro situazione geopolitica. La Commissione, in cooperazione con gli Stati membri interessati al corridoio meridionale, deve riaffermare il suo impegno per la costruzione di relazioni a lungo termine con i paesi produttori di gas in questa regione e rafforzarne il legame con l'UE.

I componenti del gasdotto del corridoio meridionale sono rafforzati anche dalla preparazione di opzioni miranti a fornire all'Europa consistenti volumi supplementari di gas naturale liquefatto (GNL) provenienti in particolare dal Medio Oriente (Golfo persico ed Egitto). La prima fase comprende lo sviluppo dei punti di ricezione del GNL in Europa (e la loro connessione alla più vasta rete). Si prevede di sviluppare successivamente la cooperazione con i paesi produttori mirante a mettere a punto politiche energetiche e piani di investimento a lungo termine per il GNL.

3.2.2. Interconnessioni nord-sud per il gas in Europa orientale

L'idea strategica alla base dell'interconnessione nord-sud per il gas naturale è collegare l'area del Mar Baltico (Polonia compresa) al Mare Adriatico e al Mare Egeo e poi al Mar Nero, coprendo così i seguenti Stati membri dell'UE: Polonia, Repubblica ceca, Slovacchia, Ungheria, Romania ed eventualmente Austria, e la Croazia. Questo darebbe all'insieme dell'Europa centro-orientale la flessibilità complessiva necessaria per creare un mercato interno solido e ben funzionante e per incoraggiare la concorrenza. A più lungo termine questo processo di integrazione dovrà essere esteso ai paesi non membri dell'UE aderenti al trattato che istituisce la Comunità dell'energia. Un mercato integrato offrirebbe la sicurezza necessaria per la domanda⁶³ e attirerebbe i fornitori che potrebbero sfruttare meglio le infrastrutture di importazione esistenti e nuove, quali i nuovi impianti di rigassificazione del GNL e i progetti del corridoio meridionale. L'Europa centro-orientale sarebbe in tal modo meno vulnerabile a interruzioni dell'approvvigionamento sulla rotta Russia/Ucraina/Bielorussia.

In Europa centro-orientale vi è un fornitore principale; le attuali reti lineari (da est a ovest) e isolate sono un'eredità del passato. Mentre il volume di gas importato dalla Russia rappresenta il 18% del consumo dei paesi dell'UE-15, nei nuovi Stati membri (2008) quest'indicatore passa al 60%. Le forniture di Gazprom costituiscono la stragrande maggioranza delle importazioni di gas della regione (Polonia: 70%, Slovacchia: 100%, Ungheria 80%, alcuni paesi dei Balcani occidentali: 100%).

A causa tra l'altro di mercati piccoli, isolati e monopolistici, di contratti a lungo termine e di carenze nella regolamentazione, la regione non attira né investitori né produttori. La mancanza di coordinamento della regolamentazione e di un approccio comune per quanto riguarda le interconnessioni mancanti compromette i nuovi investimenti e ostacola l'entrata di nuovi concorrenti sul mercato. Inoltre, la sicurezza dell'approvvigionamento costituisce un

⁶³ La domanda di importazione netta del mercato più importante (Ungheria) fra gli otto paesi era pari a 8,56 Mtep nel 2007 (Eurostat), mentre la domanda dei sette mercati riuniti era pari a 41 Mtep, rispetto alle importazioni di circa 62 Mtep della Germania.

motivo di preoccupazione e gli investimenti necessari alla messa in conformità delle infrastrutture, imposta dal regolamento sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas, si concentrano in questa regione. Infine, una parte considerevole della popolazione spende una percentuale relativamente elevata del proprio reddito per l'energia, il che genera povertà energetica.

Già nella dichiarazione del gruppo di Visegrad allargato⁶⁴ è stato espresso chiaramente l'impegno della regione ad affrontare queste sfide. Sulla base dell'esperienza del BEMIP e dei lavori già conclusi dai firmatari della dichiarazione, il gruppo di alto livello proposto nella comunicazione dovrebbe elaborare un piano di azione completo per creare interconnessioni e completare l'integrazione dei mercati. Il gruppo di alto livello dovrebbe essere assistito da gruppi di lavoro su progetti concreti, sull'accesso alla rete e sulle tariffe. I lavori dovrebbero integrare le esperienze maturate mediante l'iniziativa sul nuovo sistema di trasmissione europeo (*New Europe Transmission System – NETS*)⁶⁵.

3.2.3. *Completamento del piano di interconnessione dei mercati energetici del Baltico per il gas*

Mentre l'attuazione dei progetti per l'elettricità nell'ambito della BEMIP è a buon punto, pochi sono stati i progressi raggiunti nel settore del gas dopo l'adozione del piano di azione da parte degli otto capi di Stato degli Stati membri dell'UE e del presidente Barroso nel giugno 2009. Il gruppo di alto livello è soltanto riuscito a stilare un lungo elenco di progetti che comportano costi di investimento complessivi troppo elevati per le dimensioni dei mercati del gas della regione. Nessun accordo è stato raggiunto su azioni relative al mercato interno. Al settore del gas dedica ora un'attenzione particolare il BEMIP, su due fronti: la regione del Baltico orientale e quella del Baltico occidentale.

La regione del Baltico orientale (Lituania, Lettonia, Estonia e Finlandia) esige un'azione urgente per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento mediante una connessione al resto dell'UE. Allo stesso tempo, la Finlandia, l'Estonia e la Lettonia beneficiano di deroghe all'apertura del mercato nell'ambito del terzo pacchetto sul mercato interno, finché rimarranno mercati isolati. La deroga verrà revocata quando la loro infrastruttura sarà integrata al resto dell'UE, ad esempio via l'interconnessione del gas Lituania-Polonia. Anche se il consumo annuo congiunto di gas dei tre Stati baltici e della Finlandia è soltanto di 10 miliardi di metri cubi, tutto il gas che questi paesi consumano proviene dalla Russia. Il gas russo rappresenta il 13% dell'approvvigionamento totale in energia primaria per la Finlandia, il 15% per l'Estonia e circa il 30% per la Lettonia e la Lituania, mentre la media nell'UE è di circa il 6,5%. Il principale fornitore detiene anche quote determinanti degli GST di questi quattro paesi. Inoltre, la Polonia è fortemente dipendente dal gas russo. Di conseguenza, è scarso l'interesse del mercato a investire in nuove infrastrutture. L'infrastruttura minima necessaria è stata concordata e uno dei principali progressi in

⁶⁴ Cfr. la dichiarazione del vertice di Budapest del V4+ sulla sicurezza energetica del 24 febbraio 2010 (<http://www.visegradgroup.eu/>). I paesi del V4+, ai sensi della dichiarazione, sono: la Repubblica ceca, la Repubblica di Ungheria, la Repubblica slovacca e la Repubblica di Polonia (come Stati membri del gruppo di Visegrad), la Repubblica d'Austria, la Bosnia-Erzegovina, la Repubblica di Bulgaria, la Repubblica di Croazia, la Repubblica di Serbia, la Repubblica di Slovenia e la Romania.

⁶⁵ Il nuovo sistema di trasmissione europeo (*New Europe Transmission System – NETS*) mira a promuovere lo sviluppo di un mercato regionale del gas liquido, concorrenziale ed efficiente, che rafforzi anche la sicurezza dell'approvvigionamento mediante la creazione di una piattaforma infrastrutturale unificata che consenta di aumentare il livello di cooperazione/di integrazione tra i GST regionali.

quest'area è il dialogo ormai in corso tra le imprese sulla connessione del gas Polonia-Lituania, che ha l'appoggio politico delle due parti. Sono anche in corso discussioni su un terminale regionale GNL in seno al gruppo di lavoro GNL.

Nella regione del Baltico occidentale, l'obiettivo del gruppo di lavoro è trovare alternative all'approvvigionamento dai giacimenti danesi di gas, il cui esaurimento è previsto a partire dal 2015, e migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento in Danimarca, Svezia e Polonia. Un piano di azione sarà presentato alla fine del 2010. I due gruppi di lavoro si occupano anche degli ostacoli normativi e della formulazione di principi comuni che permetterebbero la realizzazione degli investimenti regionali.

Come intervento essenziale, occorre proseguire la stretta cooperazione regionale per la realizzazione dei seguenti progetti: PL-LT, terminale regionale di GNL e un gasdotto che connetta la Norvegia e la Danimarca ed eventualmente la Svezia e la Polonia. Gli obiettivi dell'apertura del mercato e del potenziamento della sicurezza dell'approvvigionamento possono essere raggiunti in modo più efficiente sotto il profilo dei costi a livello regionale piuttosto che a livello nazionale. Gli Stati membri fanno inoltre costantemente appello alla Commissione perché guidi il processo BEMIP. Infine, occorre trovare soluzioni per rompere il circolo vizioso che consiste nel dire che "senza mercato non ci sono incentivi a investire in infrastrutture e senza infrastrutture non c'è sviluppo del mercato".

3.2.4. Corridoio nord-sud in Europa occidentale

L'idea strategica alla base delle interconnessioni di gas naturale nord-sud in Europa occidentale, dalla penisola iberica e dall'Italia all'Europa nordoccidentale, è realizzare una migliore interconnessione della regione del Mediterraneo e quindi delle forniture dal corridoio africano e settentrionale con forniture dalla Norvegia e dalla Russia. Il mercato interno presenta ancora strozzature infrastrutturali, le quali ostacolano il flusso del gas in questa regione, ad esempio il debole livello di interconnessione alla penisola iberica impedisce l'utilizzo ottimale delle infrastrutture iberiche di importazione del gas, che sono ben sviluppate. L'asse Spagna-Francia è stato una priorità per più di un decennio, ma non è stato ancora completato. Tuttavia, negli ultimi anni sono stati realizzati progressi, grazie al miglior coordinamento dei quadri regolamentari nazionali, adottato come priorità anche dall'iniziativa regionale sudoccidentale per il gas, e la partecipazione attiva della Commissione europea. I prezzi sistematicamente più elevati sul mercato italiano all'ingrosso, rispetto ai prezzi praticati su altri mercati limitrofi, costituiscono un altro segnale dell'imperfetto funzionamento del mercato e della mancanza di interconnettori.

Allo stesso tempo, dato che lo sviluppo dell'elettricità da fonti variabili dovrebbe essere particolarmente importante su questo corridoio, occorrerà accrescere l'erogabilità a breve termine del sistema del gas per far fronte alle sfide in termini di flessibilità aggiuntiva per il bilanciamento della fornitura di elettricità.

Occorre individuare le maggiori strozzature infrastrutturali che impediscono il corretto funzionamento del mercato interno e della concorrenza su questo corridoio, e le parti in causa, gli Stati membri, le autorità nazionali di regolamentazione e i gestori dei sistemi di trasmissione, devono lavorare insieme per facilitarne la realizzazione. In secondo luogo, l'analisi integrata dei sistemi dell'elettricità e del gas, tenendo conto degli aspetti relativi sia alla produzione che alla trasmissione, dovrebbe portare alla valutazione delle esigenze di flessibilità nel settore del gas e all'individuazione dei progetti finalizzati alla ricerca di fonti ausiliarie per la produzione variabile di elettricità.

3.3. Garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di petrolio

Contrariamente a quanto avviene per il gas e per l'elettricità, il trasporto del petrolio non è regolamentato. Questo significa che non esistono norme, ad esempio in materia di tassi di rendimento o di accesso dei terzi per i nuovi investimenti infrastrutturali. Spetta principalmente alle società petrolifere assicurare la continuità dell'approvvigionamento. Tuttavia, alcuni aspetti, soprattutto legati al libero accesso agli oleodotti che riforniscono l'UE ma installati in paesi non appartenenti all'UE (Bielorussia, Croazia e Ucraina in particolare), non possono essere affrontati unicamente mediante accordi commerciali e devono essere oggetto di attenzione politica.

La rete di oleodotti per il trasporto del greggio dell'Europa orientale (un'estensione dell'oleodotto di Druzhba) è stata concepita e costruita al tempo della guerra fredda e all'epoca non era collegata agli oleodotti della rete occidentale. Di conseguenza, sono insufficienti le connessioni tra la rete di oleodotti dell'Europa occidentale e le infrastrutture orientali. Pertanto, sono limitate le possibilità alternative di approvvigionamento via gli oleodotti di petrolio greggio o di prodotti petroliferi provenienti dagli Stati membri occidentali verso i paesi dell'Europa centro-orientale. In caso di interruzione duratura del sistema Druzhba (attuale capacità utile: 64 milioni di tonnellate/anno), queste limitazioni potrebbero comportare un forte aumento del traffico delle petroliere nella regione ecologicamente sensibile del Mar Baltico⁶⁶, nel Mar Nero e nella zona a intenso traffico degli stretti turchi⁶⁷, con il conseguente aumento del rischio di incidenti e di fuoriuscite di petrolio. Nel caso della raffineria lituana Mažeikiai⁶⁸ l'approvvigionamento alternativo comporta il trasporto di un volume compreso tra 5,5 e 9,5 milioni circa di tonnellate all'anno attraverso il Mar Baltico verso il terminale petrolifero lettone di Butinge.

Secondo un recente studio⁶⁹, le potenziali risposte alle interruzioni di fornitura potrebbero essere: 1) la costruzione dell'oleodotto Schwechat-Bratislava tra l'Austria e la Slovacchia; 2) l'ammodernamento dell'oleodotto Adria (che collega il terminale petrolifero di Omisalj sulla costa adriatica croata all'Ungheria e alla Slovacchia) e 3) l'ammodernamento dell'oleodotto Odessa-Brody in Ucraina (che collega il terminale petrolifero del Mar Nero al tratto meridionale del Druzhba a Brody) e la sua prevista estensione verso la Polonia (Brody-Adamowo). Queste rotte rappresentano una capacità di approvvigionamento alternativo di almeno 3,5, 13,5, e 33 milioni di tonnellate all'anno rispettivamente. Un ulteriore miglioramento sarebbe la costruzione di un oleodotto paneuropeo che colleghi le forniture provenienti dal Mar Nero all'oleodotto transalpino, con una capacità prevista di 1,2-1,8 milioni di barili al giorno.

⁶⁶ Il Mar Baltico è uno dei mari del mondo a più intenso traffico, in cui si concentra il 15% dei trasporti mondiali di merce (3 500-5 000 navi al mese). Circa il 17-25% delle navi sono petroliere che trasportano 170 milioni di tonnellate circa di petrolio all'anno.

⁶⁷ Gli stretti turchi comprendono il Bosforo e i Dardanelli e collegano il Mar Nero al Mar Egeo, attraverso il Mare di Marmara. Con un'ampiezza inferiore al chilometro nel punto più stretto, essi sono una delle vie navigabili più difficili e pericolose al mondo, a causa della geografia sinuosa e dell'elevato traffico (50 000 imbarcazioni all'anno, di cui 5 500 petroliere).

⁶⁸ Nel 2006 Transneft, l'operatore russo della rete di oleodotti, avendo riscontrato perdite nell'oleodotto di Druzhba, bloccò la fornitura di greggio alla raffineria lituana di Mažeikiai, l'unica raffineria di petrolio negli Stati baltici. Da allora, questo tratto specifico dell'oleodotto è rimasto chiuso.

⁶⁹ "Technical Aspects of Variable Use of Oil Pipelines coming into the EU from Third Countries", studio di ILF e Purvin & Gertz per la Commissione europea, 2010.

Per questi motivi, il sostegno politico per la mobilitazione di investimenti privati in possibili infrastrutture alternative costituisce una priorità, al fine di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di petrolio dei paesi dell'UE senza sbocco sul mare, ma anche per ridurre il trasporto di petrolio per via marittima, attenuando così i rischi per l'ambiente. Questo non esige necessariamente la costruzione di una nuova infrastruttura di oleodotti. L'eliminazione delle strozzature di capacità e/o l'attivazione dei flussi inversi possono anche contribuire alla sicurezza dell'approvvigionamento.

3.4. Diffusione delle tecnologie per le reti intelligenti

Le reti intelligenti⁷⁰ sono reti energetiche capaci di integrare in modo efficiente sotto il profilo dei costi il comportamento e le azioni di tutti gli utenti che vi sono collegati. Esse stanno cambiando il modo in cui la rete elettrica è gestita in termini di trasmissione e di distribuzione e stanno ristrutturando le attuali rotte di produzione e di consumo. Con l'integrazione della tecnologia digitale e grazie ad un sistema di comunicazione bidirezionale le reti intelligenti instaurano un'interazione diretta tra i consumatori, gli altri utenti della rete e i fornitori di energia. Esse consentono ai consumatori di controllare direttamente e di gestire il loro profilo individuale di consumo, in particolare se combinate a tariffe orarie, creando in tal modo forti incentivi all'uso efficiente dell'energia. Permettono alle imprese di migliorare la gestione della loro rete e di renderla più mirata, aumentando in tal modo la sicurezza della rete e riducendo i costi. Le tecnologie per le reti intelligenti sono necessarie ad un'evoluzione efficiente sotto il profilo dei costi verso un sistema energetico decarbonizzato, che consenta la gestione di enormi volumi di energia rinnovabile *offshore* e terrestre, garantendo allo stesso tempo la disponibilità per la produzione convenzionale di elettricità e l'adeguatezza del sistema energetico. Infine, le tecnologie per le reti intelligenti, compresi i contatori intelligenti, migliorano il funzionamento dei mercati al dettaglio, offrendo una scelta reale ai consumatori, dato che le imprese energetiche e le imprese delle tecnologie dell'informazione e della comunicazione possono sviluppare nuovi servizi energetici innovativi.

Numerosi paesi hanno sviluppato progetti di reti intelligenti, compresi i contatori intelligenti: Austria, Belgio, Francia, Danimarca, Germania, Finlandia, Italia, Paesi Bassi, Portogallo, Svezia, Spagna e Regno Unito⁷¹. In Italia e in Svezia, quasi tutti i clienti dispongono già di contatori intelligenti.

Lo studio Bio Intelligence 2008⁷² ha concluso che le reti intelligenti potrebbero ridurre il consumo annuo di energia primaria dell'UE nel settore energetico di circa il 9% nel 2020, equivalente a 148 TWh di elettricità o a circa 7,5 miliardi di euro all'anno di risparmi (sulla base dei prezzi medi del 2010). Secondo le stime del settore sui consumi individuali, un

⁷⁰ Il gruppo di regolatori europei per l'elettricità e il gas (*European Energy Regulators Group for Electricity and Gas* - ERGEG) e il gruppo di lavoro europeo per le reti intelligenti definiscono le reti intelligenti come reti elettriche capaci di integrare in modo efficiente sotto il profilo dei costi i comportamenti e le azioni di tutti gli utenti che vi sono collegati, produttori, consumatori, e produttori-consumatori, per assicurare sistemi elettrici efficienti in termini economici e sostenibili, che registrino perdite ridotte e livelli elevati di qualità e di sicurezza dell'approvvigionamento. Cfr., per maggiori informazioni, http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/taskforce_en.htm.

⁷¹ Una relazione dell'ERGEG, presentata e diffusa in occasione del forum dei cittadini per l'energia svoltosi a Londra nel settembre 2009, offre la panoramica più recente e più completa dello stato di attuazione dei contatori intelligenti in Europa. Disponibile all'indirizzo: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/forum_citizen_energy_en.htm

⁷² "*Impacts of Information and Communication Technologies on Energy Efficiency*", relazione finale del Bio Intelligence Service, settembre 2008. Sostenuto dalla DG INFSO della Commissione europea.

nucleo familiare potrebbe risparmiare in media il 9% dell'elettricità e il 14% del gas, equivalenti ad un risparmio medio di 200 euro/anno⁷³.

La Commissione incoraggia lo sviluppo e la diffusione delle reti intelligenti tramite finanziamenti alle attività di ricerca e sviluppo (R&S). L'iniziativa "reti elettriche europee" del piano SET, lanciata nel giugno 2010, sviluppata da un gruppo di operatori delle reti di distribuzione e di trasporto dell'elettricità e sostenuta dalla Commissione, mira a sviluppare ulteriormente gli aspetti tecnologici delle reti intelligenti. Essa consentirà di consolidare le sperimentazioni effettuate finora sulle reti intelligenti mediante dimostrazioni su vasta scala e di promuovere le attività di R&S e l'innovazione nelle tecnologie per le reti intelligenti. Incoraggerà anche una più ampia diffusione, affrontando le sfide derivanti dall'integrazione tecnologica al livello dei sistemi, dall'accettazione degli utenti, dai vincoli economici e dalla regolamentazione.

Oltre a questo stimolo tecnologico, con l'adozione nel 2009 del terzo pacchetto sul mercato interno dell'energia, che impone agli Stati membri l'obbligo di garantire la generalizzazione dei sistemi intelligenti di misurazione entro il 2020⁷⁴, il mercato ha chiesto l'attuazione a livello europeo delle reti intelligenti. Inoltre, la direttiva sull'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici⁷⁵ ha indicato i contatori intelligenti come il principale strumento per contribuire al miglioramento dell'efficienza energetica. La direttiva sull'energia da fonti rinnovabili⁷⁶, infine, considera le reti intelligenti come strumenti per integrare nella rete volumi crescenti di energia da fonti rinnovabili e obbliga gli Stati membri a sviluppare un'infrastruttura di trasmissione e di rete per il conseguimento di questo obiettivo. Assieme queste direttive costituiscono la politica e il quadro giuridico principali sui quali si baseranno gli ulteriori interventi per stimolare lo sviluppo e la diffusione delle reti intelligenti.

Per garantire che le reti e i contatori intelligenti vengano sviluppati in modo da migliorare la concorrenza sul mercato al dettaglio, l'integrazione della produzione su vasta scala da fonti rinnovabili e l'efficienza energetica mediante la creazione di un mercato aperto dei servizi energetici, nel novembre 2009 la Commissione ha istituito un gruppo di lavoro sulle reti intelligenti. Ne fanno parte circa 25 associazioni europee in rappresentanza di tutte le parti in causa. Esso ha compiti di consulenza della Commissione sulla politica e sulle misure regolamentari a livello UE e di coordinamento delle prime fasi della realizzazione delle reti intelligenti conformemente alle disposizioni del terzo pacchetto. Il lavoro iniziale del gruppo di lavoro è stato condotto da tre gruppi di esperti⁷⁷, che si sono occupati rispettivamente 1) delle funzionalità della rete intelligente e dei contatori intelligenti, 2) delle raccomandazioni regolamentari in materia di sicurezza dei dati, di trattamento dei dati e di protezione dei dati, e 3) dei compiti e delle responsabilità dei soggetti partecipanti alla diffusione delle reti intelligenti.

⁷³ <http://www.nuon.com/press/press-releases/20090713/index.jsp>.

⁷⁴ L'allegato 1 della direttiva 2009/72/CE e l'allegato 1 della direttiva 2009/73/CE impongono agli Stati membri di assicurare l'attuazione di sistemi intelligenti di misurazione che incoraggeranno la partecipazione attiva del consumatore al mercato dell'approvvigionamento energetico. Un tale obbligo può essere soggetto ad una valutazione economica da parte degli Stati membri entro il 3 settembre 2012. Secondo la direttiva sull'elettricità, che giudica positivamente la diffusione dei contatori intelligenti, almeno l'80% dei consumatori sarà equipaggiato di sistemi intelligenti di misurazione entro il 2020.

⁷⁵ Allegato 3 della direttiva 2006/32/CE.

⁷⁶ Articolo 16 della direttiva 2009/28/CE.

⁷⁷ Gruppo di lavoro sulle reti intelligenti - visione e programma di lavoro: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/work_programme.pdf.

Nonostante i benefici attesi dalle reti intelligenti e le summenzionate misure politiche attuate, il passaggio alle reti intelligenti e ai contatori intelligenti non procede con la rapidità necessaria per raggiungere gli obiettivi fissati dall'UE in materia di clima e di energia.

Il successo delle reti intelligenti non dipenderà unicamente dalle nuove tecnologie e dalla volontà di introdurle, ma anche da quadri normativi basati sulle migliori pratiche, che ne favoriscano l'introduzione e risolvano i problemi relativi al mercato, tra cui l'impatto sulla concorrenza, dai cambiamenti nell'ambito del settore (ossia codici e regolamentazione) e dal modo in cui i consumatori utilizzano l'energia. La principale sfida consiste nel creare il quadro normativo idoneo per un mercato dei servizi energetici ben funzionante. A tale scopo sarà necessario fare cooperare una vasta gamma di diversi soggetti partecipanti al mercato (produttori, gestori delle reti, distributori al dettaglio, società di servizi energetici, imprese di tecnologie dell'informazione e della comunicazione, consumatori). Questo quadro normativo dovrà anche assicurare il libero accesso alle informazioni operative e la loro condivisione tra gli operatori e dovrà forse anche affrontare i problemi di tariffazione per incentivare adeguatamente i gestori delle reti a investire nelle tecnologie intelligenti. Le autorità nazionali di regolamentazione avranno anch'esse un ruolo importante, poiché dovranno approvare le tariffe che saranno alla base degli investimenti nelle reti intelligenti, e eventualmente nei contatori intelligenti. Se non verrà sviluppato un modello equo di ripartizione dei costi e se non verrà raggiunto un corretto equilibrio tra i costi di investimento a breve termine e i profitti a lungo termine, si ridurrà la disponibilità dei gestori delle reti a realizzare in futuro investimenti importanti.

Sono necessari standard (aperti) non ambigui per le reti intelligenti e i contatori intelligenti per garantire l'interoperabilità, affrontando sfide tecnologiche essenziali e assicurando una buona integrazione di tutti gli utenti della rete, offrendo allo stesso tempo un livello elevato di affidabilità del sistema e di qualità dell'approvvigionamento elettrico. Visti gli sforzi concorrenziali in atto nel mondo per sviluppare standard, affidarsi ad una soluzione tecnica specifica (europea) o investire in essa potrebbe tradursi in futuro in costi irrecuperabili. Questo è il motivo per cui nel 2009 la Commissione ha conferito un mandato di normalizzazione dei contatori intelligenti agli organismi europei di normalizzazione interessati. Un nuovo mandato per il riesame degli standard in materia e l'elaborazione di nuovi standard per le reti intelligenti sarà affidato dalla Commissione agli stessi organismi di normalizzazione all'inizio del 2011. La collaborazione internazionale è pertanto necessaria per garantire la compatibilità delle soluzioni.

Un'altra sfida consiste nel convincere i consumatori dei benefici delle reti intelligenti e nel guadagnare la loro fiducia. Finché l'elasticità dei prezzi dell'elettricità resterà debole, i benefici complessivi delle reti intelligenti rimarranno non verificati e il rischio di uso improprio dei dati non verrà disciplinato⁷⁸, potrebbe essere difficile superare la riluttanza dei consumatori, dati i tempi e i cambiamenti di comportamento necessari per sfruttare i benefici delle tecnologie intelligenti.

Infine, la possibile mancanza di manodopera qualificata disposta a lavorare sul complesso sistema delle reti intelligenti costituisce un'altra sfida non trascurabile.

⁷⁸ Nel 2009 il Parlamento olandese ha respinto un progetto preliminare di legge sulla diffusione delle reti intelligenti a causa di preoccupazioni relative alla protezione dei dati.

Il passaggio alle reti intelligenti è una questione complessa e non è realistico pensare che si possa passare con un solo salto dall'attuale rete alle reti intelligenti. Perché questo passaggio vada felicemente in porto, sarà necessario affinare la cooperazione tra tutte le parti in causa per trovare soluzioni giuste ed efficienti sotto il profilo dei costi, evitare duplicazioni e sfruttare le sinergie esistenti. Per sensibilizzare i cittadini e guadagnare la fiducia e il sostegno degli utenti, sarà necessario esaminare in modo oggettivo e spiegare chiaramente i benefici e i costi della realizzazione delle reti intelligenti, con la partecipazione attiva dei consumatori, delle PMI e delle autorità pubbliche.

Raccomandazioni

Per assicurare il successo di questo approccio e superare le sfide individuate, si raccomandano i seguenti interventi chiave:

- **legislazione specifica:** come sottolineato nella comunicazione, la Commissione valuterà la necessità di ulteriori iniziative legislative per l'attuazione delle reti intelligenti nel quadro del terzo pacchetto sul mercato interno dell'energia. La valutazione terrà conto dei seguenti obiettivi: i) assicurare in maniera adeguata il libero accesso alle informazioni operative e la loro condivisione tra gli operatori e le loro interfacce fisiche; ii) creare un mercato dei servizi energetici ben funzionante, e iii) creare incentivi idonei che incoraggino i gestori delle reti a investire nelle tecnologie intelligenti per le reti intelligenti. Sulla base di quest'analisi, nel corso del primo semestre 2011 verrà presa la decisione finale su una normativa specifica in materia di reti intelligenti;
- **normalizzazione e interoperabilità:** il gruppo di lavoro ha individuato un insieme di sei servizi e di circa 30 funzionalità delle reti intelligenti. Entro la fine del 2010 il gruppo di lavoro e il gruppo di lavoro congiunto CEN/CENELEC/ETSI sulle norme per la rete intelligente presenteranno un'analisi congiunta dello stato della normalizzazione europea in materia di tecnologie per le reti intelligenti e individueranno il lavoro ulteriore da effettuare in questo settore. Entro l'inizio del 2011 la Commissione conferirà mandato ai competenti organismi europei di normalizzazione di sviluppare norme per le reti intelligenti e di garantire l'interoperabilità e la compatibilità con le norme elaborate in altri paesi;
- **protezione dei dati:** sulla base del lavoro effettuato dal gruppo di lavoro, la Commissione, in stretta collaborazione con il garante europeo della protezione dei dati, valuterà la necessità di misure supplementari di protezione dei dati, i ruoli e le responsabilità dei vari soggetti in termini di accesso, di detenzione e di trattamento dei dati (proprietà, possesso e accesso, diritti di consultazione e di modifica, ecc.), e proporrà, se necessario, adeguate proposte normative e/o orientamenti;
- **investimenti infrastrutturali:** il grosso degli investimenti necessari alla diffusione delle reti intelligenti dovrebbe essere realizzato dai gestori delle reti, in particolare a livello della distribuzione, e da imprese private, sotto la direzione delle autorità nazionali di regolamentazione. In caso di mancanza di capitali, una soluzione potrebbe essere il ricorso ad alleanze pubblico/privato. Nei casi in cui il tasso di rendimento dell'investimento fosse troppo basso ma l'interesse pubblico evidente, deve essere possibile un intervento mediante le finanze pubbliche. La Commissione incoraggerà gli Stati membri a creare fondi di sostegno alla diffusione delle reti intelligenti. La Commissione esaminerà anche la possibilità di un sostegno particolare alle tecnologie intelligenti nel quadro della politica e del programma di sostegno ai progetti citati nella comunicazione, nonché di strumenti di

finanziamento innovativi mirati per accelerare la diffusione delle tecnologie per le reti intelligenti nelle reti di trasporto e di distribuzione;

- **dimostrazione, attività di R&S e progetti innovativi:** in linea con la suddetta politica di investimento infrastrutturale, è necessaria una politica europea chiara in materia di R&S e di dimostrazione per incoraggiare l'innovazione e accelerare l'evoluzione verso le reti intelligenti, sulla base dell'iniziativa europea per la rete elettrica (*European Electricity Grid Initiative* – EEGI) e delle attività relative alle reti intelligenti dell'alleanza europea della ricerca nel settore dell'energia (*European Energy Research Alliance*), che pongono l'accento sulla ricerca a lungo termine. Occorre prestare particolare attenzione alle innovazioni in materia di sistema elettrico associate alle attività di R&S nel settore delle tecnologie per l'energia elettrica (cavi, trasformatori, ecc..) e alle attività di R&S nel settore delle tecnologie dell'informazione e della comunicazione (sistemi di controllo, comunicazioni, ecc.). Le misure proposte dovranno anche tener conto dei comportamenti dei consumatori, della loro accettazione e degli ostacoli alla diffusione in condizioni reali. Gli Stati membri e la Commissione devono incoraggiare i progetti di R&S e di dimostrazione, con una combinazione di misure di sostegno pubblico e di incentivi normativi, per permettere all'EEGI di iniziare i progetti proposti come previsto, nonostante l'attuale difficile situazione finanziaria dell'UE. Questo lavoro dovrà essere strettamente coordinato con le attività proposte dalla comunicazione in merito alle autostrade elettriche europee.

Per garantire la piena trasparenza dei progetti pilota e di dimostrazione in corso, dei relativi risultati e dell'elaborazione di un futuro quadro giuridico, la Commissione potrebbe creare una piattaforma per la divulgazione delle buone pratiche e delle esperienze relative alla diffusione pratica delle reti intelligenti in tutt'Europa e coordinare i vari approcci in modo da creare sinergie. Il sistema di informazione del piano SET, gestito dal Centro comune di ricerca (CCR) della Commissione europea, comprende un sistema di monitoraggio che può essere utilizzato come base;

- **promuovere nuove competenze:** per ridurre il divario tra lavori poco qualificati e lavori altamente qualificati richiesti per la diffusione delle reti intelligenti, potrebbero essere utilizzate le iniziative in corso, quali ad esempio le azioni di formazione nel quadro del piano SET, le comunità della conoscenza e dell'innovazione dell'Istituto europeo di tecnologia, le azioni Marie Curie⁷⁹, nonché altre azioni, quale l'iniziativa "Nuove competenze per nuovi lavori". Tuttavia, gli Stati membri dovranno affrontare con serietà le conseguenze sociali negative che potrebbero emergere e lanciare programmi di riqualificazione dei lavoratori e sostenere l'acquisizione di nuove competenze.

4. PREPARARE LE RETI A PIÙ LUNGO TERMINE

4.1. Le autostrade elettriche europee

Per autostrada elettrica si intende una linea di trasmissione dell'elettricità dotata di una capacità di trasporto dell'energia elettrica di gran lunga superiore alle attuali reti di trasmissione ad alta tensione, sia in termini di volumi di elettricità trasportata che in termini di distanza coperta. Per raggiungere queste capacità superiori, dovranno essere sviluppate nuove

⁷⁹ http://cordis.europa.eu/fp7/people/home_en.html.

tecnologie che consentano in particolare la trasmissione di corrente continua (CC) a livelli di tensione ben superiori a 400 kV.

Per il periodo compreso tra il 2020 e il 2050 occorrerà trovare una soluzione a lungo termine per superare la principale sfida per le reti elettriche: assorbire la produzione eccedentaria dell'eolico, in continua crescita, nei mari del nord e aumentare la produzione eccedentaria di energia da fonti rinnovabili nelle regioni sudoccidentali e sudorientali d'Europa, collegando questi nuovi poli di produzione alle principali capacità di stoccaggio nei paesi nordici e nelle Alpi e ai centri di consumo esistenti e futuri in Europa centrale, ma anche alle reti ad alta tensione in corrente alternata (CA) esistenti. Le nuove autostrade dovranno tenere conto delle zone di produzione eccedentaria esistenti e future, quali la Francia, la Norvegia e la Svezia, e della complessità del corridoio esistente di trasporto nord-sud dell'Europa centrale, che trasporta la produzione eccedentaria di elettricità del nord, attraverso la Danimarca e la Germania, verso le zone in deficit della Germania meridionale e dell'Italia settentrionale.

Nonostante le incertezze tecnologiche, è chiaro che un futuro sistema di autostrade elettriche dovrà necessariamente essere costruito progressivamente, per assicurare la compatibilità delle connessioni CA/CC e l'accettazione delle popolazioni locali⁸⁰, sulla base delle altre priorità fissate per il periodo fino al 2020, descritte nel capitolo 3.1, in particolare nel settore delle reti *offshore*.

Questo sistema di autostrade dovrà anche essere pronto a integrare possibili connessioni oltre le frontiere dell'UE, a sud e a est, per trarre pienamente beneficio dal notevole potenziale di queste regioni in termini di energie rinnovabili. Pertanto, a lungo termine potrebbero essere necessarie, oltre alle connessioni sincrone già esistenti con il Maghreb e la Turchia, connessioni con altri paesi mediterranei o orientali. A questo scopo, occorrerebbe avviare il dialogo con gli Stati nordafricani sui requisiti tecnici e giuridici per lo sviluppo delle infrastrutture elettriche trans-mediterranee.

Nonostante la crescente consapevolezza della necessità di disporre in futuro di una rete elettrica paneuropea, prevale una notevole incertezza sul momento in cui questa rete diventerà necessaria, e sulle misure da adottare per la sua realizzazione. È pertanto indispensabile un'azione coordinata a livello UE per avviare lo sviluppo coerente della rete e ridurre le incertezze e i rischi. Il coordinamento europeo sarà anche necessario per creare un quadro giuridico, normativo e organizzativo, adeguato per la progettazione, la pianificazione, la costruzione e il funzionamento di un tale sistema di autostrade elettriche.

Questa azione dovrà integrare i lavori di ricerca e di sviluppo in corso, in particolare nell'ambito dell'iniziativa europea per la rete elettrica (EEGI) del piano SET e dell'iniziativa europea per l'energia eolica, per adeguare le attuali tecnologie di trasmissione e stoccaggio e per le reti intelligenti e per svilupparne di nuove. In tale contesto, sarà anche necessario integrare il potenziale di trasporto e di stoccaggio di idrogeno su vasta scala. Abbinato alle celle a combustibile, esso è particolarmente adatto alle applicazioni di distribuzione e di

⁸⁰ Ciò potrebbe includere la necessità di linee elettriche parzialmente sotterranee, tenendo conto del fatto che i costi di investimento per i cavi sotterranei sono almeno 3-10 volte superiori rispetto alle linee aeree. Cfr. "*Feasibility and technical aspects of partial undergrounding of extra high voltage power transmission lines*", documento comune ENTSO-E ed Europacable. Novembre 2010.

trasporto. La commercializzazione delle applicazioni domestiche è prevista per il 2015 quella dei veicoli a idrogeno per il 2020⁸¹.

Raccomandazioni

Di seguito si illustrano gli interventi chiave necessari per la preparazione delle autostrade elettriche europee:

- in linea con le conclusioni del forum di Bucarest del giugno 2009, avviare lavori mirati sulle autostrade elettriche, nel quadro del forum di Firenze, per strutturare il lavoro realizzato da tutte le parti in causa per la preparazione delle autostrade elettriche. Questo lavoro dovrebbe essere organizzato dalla Commissione europea e dall'ENTSO-E e riunire tutte le parti in causa. Dovrebbe concentrarsi sulla formulazione di scenari a medio e lungo termine di sviluppo della produzione, sulla valutazione dei concetti di architettura di rete paneuropea e delle opzioni di struttura, sull'analisi delle conseguenze socioeconomiche e industriali della loro diffusione e sull'elaborazione di un quadro giuridico, normativo e organizzativo adeguato;
- intensificare le necessarie attività di **ricerca e sviluppo**, sulla base dell'iniziativa europea per la rete elettrica (EEGI) del piano SET e dell'iniziativa europea per l'energia eolica, per adattare le tecnologie esistenti di trasporto e di stoccaggio e per le reti intelligenti e svilupparne di nuove ed elaborare gli strumenti necessari di progettazione e pianificazione della rete;
- stabilire un **piano di sviluppo modulare**, che dovrà essere preparato dall'ENTSO-E entro la metà del 2013, allo scopo di mettere in servizio le prime autostrade elettriche entro il 2020. Il piano deve anche prevedere l'estensione della rete, allo scopo di promuovere lo sviluppo di capacità di produzione di energia rinnovabile su vasta scala oltre le frontiere dell'UE.

4.2. Infrastruttura europea di trasporto di CO₂

Dato che in Europa i potenziali siti di stoccaggio di CO₂ non sono uniformemente distribuiti, per raggiungere livelli significativi di decarbonizzazione delle economie europee post-2020 in Europa potrebbe essere necessaria la diffusione su vasta scala delle tecnologie di cattura e stoccaggio di CO₂, per le quali sarà richiesta la costruzione di un'infrastruttura di gasdotti e, se necessario, di un'infrastruttura di trasporto, che potrebbe estendersi oltre le frontiere degli Stati membri, se i paesi non dispongono di un adeguato potenziale di stoccaggio di CO₂.

Le tecnologie per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio (CCS) sono tecnologie sperimentate. Tuttavia, esse non sono state ancora integrate e sperimentate su scala industriale, e per il momento non sono commercialmente realizzabili. Finora l'attuazione della tecnologia si è limitata a impianti di piccole dimensioni, spesso progettati per la dimostrazione di uno o due componenti, in maniera isolata. Allo stesso tempo, è comunemente ammesso che per avere un impatto significativo sulla riduzione delle emissioni, e disporre pertanto di un portafoglio "a costo minimo" di misure di attenuazione dei cambiamenti climatici, la fattibilità delle tecnologie CCS dovrà essere dimostrata su vasta scala verso il 2020.

⁸¹ A questo scopo, nel quadro del piano SET, l'impresa comune "Celle a combustibile e idrogeno" avvierà un primo studio sulla pianificazione delle infrastrutture UE per l'idrogeno entro la fine del 2010, aprendo la strada allo sfruttamento commerciale entro il 2020.

A questo scopo, il Consiglio europeo di primavera del 2007 ha deciso di sostenere la realizzazione di 12 impianti di dimostrazione su vasta scala delle tecnologie CCS in Europa entro il 2015 per promuoverne la fattibilità commerciale. Sono attualmente in costruzione sei progetti su vasta scala per la dimostrazione delle tecnologie CCS nella produzione di elettricità. Essi disporranno di una capacità installata di almeno 250 MW, nonché di componenti di trasporto e di stoccaggio. Questi progetti sono cofinanziati dalla Commissione mediante sovvenzioni per un importo complessivo di 1 miliardo di euro. Un ulteriore meccanismo di finanziamento, integrato nel sistema di scambio di quote di emissione, è diventato operativo nel novembre 2010⁸². Inoltre, la Commissione sostiene le attività di ricerca e sviluppo delle tecnologie CCS e ha installato una rete specializzata di condivisione delle conoscenze per i grandi progetti di dimostrazione.

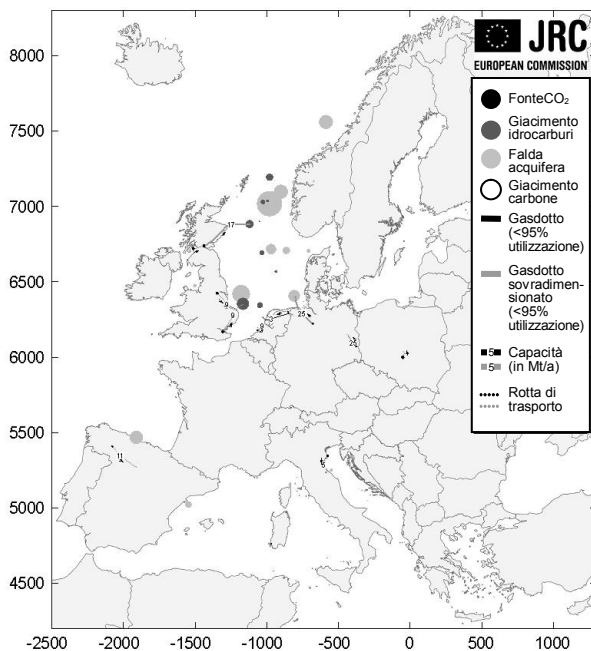
Nel 2010 il Centro comune di ricerca (CCR) ha preparato una valutazione delle esigenze di investimento nell'infrastruttura di trasporto di CO₂⁸³. Sulla base delle ipotesi dello scenario di riferimento PRIMES, lo studio dimostra che nel 2020 verranno catturati 36 milioni di tonnellate di CO₂ e trasportati in 6 Stati membri dell'UE. La relativa rete di trasporto di CO₂ si estenderà per circa 2 000 km e richiederà investimenti per 2,5 miliardi di euro (carta 9). Secondo i piani quasi tutti i gasdotti dovrebbero assorbire i flussi supplementari di CO₂ previsti negli anni successivi⁸⁴.

Per il 2030 lo studio indica che la quantità di CO₂ catturata aumenterà a 272 milioni di tonnellate (carta 10). Molti dei gasdotti costruiti in passato operano già a piena capacità e i nuovi gasdotti in costruzione verranno utilizzati a pieno regime con gli aumenti di potenza previsti per il 2050. La rete di trasporto di CO₂ si estende ormai per circa 8 800 km e richiede investimenti complessivi di 9,1 miliardi di euro. Le prime reti regionali si stanno formando in tutt'Europa attorno ai primi impianti di dimostrazione. L'analisi del CCR evidenzia anche i vantaggi del coordinamento europeo per la ricerca in Europa di una soluzione ottimale per il trasporto di CO₂, dato che i risultati dell'analisi indicano che entro il 2030 gli Stati membri dell'UE interessati al trasporto transfrontaliero di CO₂ potrebbero essere 16.

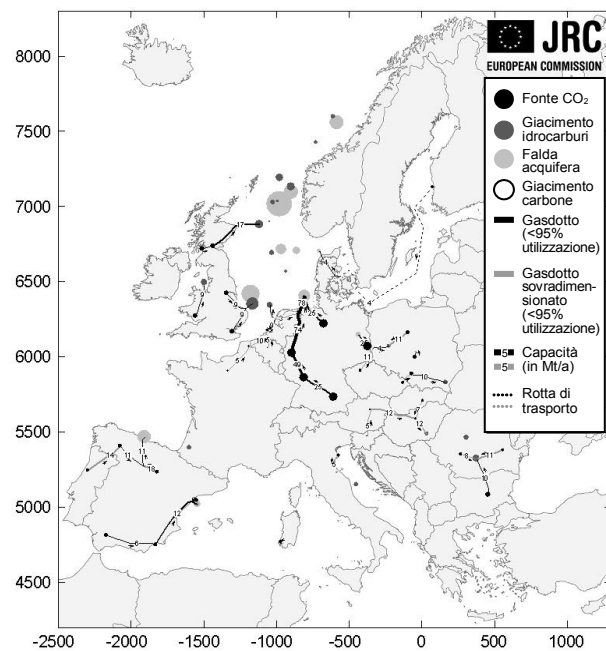
⁸² http://ec.europa.eu/clima/funding/ner300/index_en.htm.

⁸³ "The evolution of the extent and the investment requirements of a trans-European CO₂ transport network", Commissione europea, Centro comune di ricerche, EUR 24565 EN. 2010.

⁸⁴ I gasdotti sovradimensionati sono indicati in rosso, mentre i gasdotti funzionanti a piena capacità sono indicati in blu.



Carta 9: infrastruttura della rete di CO₂ nel 2020, scenario di base PRIMES



Carta 10: infrastruttura della rete di CO₂ nel 2030, scenario di base PRIMES

Una seconda analisi, effettuata da Arup nel 2010 sulla fattibilità di infrastrutture CO₂ su scala europea⁸⁵, mira a stabilire quale sarebbe la rete ottimale di trasporto di CO₂ in Europa e la sua evoluzione nel tempo, basandosi su volumi predefiniti di CO₂, l'individuazione di idonei siti di stoccaggio ed un approccio di minimizzazione dei costi. Lo scenario più conservatore calcola una rete di 6 900 km per 50 milioni di tonnellate di CO₂ trasportate nel 2030. Lo studio sostiene che, dato che alcuni paesi mancano di capacità di stoccaggio, solo una rete transfrontaliera potrebbe permettere una più vasta diffusione delle tecnologie CCS.

Queste conclusioni sono confermate dallo studio EU Geocapacity (2009) sulla capacità di stoccaggio geologico di CO₂⁸⁶ dell'Europa: una futura rete di trasporto di CO₂ dipende fortemente dalla disponibilità di stoccaggio terrestre o dalla disponibilità e dallo sviluppo di formazioni saline *offshore*. Tenendo conto del livello di sensibilizzazione dei cittadini sullo stoccaggio di CO₂ e sulle tecnologie CCS in generale, lo studio suggerisce che occorrerebbe dare la priorità allo stoccaggio in formazioni saline *offshore*. Lo studio sottolinea anche il fatto che la disponibilità di capacità di stoccaggio non può ancora essere confermata: dovranno pertanto essere realizzati lavori supplementari per verificare il reale potenziale di stoccaggio. Tuttavia, il principale motore di sviluppo delle tecnologie CCS nel prossimo futuro sarà il prezzo della CO₂, che è particolarmente incerto e dipenderà dall'evoluzione dell'ETS. Le analisi che presentano una possibile rete di CO₂ oltre il 2020 devono dunque essere considerate con la più grande prudenza.

⁸⁵ "Feasibility of Europe-wide CO₂ infrastructures", studio di Ove Arup & Partners Ltd per la Commissione europea. Settembre 2010.

⁸⁶ "EU GeoCapacity - Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide", progetto n. SES6-518318. Relazione finale disponibile all'indirizzo: <http://www.geology.cz/geocapacity/publications>

Tutti gli studi confermano che l'evoluzione della rete di CO₂ in Europa sarà determinata dalla disponibilità di siti di stoccaggio e dal livello di diffusione delle tecnologie CCS, nonché dal grado di coordinamento già raggiunto nel loro sviluppo. Lo sviluppo di reti integrate di gasdotti e di trasporto, inizialmente progettate e costruite a livello regionale o nazionale tenendo conto delle esigenze di trasporto di fonti multiple di CO₂, sfrutterebbe le economie di scala e permetterebbe la connessione di fonti supplementari di CO₂ a pozzi adeguati nel corso della durata di vita dei gasdotti⁸⁷. A lungo termine, le reti integrate sarebbero vaste e interconnesse per raggiungere fonti e siti di stoccaggio in tutt'Europa, come avviene ora per le reti europee del gas.

Raccomandazioni

Una volta che le tecnologie CCS diverranno commercialmente realizzabili, le infrastrutture di gasdotti e di trasporto costruite per i progetti di dimostrazione diventeranno punti nevralgici della futura rete UE. È importante che questa struttura inizialmente frammentata possa essere progettata in modo da garantire la compatibilità in tutt'Europa ad uno stadio successivo. Occorrerebbe tener conto degli insegnamenti tratti dall'integrazione di reti inizialmente frammentate, come quelle del gas, al fine di evitare un analogo laborioso processo per la creazione di mercati comuni.

Occorrerebbe proseguire l'esame delle modalità tecniche e pratiche della rete di CO₂ per giungere ad un accordo su una visione comune. Possibili interventi in questo settore potrebbero essere discussi in seno al gruppo di lavoro sulle energie fossili sostenibili per un dialogo tra le parti in causa (nel quadro del forum di Berlino). La rete dei progetti sulle tecnologie CCS potrebbe essere utilizzata per raccogliere le esperienze dei progetti di dimostrazione in corso. Questo permetterà a sua volta di valutare l'eventuale necessità e portata dell'intervento UE.

Anche la cooperazione regionale dovrebbe essere incoraggiata per stimolare lo sviluppo di poli che costituiranno la prima fase di un'eventuale futura rete europea integrata. Le strutture di sostegno esistenti, compresi la rete dei progetti CCS e il gruppo di scambio delle informazioni istituito conformemente alla direttiva 2009/31/CE sullo stoccaggio geologico di CO₂, potrebbero accelerare lo sviluppo di poli regionali. Questo potrebbe tra l'altro includere l'istituzione di gruppi di lavoro mirati e la condivisione delle conoscenze in materia in seno alla rete dei progetti CCS, lo scambio di buone pratiche sulle procedure di rilascio dei permessi e la cooperazione transfrontaliera delle autorità competenti nell'ambito del gruppo di scambio delle informazioni. La Commissione utilizzerà anche i forum internazionali di

⁸⁷

Lo studio di progettazione ingegneristica preliminare di una rete CCS per la regione dello Yorkshire and Humber ha mostrato che l'investimento iniziale in capacità di riserva di gasdotti sarebbe efficiente sotto il profilo dei costi anche se gli sviluppi ulteriori dovessero unirsi alla rete 11 anni dopo. Lo studio ha anche confermato quanto emerso dall'esperienza in altri settori: investire in reti integrate catalizzerebbe la diffusione su vasta scala delle tecnologie CCS in quanto consentirebbe di unificare le procedure di rilascio dei permessi, di ridurre il costo di connessione delle fonti di CO₂ e di assicurare che la CO₂ catturata possa essere stoccata appena l'impianto di cattura divenisse operativo.

discussione sulla tecnologie CCS per lo scambio delle conoscenze esistenti in materia di raggruppamenti regionali e di poli nel mondo.

La Commissione continuerà inoltre a lavorare su una carta europea delle infrastrutture di CO₂ che potrebbe promuovere lo sviluppo della pianificazione infrastrutturale, concentrandosi sulla questione dell'efficienza sotto il profilo dei costi. Per gran parte questo compito consisterà nell'individuare la localizzazione, la capacità e la disponibilità dei siti di stoccaggio, in particolare *offshore*. Per garantire che i risultati di tale esercizio di cartografia siano comparabili su tutto il continente e possano essere utilizzati per facilitare una concezione ottimale della rete, si cercherà di elaborare una metodologia comune di valutazione delle capacità di stoccaggio. Per ragioni di trasparenza sullo stoccaggio e sulle tecnologie CCS in generale, la Commissione procederà alla pubblicazione di un atlante europeo dello stoccaggio di CO₂ che permetterà di visualizzare il potenziale di stoccaggio.