



COMMISSIONE  
EUROPEA

Bruxelles, 15.12.2022  
C(2022) 9284 final

### **Comunicazione della Commissione**

## **Orientamenti sulla ripartizione dei costi e dei benefici nei progetti di cooperazione transfrontaliera nel settore dell'energia rinnovabile**

COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE

**Orientamenti sulla ripartizione dei costi e dei benefici nei progetti di cooperazione  
transfrontaliera nel settore dell'energia rinnovabile**

INDICE

<b>1</b>	<b>Introduzione .....</b>	<b>2</b>
<b>2</b>	<b>Elementi progettuali della cooperazione e opzioni di finanziamento.....</b>	<b>7</b>
<b>3</b>	<b>Analisi costi-benefici come base per la ripartizione dei costi e dei benefici...12</b>	
<b>4</b>	<b>Approcci per la ripartizione dei costi e dei benefici.....14</b>	
	Principi della ripartizione.....	14
	Attuazione pratica della ripartizione dei costi e dei benefici.....	17
	Esempi di cooperazione .....	23
<b>5</b>	<b>Sintesi delle raccomandazioni per l'analisi costi-benefici e la ripartizione dei costi e dei benefici.....</b>	<b>29</b>
<b>6</b>	<b>Modello di accordo intergovernativo .....</b>	<b>32</b>
<b>7</b>	<b>Allegato .....</b>	<b>35</b>

## 1 INTRODUZIONE

I presenti orientamenti sono volti a sostenere gli Stati membri che intendono partecipare a progetti di cooperazione transfrontaliera nel settore della produzione di energia rinnovabile nella ricerca di una soluzione reciprocamente vantaggiosa per la ripartizione dei relativi costi e benefici. Delineano opzioni per la ripartizione dei costi e dei benefici nei progetti di cooperazione transfrontaliera nel settore dell'energia rinnovabile e forniscono raccomandazioni e migliori pratiche, offrendo nel contempo flessibilità agli Stati membri<sup>1</sup>. Gli orientamenti possono essere applicati, nel contesto del meccanismo per collegare l'Europa, ai progetti transfrontalieri nel settore dell'energia rinnovabile e ai progetti di energia rinnovabile che utilizzano meccanismi di cooperazione più in generale. Sono pertinenti per i progetti riguardanti l'energia elettrica da fonti rinnovabili, nonché per quelli riguardanti calore e gas da fonti rinnovabili.

### Quadro giuridico

La direttiva riveduta 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili ("la direttiva") stabilisce un quadro giuridico per lo sviluppo delle energie rinnovabili nell'Unione europea. Come stabilito all'articolo 3, paragrafo 1, della direttiva, gli Stati membri conseguono collettivamente l'obiettivo vincolante complessivo dell'Unione per la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'Unione nel 2030. Questo obiettivo collettivo è raggiunto attraverso i contributi nazionali che devono essere fissati da tutti gli Stati membri nell'ambito dei rispettivi piani nazionali integrati per l'energia e il clima (PNEC). La direttiva riconosce la dimensione transfrontaliera della diffusione delle energie rinnovabili e incoraggia gli Stati membri a cooperare al riguardo utilizzando, tra l'altro, i meccanismi di cooperazione disponibili: trasferimenti statistici, progetti comuni tra Stati membri, progetti comuni tra Stati membri e paesi terzi, i regimi di sostegno comuni<sup>2</sup>.

Nell'ambito del quadro finanziario pluriennale 2021-2027, la componente Energia del meccanismo per collegare l'Europa è stata integrata da uno strumento volto a sostenere la diffusione di progetti transfrontalieri nel settore dell'energia rinnovabile. Il concetto di progetto transfrontaliero nel settore dell'energia rinnovabile, quale definito nel regolamento sul meccanismo per collegare l'Europa<sup>3</sup>, si basa sui meccanismi di cooperazione istituiti a norma della direttiva.

### Motivi della cooperazione

La cooperazione transfrontaliera può facilitare il conseguimento dell'obiettivo dell'Unione e dei contributi nazionali in modo più efficiente in termini di costi, ampliando la riserva di progetti e offrendo nel contempo agli Stati membri maggiore flessibilità nel conseguire gli

---

<sup>1</sup> Si basano sul precedente documento "Orientamenti sull'uso del meccanismo di cooperazione in materia di energie rinnovabili", SWD(2013) 440 final, disponibile all'indirizzo (solo in EN): [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com\\_2013\\_public\\_intervention\\_swd05\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com_2013_public_intervention_swd05_en.pdf).

<sup>2</sup> Una descrizione più dettagliata dei meccanismi di cooperazione figura nell'allegato. Solo la Corte di giustizia dell'Unione europea è competente a fornire un'interpretazione autorevole del diritto dell'Unione.

<sup>3</sup> Regolamento (UE) 2021/1153 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 7 luglio 2021, che istituisce il meccanismo per collegare l'Europa.

obiettivi. Le regioni transfrontaliere svolgono un ruolo importante di "laboratori dell'integrazione europea"<sup>4</sup>. Poiché gli Stati membri dispongono di risorse geografiche e naturali diverse per sfruttare le energie rinnovabili, i costi di produzione variano notevolmente da un paese all'altro. Uno Stato membro (il "paese ospitante") che produce un'eccedenza di energia rinnovabile, ossia più di quanto occorra per soddisfare il proprio contributo, può scegliere di cooperare con un altro Stato membro (il "paese acquirente" o *off-taker*) che è disposto a cofinanziare lo sforzo. Entrambi beneficeranno di tale cooperazione. Il paese ospitante acquisirà finanziamenti aggiuntivi e benefici non monetari connessi alla costruzione e al funzionamento del nuovo impianto (ad esempio, una maggiore sicurezza dell'approvvigionamento, la creazione di posti di lavoro, effetti di ricaduta positivi derivanti da una maggiore innovazione), mentre il paese acquirente conseguirà il suo obiettivo in modo più efficiente in termini di costi piuttosto che a livello nazionale. I meccanismi di cooperazione aiutano a condividere le migliori pratiche, allineare i quadri normativi e a razionalizzare le procedure amministrative negli Stati membri.

I motivi della scelta di cooperare sulle energie rinnovabili variano da un progetto all'altro. Tra le ragioni più tipiche della cooperazione figurano la riduzione dei costi per conseguire gli obiettivi, l'aumento della diffusione delle energie rinnovabili, il contributo al potenziamento delle infrastrutture, il rafforzamento della sicurezza energetica, una maggiore accettazione pubblica di una data tecnologia, la sperimentazione (comune) di tecnologie innovative o soluzioni infrastrutturali, nonché la promozione dell'integrazione delle energie rinnovabili nel mercato per rafforzare il mercato interno dell'energia dell'UE.

I valori di mercato delle energie rinnovabili possono variare notevolmente da uno Stato membro all'altro, anche in funzione dei diversi mix di generazione, delle capacità disponibili degli impianti e della quantità di capacità di interconnessione e di trasporto della rete interna. Cooperando tra loro, gli Stati membri con valori di mercato più bassi possono accedere a progetti con valori di mercato più alti, il che riduce i pagamenti di sostegno.

La cooperazione può avvenire tra due o più paesi/regioni o territori transfrontalieri<sup>5</sup>, con requisiti di complessità e coordinamento generalmente crescenti con il numero di soggetti coinvolti.

#### **Esempio di cooperazione transfrontaliera: aste reciprocamente aperte tra Germania e Danimarca<sup>6</sup>**

Nel 2016 la Germania e la Danimarca hanno tenuto due aste transfrontaliere per il fotovoltaico aperte alla partecipazione di progetti situati nell'altro paese. Le aste reciprocamente aperte erano basate su un accordo di cooperazione negoziato bilateralmente. Ciascuna asta aperta era basata sul sistema di sostegno in vigore per il fotovoltaico nel rispettivo paese. L'accordo di cooperazione prevedeva disposizioni relative alle restrizioni locali dei siti, allo scambio di dati e al contributo agli obiettivi in materia di energie rinnovabili. Per quanto riguarda la ripartizione dei costi, il paese che effettua la

<sup>4</sup> COM(2021) 393: "Regioni frontaliere dell'UE: laboratori viventi dell'integrazione europea".

<sup>5</sup> Le regioni frontaliere sono territori situati su ciascun lato della stessa frontiera (definizione disponibile all'indirizzo: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Border\\_region](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Border_region)).

<sup>6</sup> La descrizione di questo caso si basa sulla relazione "Opzioni progettuali per le aste transfrontaliere", elaborata nell'ambito del progetto AURES II sulle aste per il sostegno alle energie rinnovabili. La relazione completa può essere consultata all'indirizzo (solo in EN): [http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2019/06/AURES\\_II\\_D6\\_1\\_final.pdf](http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2019/06/AURES_II_D6_1_final.pdf).

vendita all'asta versa i pagamenti di sostegno a tutti gli impianti aggiudicati e riceve il valore statistico totale delle quote di energie rinnovabili. Non sono inclusi costi o benefici aggiuntivi.

Tutti i progetti che si sono aggiudicati le aste transfrontaliere sono situati in Danimarca. L'asta tedesca aperta ha raggiunto prezzi di aggiudicazione notevolmente inferiori a quelli delle precedenti aste nazionali tedesche. In Danimarca non sono state svolte aste nazionali nello stesso periodo. Nessun progetto tedesco ha partecipato all'asta danese, a causa, tra l'altro, della bassa capacità massima prevista per i progetti situati in Germania (solo 2,4 MW su un volume totale d'asta di 20 MW), di un'asta nazionale in Germania che si è svolta solo pochi giorni dopo, di costi dell'operazione legati alla comprensione del sistema d'asta danese e del premio fisso utilizzato in Danimarca, che espone i gestori degli impianti a rischi di prezzo dell'energia elettrica a lungo termine. Per i progetti situati in Danimarca, la partecipazione all'asta tedesca è risultata interessante in quanto nel 2016 non si sono svolte aste nazionali per il fotovoltaico. Le ragioni delle offerte più competitive della Danimarca non sono chiare, ma probabilmente includono la presenza di migliori risorse fotovoltaiche presso i siti partecipanti alle aste, l'opportunità di costruire impianti fotovoltaici su terreni agricoli (possibilità esclusa in Germania) e la mancanza di altre opzioni per ricevere sostegno interno e quindi offerte più aggressive.

Le aste reciprocamente aperte hanno dimostrato che con gli approcci cooperativi tra gli Stati membri è possibile aumentare l'efficienza rispetto alle aste nazionali. Evidenziano inoltre che i regimi di sostegno nazionali e i calendari delle aste dovrebbero essere presi in considerazione in fase di decisione delle tempistiche e della definizione dell'accordo di cooperazione. Inoltre i paesi devono tenere conto dell'assetto del mercato e di altri fattori che influenzano i costi dei progetti per evitare sorprese nella distribuzione delle aggiudicazioni tra paesi.

### **Esempio di cooperazione transfrontaliera: regime di certificazione comune tra Svezia e Norvegia**

Nel 2012 il regime di sostegno transfrontaliero all'energia elettrica verde tra Svezia e Norvegia è diventato operativo con l'obiettivo di stimolare la crescita delle energie rinnovabili in entrambi i paesi. Finora si tratta dell'unico regime di sostegno comune realizzato nell'ambito dei meccanismi di cooperazione previsti dalla direttiva sulle energie rinnovabili (direttiva Rinnovabili). L'entrata in funzione del regime è stata preceduta da una lunga fase di negoziati tra i due paesi. È risultato particolarmente difficile concordare un'adeguata ripartizione dei costi e dei benefici; un accordo politico su una ripartizione degli oneri al 50/50 ha spianato la strada all'accordo finale.

Il regime ha beneficiato dell'esperienza pluriennale della Svezia nella gestione di un analogo mercato nazionale dei certificati. Uno strumento basato sul mercato: il regime premia gli impianti di produzione di energia rinnovabile in entrambi i paesi assegnando un certificato verde per ogni MWh di energia elettrica da fonti rinnovabili prodotta che può essere successivamente negoziato su un mercato. I fornitori di energia elettrica svedesi e norvegesi (e alcuni utenti finali) sono tenuti ad acquistare certificati in misura proporzionale a una quota della loro produzione o del loro consumo di energia elettrica.

Dato il successo del regime nel conseguimento (superiore alle soglie previste) dell'obiettivo di sviluppo delle energie rinnovabili, principalmente in campo eolico e idroelettrico, il sistema è stato chiuso a nuovi partecipanti a gennaio 2022. Ferme restando le caratteristiche principali uguali in entrambi i paesi, Svezia e Norvegia, pur adoperandosi per raggiungere un obiettivo di produzione comune espresso in TWh, hanno mantenuto una certa flessibilità rispetto ai parametri del regime. Non è prevista un'autorità comune responsabile dell'attuazione e del monitoraggio: ciascun paese ha nominato un'entità nazionale, il che dimostra che può essere utile riconoscere la necessità di flessibilità nella progettazione di un regime comune. Il potenziale relativamente simile per le energie rinnovabili e le strutture di costi comparabili hanno reso più facile concordare le caratteristiche principali del regime. Ciò vale anche per i negoziati sulla ripartizione dei costi e dei benefici, che tendono a essere più impegnativi se detti costi e benefici differiscono notevolmente tra i paesi cooperanti.

## Ostacoli alla cooperazione

Nonostante i vantaggi consolidati e ben conosciuti del ricorso alla cooperazione per raggiungere congiuntamente gli obiettivi dell'UE in materia di energie rinnovabili, dal 2009<sup>7</sup> sono stati effettivamente attuati pochi progetti di cooperazione basati sui meccanismi di cooperazione e l'uso di tali meccanismi è ancora scarso: i dati<sup>8</sup> indicano una persistenza di ostacoli di natura politica, tecnica, giuridica e normativa, socioeconomica e ambientale. Gli Stati membri e gli altri portatori di interessi segnalano inoltre la presenza di ostacoli amministrativi nelle fasi procedurali necessarie per pianificare e attuare un progetto di cooperazione e di ostacoli legati alla quantificazione e alla ripartizione dei costi e dei benefici. Il dibattito tra gli Stati membri sull'uso dei meccanismi di cooperazione si è però intensificato negli ultimi anni e sono in fase di discussione diversi progetti potenziali<sup>9</sup>. La sempre più pressante necessità di una rapida decarbonizzazione in linea con il Green Deal europeo, il pacchetto "Pronti per il 55 %" e il piano REPowerEU richiedono un uso più frequente dei meccanismi di cooperazione.

## Ambito di applicazione

I presenti orientamenti sono intesi a sostenere gli Stati membri nella pianificazione, progettazione e attuazione di progetti di cooperazione transfrontaliera utilizzando meccanismi di cooperazione<sup>10</sup>. Nell'illustrare le opzioni e gli elementi progettuali disponibili per la ripartizione dei costi e dei benefici, intendono contribuire a rimuovere questo ostacolo all'ulteriore uso dei meccanismi di cooperazione.

I precedenti orientamenti sulla ripartizione dei costi e dei benefici si limitavano alla metodologia dell'analisi in materia elaborata dalla Rete europea dei gestori di sistemi di trasporto dell'energia elettrica (ENTSO-E) per i progetti di sviluppo della rete a norma del regolamento (UE) 2022/869 e non vertevano sulla ripartizione dei costi e dei benefici degli

---

<sup>7</sup> Ad oggi sono stati attuati/concordati 12 progetti di cooperazione (di cui dieci trasferimenti statistici, un progetto comune e un regime di sostegno comune). Sebbene ciò indichi che l'attuazione potrebbe accelerare, il ricorso ai meccanismi di cooperazione è ancora inferiore alle aspettative. Sono stati attuati e/o concordati i progetti seguenti: trasferimenti statistici tra Lussemburgo e Lituania, Lussemburgo ed Estonia, Malta ed Estonia, Paesi Bassi e Danimarca, Irlanda e Danimarca, Irlanda ed Estonia, Danimarca e Belgio, Finlandia e Belgio, Repubblica ceca e Slovenia e Lituania e Belgio; un progetto comune tra Germania e Danimarca e un regime di sostegno comune tra Svezia e Norvegia. Se si considerano i piani d'azione nazionali per le energie rinnovabili degli Stati membri per il 2020, è evidente che, a causa della novità dei meccanismi e della mancanza di progetti attuati, i piani di ricorso ai meccanismi di cooperazione erano ancora vaghi, prudenti o addirittura inesistenti. Alcuni anni dopo, nei rispettivi PNEC, i piani degli Stati membri per l'uso dei meccanismi di cooperazione erano già più concreti, soprattutto grazie alle consultazioni tenute tra gli Stati membri su base bilaterale o multilaterale, individualmente o tramite gruppi e forum diversi. A tale riguardo è opportuno sottolineare i lavori nei forum regionali sull'energia, compresi i gruppi ad alto livello per la cooperazione in materia di energia nei mari del Nord (*North Seas Energy Cooperation*, NSEC), il piano di interconnessione del mercato energetico del Baltico (*Baltic Energy Market Interconnection Plan*, BEMIP), l'interconnessione energetica nell'Europa centrale e sudorientale (*Central and South Eastern Europe Energy Connectivity*, CESEC) o le interconnessioni per l'Europa sudoccidentale (SWE), o il Forum pentalaterale. I forum sono riusciti a riunire i principali portatori di interessi e a facilitare il dialogo, mancano però ancora dati di piani concreti, a dimostrazione delle difficoltà incontrate nell'applicare i meccanismi di cooperazione.

<sup>8</sup> Studi e progetti comprendono, tra l'altro, il progetto sui meccanismi di cooperazione tra gli Stati membri dell'UE e l'interazione con i regimi di sostegno previsti dalla direttiva sulle energie rinnovabili (2009/28/CE) (<https://res-cooperation.eu/>), il progetto CA-RES (<https://www.ca-res.eu/>) e il progetto MUSTEC (<https://mustec.eu/>). Cfr. anche lo studio del 2014 sulla cooperazione tra i paesi dell'UE nel quadro della direttiva sulle energie rinnovabili, disponibile all'indirizzo (solo in EN): [https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/cooperation-mechanisms\\_it#documents](https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/cooperation-mechanisms_it#documents).

<sup>9</sup> Tra gli esempi noti figurano un memorandum d'intesa su uno o più hub per l'energia in mare tra Danimarca e Paesi Bassi, un memorandum d'intesa tra Lettonia ed Estonia su un progetto comune in mare, una lettera di intenti sull'analisi di progetti in mare ibridi comuni tra Danimarca e Germania e un memorandum d'intesa sulla valutazione delle opzioni per le isole energetiche tra Danimarca e Belgio.

<sup>10</sup> Per la maggior parte dei progetti di cooperazione transfrontaliera, si può presumere che gli Stati membri o i paesi terzi siano quelli che sostengono i costi più elevati e ricevono la maggior parte dei benefici. Sono quindi le parti negoziali naturali e rappresentano automaticamente i portatori di interessi.

impianti di produzione. I presenti orientamenti sono pertanto volti a chiarire le opzioni disponibili e i gradi di libertà per l'analisi e la ripartizione dei costi e dei benefici applicabili alle diverse tecnologie delle energie rinnovabili. Pur intendendo trattare in generale la cooperazione per tutte le tecnologie energetiche rinnovabili, tengono conto degli aspetti specifici dei progetti eolici in mare (radiali) in quanto la cooperazione in tale settore diventa sempre più importante, pur se confrontata a particolari problemi di attuazione sul piano tecnico e pratico. Gli aspetti legati all'analisi costi-benefici e di condivisione dei progetti ibridi in mare saranno trattati in modo approfondito nei prossimi orientamenti del 2024 su come coordinare la ripartizione dei costi e dei benefici per bacino marittimo per i progetti di trasmissione di energia in mare in combinazione con lo sviluppo di progetti di produzione di energia rinnovabile, nonché la ripartizione dei costi e dei benefici per i singoli progetti ibridi<sup>11</sup>.

I presenti orientamenti sono strutturati come segue: in primo luogo, sono delineati gli elementi progettuali più importanti dei regimi di sostegno per le energie rinnovabili, con particolare attenzione agli aspetti pertinenti alla ripartizione dei costi e dei benefici nei progetti di cooperazione transfrontaliera. Nella sezione successiva sono descritti gli approcci e i principi generali dell'analisi costi-benefici quale strumento centrale per valutare i benefici complessivi per la società di un progetto di energia rinnovabile e prerequisito per la ripartizione dei costi e dei benefici. Gli orientamenti forniscono inoltre informazioni su come affrontare la ripartizione dei costi e dei benefici tra le parti cooperanti, delineando raccomandazioni, esempi e migliori pratiche. Nella sezione 6 figura un modello di accordo di cooperazione.

---

<sup>11</sup> Riconoscendo la crescente attenzione rivolta a forme complesse di cooperazione nelle energie rinnovabili, ad esempio nel contesto dei parchi eolici in mare ibridi, sono forniti "orientamenti su come coordinare la ripartizione transfrontaliera dei costi e dei benefici che derivano dai progetti di trasmissione combinati a progetti di produzione di energia". Tali orientamenti si riferiscono all'articolo 15, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2022/869 (regolamento TEN-E) e alla comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni "Strategia dell'UE per sfruttare il potenziale delle energie rinnovabili in mare per un futuro climaticamente neutro" COM(2020) 741 final, disponibile all'indirizzo: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/offshore\\_renewable\\_energy\\_strategy.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/offshore_renewable_energy_strategy.pdf)

## 2 ELEMENTI PROGETTUALI DELLA COOPERAZIONE E OPZIONI DI FINANZIAMENTO

Al momento di concordare un progetto di cooperazione, gli Stati membri dovranno allinearsi su una serie di aspetti, tra cui i principali obiettivi e principi, il meccanismo o i meccanismi per raggiungere tali obiettivi, la portata e le condizioni della cooperazione. Per quanto riguarda quest'ultimo aspetto, gli Stati membri potrebbero dover scegliere un regime di sostegno e dovranno accordarsi sulla ripartizione dei costi e dei benefici che il progetto produrrà. Elementi progettuali diversi del meccanismo o dei meccanismi di cooperazione e del regime di sostegno (se del caso) possono portare a risultati diversi in termini di costi e benefici.

Come indicato sopra, gli Stati membri, quando concordano un progetto di cooperazione, possono avere obiettivi diversi, ma sicuramente vogliono far sì che la cooperazione sia reciprocamente vantaggiosa e che costi e benefici siano ripartiti a tal fine. La logica generale è che lo Stato membro acquirente contribuisce ai costi di sostegno in cambio della ricezione del valore statistico di quote di energie rinnovabili. Tra i sotto-obiettivi gli Stati membri possono includere, ad esempio, la riduzione dei costi di integrazione, nella misura in cui spostano la diffusione verso paesi con costi di integrazione dei sistemi inferiori. Anche gli Stati membri ospitanti, d'altro canto, tengono conto di tali costi e della misura in cui essi si ripercuotono sui pagamenti di sostegno, vale a dire sugli sviluppatori di progetti di energia rinnovabile o su altri portatori di interessi, quali i gestori dei sistemi di trasmissione (TSO) o i consumatori finali. Poiché i costi di integrazione dei sistemi possono essere sostanziali, gli Stati membri ospitanti possono includere una compensazione adeguata.

### Scelta del meccanismo di cooperazione

La scelta del meccanismo di cooperazione dipende dagli obiettivi specifici perseguiti dagli Stati membri. In generale si può affermare che, se l'unico obiettivo è quello di conseguire obiettivi a breve termine a costi più bassi o di colmare rapidamente il divario rimanente rispetto all'obiettivo con uno sforzo interno limitato, i **trasferimenti statistici** sono la scelta più appropriata in quanto presentano i costi di transazione più bassi e tendono a essere meno complessi. D'altro canto il trasferimento statistico non comporta lo sviluppo di capacità supplementari di energia rinnovabile, a meno che il paese venditore non destini i ricavi a nuovi progetti di energia rinnovabile.

È possibile perseguire anche **progetti comuni**, se l'obiettivo è quello di sviluppare o sperimentare (nuove) tecnologie. I **regimi di sostegno comuni** sono il meccanismo di cooperazione più complesso e comportano i costi di transazione più alti. Tuttavia i regimi di sostegno comuni possono migliorare l'efficienza sotto il profilo dei costi e aumentare la stabilità del mercato a lungo termine e la liquidità. Quanto maggiore sarà il volume della cooperazione nei progetti di energia elettrica da fonti rinnovabili realizzati nel tempo, tanto più giustificata sarà la scelta di un meccanismo complesso.

Va inoltre osservato che i meccanismi di cooperazione non si escludono a vicenda e che gli Stati membri sono liberi di combinare più di un meccanismo in un unico accordo. Per quanto riguarda la ripartizione dei costi e dei benefici, si raccomanda di tenerli rigorosamente separati per progetto e di non sommarli nelle combinazioni di progetti.

## Scelta della forma di sostegno

La diffusione delle energie rinnovabili basata sul mercato, sebbene in aumento, continua a basarsi principalmente su un regime di sostegno, il che vale anche per la cooperazione transfrontaliera. In linea di principio gli Stati membri possono scegliere se ricorrere al regime di sostegno dello Stato membro ospitante, aprire il regime di sostegno dello Stato membro contribuente o istituire un nuovo regime di sostegno comune su misura. Occorre definire una serie di elementi progettuali per questo regime. Va osservato che un regime di sostegno non comporta necessariamente pagamenti di sostegno effettivi, poiché questi possono diventare obsoleti in una situazione in cui vi sono offerte a prezzo zero, vale a dire quando gli sviluppatori sono disposti a portare avanti il progetto senza sovvenzioni.

Il ricorso al regime di sostegno del paese ospitante ha il vantaggio di garantire un'integrazione senza soluzione di continuità nel contesto normativo nazionale. La scelta del regime di sostegno dello Stato membro contribuente comporterà invece due regimi paralleli nello Stato membro in cui è situato l'impianto e potrebbe essere in contrasto con il suo contesto normativo. L'istituzione di un nuovo regime di sostegno comune comporta costi di transazione più alti ma ha il vantaggio di essere adatta allo scopo e più efficiente per piani di cooperazione più ampi. In tal caso occorre individuare le istituzioni nazionali o regionali che gestiscono il regime. Gli Stati membri possono anche scegliere come punto di partenza il regime del paese ospitante o di quello contribuente, ma concordare elementi progettuali divergenti per singoli aspetti.

Nel definire un regime di sostegno occorre considerare gli elementi seguenti, tenendo presente che la struttura esatta e le specificità varieranno caso per caso.

### *Esame preliminare, selezione del sito, autorizzazione e sviluppo preliminare*

In generale si può distinguere tra approcci centralizzati (guidati dal governo) e decentrati (guidati dallo sviluppatore) agli esami preliminari, alla selezione del sito, all'autorizzazione e allo sviluppo preliminare. L'approccio centralizzato è caratterizzato dal fatto che un ente statale o di proprietà dello Stato è responsabile di tali processi, li porta avanti e ne sostiene i costi e i rischi<sup>12</sup>. In un modello decentrato i siti sono selezionati, esaminati e sviluppati in via preliminare dagli sviluppatori dei progetti in una zona predefinita. A seconda di chi sostiene inizialmente i costi per l'esame preliminare, la selezione del sito e lo sviluppo preliminare, potrebbe essere necessaria una compensazione.

### *Regime di ripartizione dei costi di rete*

Per quanto riguarda il regime di rete gli Stati membri cooperanti dovranno decidere in merito all'interfaccia tra gli sviluppatori di progetti di energie rinnovabili e i TSO. Nell'approccio di ripartizione dei costi detto "del costo parziale", gli sviluppatori di progetti di energie rinnovabili sostengono i costi di connessione alla rete esistente nel punto adatto più vicino, in genere una sottostazione, e i TSO i costi legati al potenziamento della rete necessario. Gli approcci detti "del costo parziale" sono l'opzione più economica per gli sviluppatori di progetti (poiché i potenziamenti della rete sono generalmente a carico dei gestori dei sistemi di

---

<sup>12</sup> Elementi del modello centralizzato fanno parte della proposta della Commissione del 18 maggio 2022 di revisione delle disposizioni relative al rilascio delle autorizzazioni per i progetti di energia rinnovabile di cui alla direttiva sulle energie rinnovabili (COM(2022) 222 final).

trasmissione/gestori dei sistemi di distribuzione) e consentono un buon livello di trasparenza e coerenza di costi. Tuttavia i progetti possono subire ritardi a causa dei rafforzamenti, a cura dei gestori dei sistemi di trasmissione/dei sistemi di distribuzione, necessari prima di procedere alla connessione.

Nell'approccio di ripartizione dei costi detto "del costo totale", gli sviluppatori di progetti di energie rinnovabili devono sostenere tutti i costi di connessione e gli ulteriori costi di potenziamento dovuti all'integrazione del nuovo impianto nel sistema. Uno dei principali svantaggi di questo tipo di regime di ripartizione è che i costi iniziali di connessione possono essere molto alti e i costi di potenziamento della rete sono solitamente incerti e difficili da prevedere per gli sviluppatori<sup>13</sup>. Spesso tuttavia, nell'ambito di questo approccio, gli sviluppatori dei progetti non sono tenuti a pagare i costi di uso del sistema per i potenziamenti della rete in corso.

Sono possibili anche forme ibride. A seconda delle specifiche, i modelli ibridi possono presentare alcuni svantaggi/vantaggi di entrambi i regimi.

#### *Forme di sostegno finanziario*

Per quanto riguarda le forme di sostegno finanziario, le opzioni principali sono il "sostegno operativo" e gli "aiuti agli investimenti" (iniziali o ricorrenti, ad esempio annuali). Le forme di sostegno operativo più pertinenti sono i premi fissi, i premi variabili unilaterali e i premi variabili bilaterali (contratti per differenza)<sup>14</sup>.

Nel caso dei premi fissi, il sostegno totale non dipende dai prezzi dell'energia elettrica. Inoltre i premi fissi sono più facili da amministrare ma penalizzano gli sviluppatori che si fanno carico dei rischi legati ai ricavi di mercato potenzialmente alti e forniscono incentivi a produrre anche in periodi in cui non è necessaria una produzione aggiuntiva. Il rischio legato ai ricavi di mercato a lungo termine può essere affrontato mediante premi variabili, che tuttavia possono andare a scapito dell'esposizione dei costi totali di sostegno a prezzi dell'energia elettrica inferiori al prezzo di esercizio, pagati dai consumatori. Nel caso degli aiuti agli investimenti anticipati o annuali, gli impianti sono in linea di principio esposti a tutti i rischi legati ai ricavi di mercato dell'energia elettrica.

Il sostegno o l'aiuto agli investimenti si differenzia dal sostegno operativo in quanto fornisce una parte dei costi di investimento del progetto prima che questo entri effettivamente in funzione e inizi a produrre. Gli aiuti agli investimenti, non frequenti a livello degli Stati membri, dovrebbero diventare più pertinenti nel contesto dei meccanismi di finanziamento dell'UE, come la nuova linea di finanziamento per i progetti transfrontalieri nell'ambito del meccanismo per collegare l'Europa.

Al momento di decidere in merito alla progettazione del sostegno finanziario, si raccomanda di iniziare la discussione sulla base dei regimi di sostegno esistenti negli Stati membri

---

<sup>13</sup> Principalmente a causa degli effetti di rete, ma l'incertezza può essere legata anche a modifiche normative.

<sup>14</sup> In un sistema con premio unilaterale, se il prezzo di mercato è inferiore al prezzo di esercizio dell'asta, i produttori ricevono un sostegno che copre la differenza e, se il prezzo di mercato è più alto, possono trattenere le eccedenze. Il premio bilaterale funziona in modo analogo ma le eccedenze devono essere rimborsate dai produttori. Nel regime con premio fisso i produttori ricevono un importo fisso in aggiunta al prezzo di mercato.

interessati, a condizione che almeno una delle parti cooperanti disponga di un regime nazionale per la tecnologia in questione. In mancanza di un regime di questo tipo negli Stati cooperanti, l'esperienza degli Stati membri che condividono caratteristiche e obiettivi simili potrebbe servire da esempio. Nel decidere in merito agli elementi progettuali, gli Stati cooperanti dovrebbero adoperarsi per garantire il regolare funzionamento e la manutenzione del nuovo impianto, ridurre al minimo i costi di sostegno necessari per tutta la sua durata, limitare il rischio di sovracompensazione o sottocompensazione, ridurre i rischi finanziari in generale e considerare le implicazioni del regime di sostegno per i consumatori.

In caso di **cooperazione transfrontaliera**, gli Stati membri possono usare un premio variabile (unilaterale o bilaterale), come i contratti per differenza. I contratti per differenza garantiscono la stabilità dei prezzi limitando nel contempo i proventi straordinari eccessivi che possono essere generati in caso di prezzi di mercato molto alti. Va osservato che, se sono coinvolti due mercati dell'energia elettrica con due prezzi dell'energia elettrica diversi, il calcolo dei pagamenti di sostegno per l'autorità o le autorità di regolamentazione risulta più complicato, con probabile aumento dei rischi per gli investitori nel settore delle energie rinnovabili; ciò determina un aumento dei costi amministrativi e di transazione e potrebbero risultare necessarie delle compensazioni, che non possono essere facilmente stimate ex ante. Per attenuare tali rischi, il mercato di riferimento dovrebbe essere concordato preventivamente tra gli Stati membri. Se si superano gli ostacoli suddetti, i regimi comuni possono fornire importi di sostegno più efficienti e inferiori per eventuali carenze di investimenti necessari nei progetti di energie rinnovabili rispetto ai regimi di sostegno nazionali, riducendo in tal modo gli importi totali di sostegno finanziati dai contribuenti di ciascuno Stato membro.

Pur non rientrando nell'ambito delle azioni che possono essere svolte dagli Stati membri che intendono attuare progetti di cooperazione transfrontaliera nel settore dell'energia rinnovabile, è importante notare che i promotori di progetti di energie rinnovabili possono avere accesso ad altre fonti di finanziamento competitive, ad esempio attraverso gli strumenti della Banca europea per gli investimenti (BEI) o concordando accordi di compravendita di energia elettrica con degli acquirenti.

#### *Tipo di gara d'appalto/asta*

In generale, per quanto riguarda il sostegno alle energie rinnovabili nell'UE, l'importanza di fissare tariffe o quote a livello amministrativo sta diminuendo, mentre le aste sono in aumento. Vi sono numerose opzioni disponibili in termini di progettazione di gare d'appalto/vendite all'asta per l'assegnazione del sostegno alle energie rinnovabili. Gli elementi progettuali più importanti sono la tecnologia dell'asta, il volume, i tempi, le dimensioni dell'offerta di acquisto, il tipo di sostegno versato, i criteri di preselezione e di aggiudicazione e l'eventuale uso di gare a oggetto singolo o plurimo.

Nel caso della cooperazione, le aste possono assumere forme diverse, in particolare aste unilaterali, reciproche e comuni. Il tipo di asta selezionato influenzerà a sua volta il meccanismo di sostegno, ad esempio nelle **aste unilaterali** sarà applicato il regime di sostegno dello Stato membro contribuente o acquirente, vale a dire una situazione corrispondente all'apertura unilaterale del regime di sostegno ai progetti dello Stato membro ospitante. Nelle **aste reciproche** entrambi i paesi aprono i rispettivi regimi di sostegno, mentre nelle **aste**

**comuni** le parti cooperanti creano un regime di sostegno personalizzato per allinearsi a tutti gli aspetti del progetto di cooperazione. Come regola generale, lo Stato membro che paga i costi di sostegno dovrebbe ricevere il corrispondente valore statistico di quote di energie rinnovabili. Gli Stati membri possono inoltre concludere accordi divergenti per quanto riguarda il lasso di tempo per il trasferimento degli obiettivi conseguiti e l'eventuale prosecuzione del trasferimento delle quote allo Stato membro contribuente dopo la fine del periodo di sostegno fino alla fine tecnica del ciclo di vita dell'impianto. Ciò avrà un impatto sulla conseguente ripartizione dei costi e dei benefici. Gli Stati membri possono, ad esempio, convenire che l'impianto cominci a contribuire al conseguimento dell'obiettivo del paese ospitante dopo la fine del periodo di sostegno per compensare la messa a disposizione del sito e il fatto che esso sostiene i costi di integrazione del sistema.

### **Finanziamento della cooperazione**

Oltre a selezionare il meccanismo di cooperazione e (se del caso) allineare gli elementi progettuali del regime di sostegno, gli Stati membri dovranno anche concordare come finanziare la cooperazione e, potenzialmente, come recuperare i costi di sostegno<sup>15</sup>. Le principali opzioni sono le fonti di finanziamento pubbliche (bilanci nazionali, meccanismi di finanziamento e fondi dell'UE), i prelievi di sostegno a carico dei consumatori o forme ibride, vale a dire una combinazione degli stessi. Mentre le fonti di finanziamento pubbliche sono essenzialmente una redistribuzione da tutti i contribuenti ai consumatori di energia, i prelievi redistribuiscono i costi dell'energia rinnovabile ai consumatori di energia elettrica aumentando il prezzo di detta energia. Gli Stati membri possono anche scegliere di finanziare parte dei costi con una fonte, utilizzando una fonte diversa per il resto. La disciplina in materia di aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia 2022<sup>16</sup> fornisce alle autorità pubbliche il quadro per sostenere gli obiettivi del Green Deal europeo in modo efficiente e con distorsioni minime della concorrenza.

---

<sup>15</sup> Le modalità di recupero dei costi del sostegno possono anche essere decise a livello nazionale da ciascun paese cooperante, tranne nel caso di regimi di sostegno comuni.

<sup>16</sup> 2022/C 80/01.

### 3 ANALISI COSTI-BENEFICI COME BASE PER LA RIPARTIZIONE DEI COSTI E DEI BENEFICI

Nell'ambito dei progetti di cooperazione, l'analisi costi-benefici individua e confronta sistematicamente tutti gli effetti, positivi o negativi, previsti o meno, diretti o indiretti, di un determinato progetto di cooperazione. In linea di principio l'analisi costi-benefici copre l'impatto del progetto in tutti gli Stati membri interessati.

Per stabilire se un progetto di cooperazione previsto genera benefici sociali netti, i costi e i benefici devono essere determinati, quantificati e ponderati gli uni rispetto agli altri. Quando i benefici superano i costi in un periodo di tempo definito, attualizzato al presente, il progetto di cooperazione ha un valore attuale netto positivo ed è considerato vantaggioso da un punto di vista sociale e globale.

Inoltre il valore attuale netto del progetto deve essere confrontato con quello di un progetto alternativo di diffusione delle energie rinnovabili senza cooperazione (scenario controfattuale). Un progetto controfattuale dovrebbe innanzitutto essere una rappresentazione realistica del probabile progetto alternativo dei promotori per raggiungere i loro obiettivi, in linea con gli obiettivi europei e nazionali in materia di clima ed energia, qualora la cooperazione non si concretizzi. Se il valore attuale netto del progetto di cooperazione è superiore a quello dello scenario controfattuale, si ritiene vantaggioso perseguire il progetto di cooperazione in una prospettiva sistemica e possono essere avviate ulteriori iniziative.

Per decidere se procedere o meno con un progetto di cooperazione, è indispensabile un'analisi costi-benefici globale.

Come punto di partenza per condurre un'analisi costi-benefici, gli Stati membri cooperanti possono fare riferimento alle metodologie e alle pratiche esistenti. In termini generali sono compresi la guida all'analisi costi-benefici dei progetti di investimento per la politica di coesione 2014-2020<sup>17</sup> e altri approcci quali l'approccio per la valutazione economica dei progetti di investimento in uso presso la BEI<sup>18</sup>. Per quanto riguarda gli impianti di produzione di energia rinnovabile, orientamenti pertinenti sono forniti nei principi dell'analisi costi-benefici per i progetti transfrontalieri nel settore dell'energia rinnovabile nell'ambito del meccanismo per collegare l'Europa, i quali raccomandano una serie completa ma gestibile di indicatori<sup>19</sup>. Per i progetti di investimento e di sviluppo della rete, la risorsa più pertinente è la metodologia di analisi costi-benefici a livello di sistema energetico utilizzata per i progetti di investimento nella rete di cui al regolamento (UE) 2022/869 (regolamento TEN-E)<sup>20</sup>. Su tale base, l'ENTSO-E effettua un'analisi costi-benefici nell'ambito del processo del piano decennale di sviluppo della rete. Per le infrastrutture elettriche transfrontaliere si utilizza come punto di

---

<sup>17</sup> Cfr. [https://ec.europa.eu/regional\\_policy/en/information/publications/guides/2014/guide-to-cost-benefit-analysis-of-investment-projects-for-cohesion-policy-2014-2020](https://ec.europa.eu/regional_policy/en/information/publications/guides/2014/guide-to-cost-benefit-analysis-of-investment-projects-for-cohesion-policy-2014-2020).

<sup>18</sup> "La valutazione economica dei progetti di investimento presso la BEI. Versione di marzo 2013 - In revisione", disponibile all'indirizzo (solo in EN): [https://www.eib.org/attachments/thematic/economic\\_appraisal\\_of\\_investment\\_projects\\_en.pdf](https://www.eib.org/attachments/thematic/economic_appraisal_of_investment_projects_en.pdf).

<sup>19</sup> "Metodologie per valutare il contributo dei progetti transfrontalieri ai criteri generali e per produrre l'analisi costi-benefici di cui alla parte IV dell'allegato del regolamento (UE) 2021/1153 che istituisce il meccanismo per collegare l'Europa", disponibile all'indirizzo (solo in EN): <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:52021SC0429&qid=1564520971474>.

<sup>20</sup> Cfr. <https://tyndp.entsoe.eu/cba>.

partenza la metodologia di analisi costi-benefici elaborata dall'ENTSO-E e approvata dalla Commissione europea.

### **Indicatori di analisi costi-benefici per gli impianti di produzione**

Al fine di mantenere i costi di transazione al minimo possibile, le parti cooperanti concentrano l'analisi costi-benefici sulle categorie di costi e benefici diretti e indiretti più significativi derivanti dalla loro potenziale cooperazione. Alcuni indicatori potrebbero essere inclusi in tutte le analisi costi-benefici, ad es. i costi di produzione dell'energia, ma gli Stati membri dispongono di una certa libertà per concordare insieme le categorie di costi e benefici che intendono prendere in considerazione. Di norma, più il processo di pianificazione è avanzato, più l'analisi costi-benefici e l'elenco degli indicatori considerati sono completi. In linea di principio si raccomanda alle parti cooperanti di iniziare con un'analisi costi-benefici semplice e meno completa, che potrà poi essere gradualmente ampliata con un maggior numero di indicatori con l'avanzare del processo.

In generale, quando si passa dalla "cooperazione semplice" a forme più complesse, ad esempio progetti che combinano infrastrutture e impianti di produzione, l'approccio di valutazione dei costi e dei benefici della cooperazione diventerà anch'esso più completo, con indicatori supplementari e diversi.

I costi di sostegno non devono essere inclusi nell'analisi costi-benefici in quanto costituiscono un trasferimento sociale netto, ma la loro quantificazione è fortemente raccomandata già nella fase di analisi costi-benefici<sup>21</sup>.

### **Limiti dell'analisi costi-benefici**

Va osservato che l'analisi costi-benefici, sebbene indispensabile per decidere se procedere o meno con il progetto di cooperazione, presenta alcuni limiti considerevoli che le parti cooperanti devono tenere presente. Come indicato sopra, l'analisi deve trovare un equilibrio tra la limitazione della complessità e dei costi di transazione a un livello gestibile, cercando nel contempo di includere tutti i fattori pertinenti. Può risultare impegnativo, soprattutto se il progetto è ancora in fase iniziale. L'uso di ipotesi e giudizi di valore diventa pertanto indispensabile.

Infine l'analisi costi-benefici non fornisce informazioni sugli effetti del progetto sui diversi gruppi di portatori di interessi. Nonostante un valore attuale netto positivo, è possibile e persino probabile che il progetto non sia vantaggioso per tutti i soggetti coinvolti. Ciò è particolarmente importante quando si passa alla fase successiva, la ripartizione dei costi e dei benefici.

---

<sup>21</sup> Se gli aiuti di Stato sono necessari per realizzare il progetto di energia rinnovabile, l'analisi del deficit di finanziamento effettuata conformemente alla disciplina in materia di aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia dovrebbe essere coerente con le principali ipotesi dell'analisi costi-benefici.

## 4 APPROCCI PER LA RIPARTIZIONE DEI COSTI E DEI BENEFICI

I progetti di cooperazione transfrontaliera producono generalmente una gamma unica di costi e benefici distribuiti in modo asimmetrico. Utilizzando l'approccio dell'analisi costi-benefici, le parti cooperanti possono stabilire se un progetto sia vantaggioso dal punto di vista sociale e quindi, in linea di principio, meritevole di essere perseguito. Tuttavia dette analisi non si pronunciano sugli effetti distributivi tra i paesi coinvolti e tra i singoli portatori di interessi.

Il ricorso ai meccanismi di cooperazione genera benefici, come la riduzione dei costi per conseguire gli obiettivi; Tali vantaggi potrebbero però essere distribuiti in modo disomogeneo tra gli Stati membri interessati. Si crea allora un problema di ripartizione dei benefici e la difficoltà consiste nel trovare una soluzione in modo che tutti gli Stati membri coinvolti possano godere dei benefici della cooperazione e che la ripartizione sia presa in considerazione solo per le parti cooperanti, secondo il contributo di ciascuna. Poiché non esiste un mercato centrale per tale ripartizione, le parti cooperanti devono negoziare un approccio di ripartizione dei costi o adottare un meccanismo di ripartizione dei benefici secondo criteri, regole o formule precedentemente concordati.

Nell'insieme i paesi cooperanti devono rispondere a due domande fondamentali: In primo luogo, con quale meccanismo finanziario e a quale prezzo il paese acquirente contribuirà ai costi di sostegno del progetto? In secondo luogo, il paese acquirente compenserà il paese ospitante per i costi sostenuti a livello nazionale e, se sì, con quale meccanismo? Entrambe le domande hanno implicazioni dirette sulla conseguente ripartizione dei costi e dei benefici: in genere una parte compensa l'altra.

Ciò detto, la logica su cui si basa la compensazione è semplice: indica che i portatori di interessi che sostengono i costi ma non godono (in misura sufficiente) dei benefici derivanti dal progetto di cooperazione dovrebbero essere compensati di conseguenza. Ad oggi la maggior parte dei casi di compensazione o ripartizione dei costi si è limitata alle infrastrutture di rete per le quali sono disponibili raccomandazioni e orientamenti forniti dall'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER)<sup>22</sup>, mentre la ripartizione dei benefici e dei costi in relazione agli impianti di produzione si è basata su un approccio selettivo e pragmatico per individuare i principali costi e benefici da prendere in considerazione. Gli elementi chiave trattati sono solitamente i costi di sostegno e il valore statistico di quote di energie rinnovabili a livello di Stato membro. La conseguente compensazione viene poi concordata nel corso di un processo di negoziazione tra le principali parti coinvolte e/o i loro rappresentanti.

### Principi della ripartizione

**La ripartizione dei costi e dei benefici dovrebbe basarsi sull'equità**, ossia nessuna parte deve ricevere un vantaggio sproporzionato/sostenere costi sproporzionati a causa della cooperazione, il che si può ottenere compensando tutte le parti in proporzione al loro

---

<sup>22</sup> Per quanto riguarda le infrastrutture, dalla quarta relazione di monitoraggio sulle decisioni in merito alla ripartizione transfrontaliera dei costi pubblicata dall'ACER è emerso che la maggior parte dei progetti energetici transeuropei che coinvolgono infrastrutture transfrontaliere sceglie approcci "tradizionali" di ripartizione dei costi. La maggior parte dei progetti a terra segue il cosiddetto "principio territoriale", in base al quale ciascun paese sostiene i costi associati all'attuazione del progetto sul proprio territorio, nonostante i benefici che il progetto può apportare a tutti i paesi, mentre la "ripartizione dei costi 50/50" è prevalentemente impiegata per le attività in mare. Tale approccio potrebbe rivelarsi inefficace in casi quali le nuove reti in mare magliate che potrebbero interessare un maggior numero di parti.

contributo, **sulla praticabilità**, ossia deve ridurre la complessità e quindi i costi di transazione a un livello gestibile, limitando le parti e le categorie di costi e benefici a quelle più importanti, e **dovrebbe riflettere i costi e i benefici effettivi** (eventuali accordi che si discostino da quanto concordato possono essere presi solo in una fase successiva).

Oltre a tenere conto dei tre principi summenzionati, i portatori di interessi dovrebbero idealmente assumere una prospettiva a lungo termine e valutare non solo i risultati della cooperazione a breve termine, ma anche quelli a lungo termine.

### **Portatori di interessi coinvolti**

L'impulso generale per i progetti di cooperazione sarà fornito dai governi, che in ultima analisi ottenere un vantaggio netto complessivo dalla cooperazione (compresi tutti i componenti degli impianti). Per la maggior parte dei progetti di cooperazione transfrontaliera, si può presumere che gli Stati membri o i paesi terzi siano quelli che sostengono i costi più alti e ricevono la maggior parte dei benefici. Sono quindi le parti negoziali naturali e rappresentano automaticamente i portatori di interessi.

Sebbene il progetto di cooperazione possa incidere su un cospicuo numero di portatori di interessi, è probabile che solo pochi subiranno effetti significativi. I principali portatori di interessi coinvolti nei progetti di cooperazione sono gli Stati membri/paesi terzi (che rappresentano i cittadini, ossia i consumatori di energia elettrica), gli sviluppatori di impianti di produzione, i TSO o altri promotori di progetti infrastrutturali (ad esempio nel caso di progetti ibridi e talvolta per progetti in mare radiali) e le autorità nazionali di regolamentazione. Si raccomanda di coinvolgere in modo proattivo e tempestivo la società civile nella preparazione dei progetti di cooperazione.

Al fine di semplificare i negoziati e mantenere bassi i costi di transazione, le parti cooperanti dovrebbero tuttavia mantenere al minimo possibile il numero delle parti coinvolte nei negoziati effettivi, soprattutto nei contesti meno complessi. Di norma dovrebbero essere coinvolti i rappresentanti dei governi nazionali; altri portatori di interessi nazionali possono essere coinvolti direttamente nei negoziati o in processi paralleli a livello nazionale.

Altri portatori di interessi possono essere inclusi se raggiungono una determinata soglia, ad esempio una certa percentuale dei costi netti totali. In alcuni casi il progetto di cooperazione potrebbe riguardare portatori di interessi di paesi terzi, che potrebbe essere necessario includere nel processo.

### **Considerazioni sulla ripartizione dei costi di sostegno e sul valore statistico di quote di energie rinnovabili**

Le parti cooperanti dovranno in ultima analisi concordare un meccanismo di ripartizione con cui assegnare i benefici derivanti dalla cooperazione. I modelli di ripartizione dei costi e dei benefici variano principalmente a seconda del modo in cui trattano i costi di sostegno.

Nella maggior parte dei casi di cooperazione i costi di sostegno sono suddivisi tra il paese acquirente o contribuente e il paese ospitante; in alcuni casi tuttavia potrebbero essere sostenuti unilateralmente dal paese contribuente. Se lo Stato ospitante è interessato a conservare una

parte del valore statistico di quote di energie rinnovabili per raggiungere il proprio obiettivo, gli Stati contribuenti e ospitanti potrebbero concordare di contribuire entrambi ai costi di sostegno. Per compensare il paese ospitante dei costi sostenuti a livello locale, ad esempio i costi di integrazione dei sistemi, le quote di energia rinnovabile che riceve dovrebbero essere superiori alla quota dei costi di sostegno del suo contributo. D'altro canto, possono essere presi in considerazione anche benefici locali, come i benefici per la sicurezza dell'approvvigionamento.

#### *Approccio proporzionale*

La misura in cui la parte contribuente contribuisce ai pagamenti di sostegno definisce il valore statistico di quote di energie rinnovabili trasferito. Secondo questo approccio proporzionale, a uno Stato membro che paga la metà dei costi di sostegno sarebbe trasferita la metà del valore statistico di quote di energie rinnovabili per il conseguimento degli obiettivi. Ciò può essere adeguato se vi sono altri indicatori dei costi o dei benefici ritenuti significativi dalle parti cooperanti.

#### *Metodo del premio fisso di trasferimento*

In alternativa i paesi cooperanti potrebbero trovare più conveniente concordare un prezzo di trasferimento. Ciò significherebbe che lo Stato membro ospitante aggiungerebbe un premio fisso per unità statistica di energia rinnovabile trasferita, ad esempio EUR per kWh, per recuperare i suoi costi (indiretti). Il premio dovrebbe essere a carico o dello Stato membro acquirente o direttamente dello sviluppatore del progetto e potrebbe anche essere specifico per la tecnologia.

#### **Trasmissione fisica o virtuale di energia elettrica nei progetti di cooperazione**

I progetti di cooperazione possono essere distinti anche in base al fatto che richiedano o meno la trasmissione fisica dell'energia elettrica prodotta: specialmente i paesi che desiderano aumentare la loro sicurezza energetica a lungo termine possono ritenere vantaggiosa la trasmissione fisica, la quale può aumentare il sostegno pubblico del progetto di cooperazione nel paese acquirente e rendere il progetto più "tangibile". Tuttavia la trasmissione fisica non sempre è un'opzione a causa di difficoltà tecniche specifiche: richiede infatti un'interconnessione e infrastrutture di rete sufficienti tra i paesi cooperanti. Imporre la trasmissione fisica dell'energia elettrica può diventare difficile se i paesi cooperanti non sono vicini, in quanto altri paesi dovranno essere inclusi nella definizione e nella negoziazione della cooperazione; per molti paesi è pertanto più facile non renderla obbligatoria. Un altro argomento a favore della scelta di non imporre la trasmissione fisica è che i mercati europei dell'energia elettrica sono sempre più interconnessi attraverso l'accoppiamento dei mercati. In tale logica la trasmissione fisica potrebbe interferire con i principi del mercato interno dell'energia elettrica, vale a dire l'uso più efficiente delle capacità transfrontaliere. Per quanto riguarda i progetti comuni con paesi terzi, va osservato che l'articolo 11 della direttiva Rinnovabili richiede una capacità di interconnessione sufficiente affinché l'energia elettrica prodotta possa essere computata ai fini della quota di energia rinnovabile dello Stato membro<sup>23</sup>.

<sup>23</sup> Cfr. in particolare le condizioni di cui all'articolo 11, paragrafo 2, lettere a) e c), della direttiva (UE) 2018/2001.

## **Condizioni limite**

Diversi fattori hanno un impatto significativo sulla distribuzione dei costi e dei benefici nei progetti di cooperazione nel settore dell'energia rinnovabile e occorre tenerne conto. Occorre specificare tutte le condizioni limite che incidono sul funzionamento del progetto e sulla sua integrazione nel sistema energetico in senso lato, in quanto influenzano gli indicatori di costi e benefici.

**Meccanismo di cooperazione e pagamenti di sostegno:** oltre al meccanismo di cooperazione selezionato, una considerazione fondamentale è il costo potenziale dei pagamenti di sostegno. I costi di sostegno, che dal punto di vista sociale possono essere trascurati in quanto costituiscono un semplice trasferimento da una parte all'altra (ad esempio dal governo allo sviluppatore), entrano di colpo in gioco quando si pianifica un trasferimento di quote di energia rinnovabile.

**Selezione del sito e regime di connessione alla rete:** anche il processo di selezione del sito e il regime di connessione alla rete hanno notevoli ripercussioni sulla distribuzione iniziale dei costi e dei benefici e sulla necessità di compensazione, in quanto i relativi costi saranno sostenuti dai TSO e figureranno nelle tariffe della rete, oppure saranno inclusi nell'offerta in un'asta e finanziati dal regime di sostegno e, di conseguenza, dai contribuenti. Ciò ha implicazioni su quale parte deve essere compensata.

**Tipo di pagamento di sostegno:** a seconda del tipo di pagamento, vale a dire un premio fisso o un premio variabile, i costi del sostegno per l'energia rinnovabile sono chiari fin dall'inizio oppure dipenderanno dall'andamento dei prezzi del mercato dell'energia elettrica nel paese ospitante o nei paesi concordati dalle parti cooperanti. Se sono concessi tassi di sostegno diversi, i pagamenti possono differire anche tra i singoli impianti che fanno parte del progetto comune. Tali differenze devono essere prese in considerazione nell'assegnazione di valori a determinate quote di energie rinnovabili.

## **Attuazione pratica della ripartizione dei costi e dei benefici**

La figura 1 offre una panoramica delle misure concrete di ripartizione dei costi e dei benefici per i progetti di cooperazione incentrati sugli impianti di produzione. Le misure sono spiegate in maggiore dettaglio nelle sezioni seguenti.

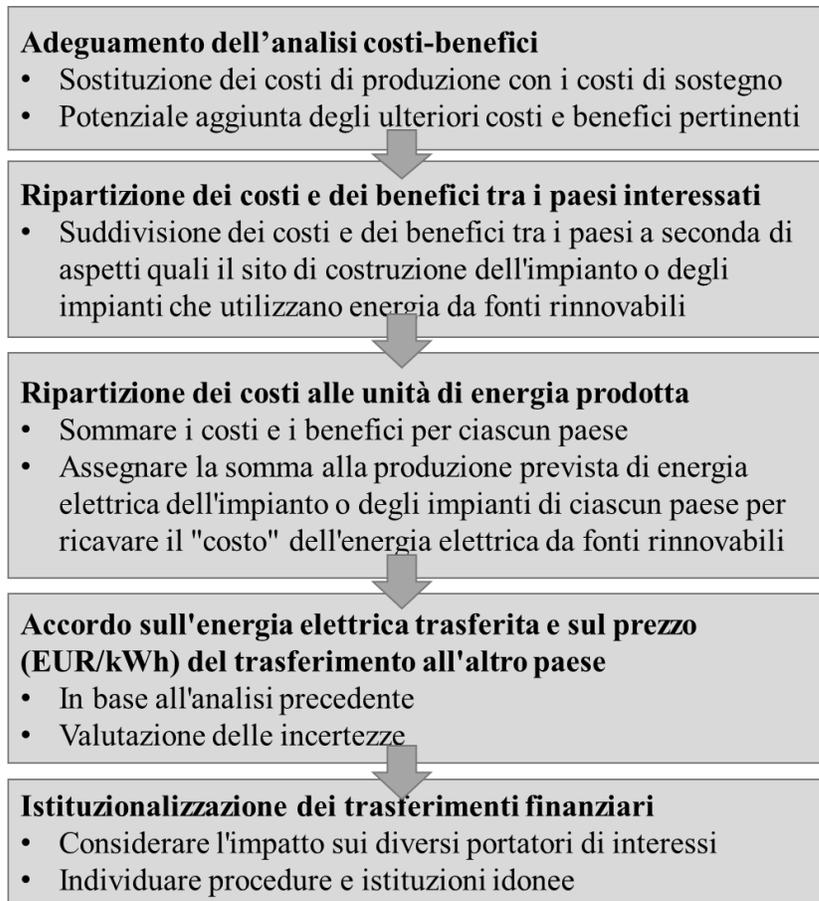


Figura 1 Fasi della ripartizione dei costi e dei benefici per gli impianti di produzione

## Fase 1: riesaminare l'analisi costi-benefici originaria

Un'analisi costi-benefici approfondita sotto il profilo sociale è il presupposto della ripartizione dei costi e dei benefici tra gli Stati membri e le altre parti. Tuttavia potrebbe non essere sufficiente come base per negoziarne la distribuzione. L'analisi costi-benefici svolta dovrà pertanto essere riesaminata e ampliata. I paesi cooperanti si discostano dall'elenco dei costi e dei benefici indicati nell'analisi costi-benefici e aggiungono costi di sostegno. Dovranno valutare se aggiungere ulteriori indicatori di costi e benefici che incideranno sulla distribuzione iniziale dei costi e dei benefici per ciascun portatore di interessi.

Al fine di sostenere la coerenza con i principali effetti individuati, la ripartizione dovrebbe basarsi il più possibile sull'analisi costi-benefici e dovrebbero essere mantenute le principali condizioni limite. Per motivi tecnici o normativi e per i dettagli relativi all'impostazione del progetto, i costi e i benefici saranno inizialmente attribuiti all'una o all'altra parte. Questi costi e benefici netti per portatore di interessi individuati nell'analisi costi-benefici saranno il punto di partenza di eventuali ulteriori considerazioni. Dopo aver compreso la ripartizione iniziale dei costi e dei benefici, tutte le parti interessate dovranno concordare un approccio coordinato per la loro riassegnazione, lasciando a ciascun paese cooperante la facoltà di riassegnare i costi nazionali in funzione delle specificità nazionali.

Nella tabella seguente sono elencati gli indicatori di costi e benefici, le parti interessate e le modalità di adeguamento o introduzione di tali indicatori nel passaggio dall'analisi costi-benefici alla ripartizione dei costi e dei benefici. L'approccio più semplice consiste nel discostarsi dall'analisi costi-benefici originaria sostituendo semplicemente i costi di produzione con i costi di sostegno.

<b>Indicatore di costi e benefici</b>	<b>Parte interessata</b>	<b>Effetto</b>
Spese in conto capitale e spese operative della produzione	Sviluppatori di impianti di produzione	Le spese in conto capitale/operative della produzione sono inizialmente sostenute dallo sviluppatore degli impianti di produzione e di solito rifinanziate mediante i ricavi di mercato e/o i pagamenti del regime di sostegno.
ricavi di mercato	Sviluppatori di impianti di produzione	A seconda dell'assetto del mercato, lo sviluppatore otterrà proventi dal mercato dell'energia elettrica.
Pagamenti di sostegno	Stati / sviluppatori di impianti di produzione	Gli impianti di produzione di energia rinnovabile di solito beneficiano di pagamenti di sostegno. In linea di principio si applica il sistema di finanziamento dello Stato in cui è situato l'impianto. L'eventuale ripartizione dei pagamenti di sostegno tra gli Stati non è un effetto della redistribuzione basata sul mercato, ma

		una decisione fondamentale nel quadro dell'approccio alla cooperazione.
Conseguimento degli obiettivi in materia di energie rinnovabili	Stati membri	In un primo momento gli obiettivi conseguiti in materia di energie rinnovabili sono assegnati allo Stato membro in cui è situato l'impianto. Analogamente ai pagamenti di sostegno, l'assegnazione degli obiettivi conseguiti in materia di energie rinnovabili sotto forma di valore statistico di quote di energie rinnovabili risulterà dai negoziati tra gli Stati membri.
Effetti sui prezzi dell'energia elettrica (prezzo di mercato all'ingrosso)	Stati	I progetti di cooperazione possono avere un impatto sui prezzi dell'energia elettrica nelle zone di offerta interessate, che si ripercuote sui prezzi dell'energia elettrica per i consumatori. Tali effetti, si solito non compensati, potrebbero però rientrare tra le considerazioni politiche di un progetto di cooperazione.
Emissioni di CO2 e altre emissioni	Stati	Modifiche dei livelli di emissioni di CO2 e di sostanze diverse dovute al progetto di cooperazione.
uso del potenziale di energia rinnovabile	Stati	Lo Stato in cui è situato l'impianto oggetto della cooperazione potrebbe avere meno potenzialità per conseguire gli obiettivi nazionali.
Differimento degli investimenti della capacità supplementare di produzione di energia rinnovabile	Stati	Rinvio di altri progetti (nazionali) a causa della partecipazione al progetto di cooperazione.
Effetti aggiuntivi	Stati	Potrebbero esservi altri impatti: effetti sul mercato del lavoro, ambientali, sull'innovazione ecc. A seconda della loro natura, tali effetti aggiuntivi potrebbero essere difficili da quantificare, ma potrebbero svolgere un ruolo nei negoziati politici.
Spese in conto capitale e spese operative per le infrastrutture	TSO	Nella maggior parte dei casi, i TSO sono responsabili del prefinanziamento dell'attività infrastrutturale, compreso il

		potenziamento del collegamento alla costa e a terra. Le spese in conto capitale/operative per le infrastrutture comprendono i costi dell'interconnettore e potenzialmente i costi di connessione alla rete. Inizialmente assegnate a uno o più TSO, sono rifinanziate mediante proventi della congestione e oneri di rete nelle rispettive zone o nei paesi di offerta.
Proventi della congestione	TSO	A seconda dell'assetto del mercato, potrebbero derivare utili sotto forma di proventi della congestione.
Ridispacciamento supplementare o riserve di ridispacciamento	TSO	I TSO possono aumentare o ridurre il ridispacciamento a seguito del progetto di cooperazione. I costi di ridispacciamento sono recuperati dal TSO attraverso le tariffe della rete.
Effetti aggiuntivi, ad esempio sulla flessibilità del sistema o sul differimento degli investimenti destinati alle infrastrutture	TSO	Effetti positivi o negativi sulla flessibilità del sistema o effetti quali il rinvio del rafforzamento delle infrastrutture.

Al fine di semplificare i negoziati sulla ripartizione dei costi e dei benefici, le parti negoziali dovrebbero cercare di mantenere a un livello gestibile l'elenco degli indicatori da prendere in considerazione nella ripartizione dei costi e dei benefici. Gli indicatori più importanti per i paesi cooperanti sono i costi di sostegno e il valore statistico di quote di energie rinnovabili. Le parti cooperanti sono libere di includere ulteriori impatti o di sollevare l'argomento nei negoziati se li stimano significativi, anche in termini di peso politico.

## **Fase 2: ripartizione dei costi e dei benefici tra i paesi interessati**

Nella fase successiva i paesi cooperanti procederanno a ripartire tra loro tutti i costi e i benefici, compresi i costi di sostegno, in base ai risultati dell'analisi costi-benefici e in funzione principalmente del luogo in cui sono realizzati/situati gli impianti che utilizzano energia da fonti rinnovabili (il paese ospitante si fa carico della maggior parte delle ripercussioni indirette). Va osservato che anche altri paesi che non sono ospitanti né acquirenti possono essere interessati, ad esempio, da problemi di congestione della rete: in tali casi, l'accordo di ripartizione dei costi e dei benefici potrebbe essere esteso ad essi.

Il tipo di regola di ripartizione è fortemente influenzato dalla scelta del regime di sostegno. I paesi cooperanti possono convenire di creare un fondo/regime comune o di estendere uno dei regimi nazionali di sostegno degli Stati cooperanti per la gestione dei flussi dei pagamenti di sostegno al progetto di cooperazione e di stabilire un prezzo di trasferimento a titolo di

compensazione. Nel caso di un regime di sostegno comune, i paesi cooperanti istituiranno naturalmente un fondo comune. I trasferimenti statistici e i progetti comuni, al contrario, sono più soggetti a compensazioni attraverso i prezzi di trasferimento. I governi dovranno alla fine concordare se assegnare all'inizio tutti i nuovi impianti a un paese o se "distribuirli" in base al paese che si fa carico dei costi di sostegno. Un'ulteriore difficoltà sorge se l'ubicazione definitiva degli impianti non è ancora stata decisa, nel qual caso è possibile procedere alla ripartizione definitiva solo una volta effettuata la gara d'appalto. In ogni caso, si raccomanda ai governi di concordare già le condizioni generali di ripartizione ex ante e di effettuare un adeguamento ex post.

### **Fase 3: ripartizione dei costi alle unità di energia prodotta**

Sulla base dell'analisi costi-benefici che ha stabilito la produzione totale prospettica in termini di energia prodotta (in GWh), gli Stati cooperanti procedono alla ripartizione dei costi alle unità di energia prodotta. In primo luogo dovranno riepilogare tutti i costi e i benefici per ciascuna delle parti cooperanti, da cui risulterà un vantaggio netto/costo netto totale per paese. La fase successiva consiste nell'assegnare tale somma alla produzione prospettica di energia elettrica dall'impianto o dagli impianti di ciascun paese per ricavare un "costo" per unità di energia rinnovabile prodotta. Gli Stati cooperanti potrebbero sostenere i costi medi per impianto.

### **Fase 4: accordo sul valore statistico di quote di energie rinnovabili trasferito all'altro paese e prezzo di trasferimento (EUR/kWh)**

Nella fase successiva, gli Stati membri dovrebbero fissare la quantità di energia elettrica trasferita e il prezzo per kWh trasferito. Il trasferimento può avvenire fisicamente o solo in modo virtuale, attraverso il valore statistico di quote di energie rinnovabili. Il prezzo di trasferimento sarà calcolato sulla base della quantità totale prospettica di energia elettrica prodotta. Il calcolo del prezzo di trasferimento dà una buona indicazione dell'entità appropriata, ma gli Stati cooperanti dispongono di un certo margine di negoziazione dato dai risparmi sui costi netti della cooperazione.

Gli Stati membri che effettuano un trasferimento statistico possono convenire di utilizzare diversi tipi di contratti: accordi spot ex post, accordi spot ex ante o i contratti di opzione. Sono possibili anche combinazioni di questi tipi di contratto, che potrebbero servire ad attenuare i rischi per entrambe le parti. Occorre negoziare un prezzo unitario che si discosti dai prezzi di sostegno nazionali di riferimento per le diverse tecnologie di energie rinnovabili, tenendo conto anche dei costi di transazione e dei potenziali costi di potenziamento della rete. I benefici indiretti del paese ospitante sono sottratti.

È altresì importante riconoscere che vi sarà sempre un certo grado di incertezza nell'analisi ex ante dei progetti di cooperazione transfrontaliera, che non può essere eliminato. L'incertezza può essere affrontata dalle parti in vari modi e attenuata da un'analisi di sensibilità e da controlli di solidità. Nei casi meno complessi di cooperazione i promotori dei progetti possono decidere semplicemente di accettare l'incertezza e le conseguenti differenze in termini di costi e benefici e di negoziare politicamente un contributo ex ante. Per i casi più complessi e completi è tuttavia consigliabile includere nell'accordo di cooperazione una clausola di revisione che possa essere attivata da una qualsiasi delle parti per riesaminare la ripartizione dei costi e dei benefici in

caso di scostamenti significativi. Può essere attivata, ad esempio, se gli scostamenti raggiungono una soglia concordata. Una terza opzione consiste nel definire norme di ripartizione della compensazione che potrebbero dipendere, ad esempio, dai costi di sostegno effettivi necessari, determinati ex post.

### **Fase 5: istituzionalizzazione dei trasferimenti finanziari**

Infine le modalità del trasferimento finanziario dovranno essere concordate tra le parti cooperanti. In termini di "valuta", la compensazione può assumere la forma di pagamenti in contanti o di trasferimento del valore statistico di quote di energie rinnovabili. Mentre la compensazione tra TSO avviene solitamente mediante pagamenti in contanti, gli Stati possono scegliere di essere compensati in contanti, in trasferimenti statistici o con una combinazione di entrambi.

Se da un lato l'istituzione di un fondo comune per i pagamenti di sostegno è costosa, dall'altro può favorire la condivisione dei rischi tra gli Stati partecipanti, riducendo in tal modo il rischio individuale di ciascuno, e può essere vantaggiosa ai fini della semplificazione delle procedure, in particolare nel caso di più di due parti cooperanti e di progetti di cooperazione di follow-up con parametri simili. Nel caso in cui sia istituito un fondo comune, i pagamenti a tale fondo dovrebbero essere commisurati alla ripartizione degli importi per il conseguimento degli obiettivi in materia di energie rinnovabili e alla ripartizione dei costi e dei benefici. In ogni caso potrebbe essere utile designare sportelli unici per tali trasferimenti.

### **Esempi di cooperazione**

#### **Esempio 1: trasferimento statistico**

Si considerino due Stati membri (Stato membro A e Stato membro B) che convengono di utilizzare il meccanismo del trasferimento statistico. Lo Stato membro A (il paese venditore) prevede di avere un'eccedenza di energia rinnovabile in ragione del vasto potenziale di energia idroelettrica ed eolica terrestre e vorrebbe vendere il quantitativo in eccesso previsto. I suoi obiettivi principali sono: contribuire a coprire i costi della produzione locale di energia rinnovabile e ridurre l'onere dei consumatori di energia elettrica residenti nel paese. Il paese ha una base giuridica nazionale per i trasferimenti statistici: questa sarebbe la prima volta cui vi ricorre. Lo Stato membro B (acquirente) non è in grado di raggiungere i propri obiettivi nazionali utilizzando solo le proprie risorse e ha sancito l'uso dei trasferimenti statistici nella legislazione nazionale e nei documenti strategici fondamentali, prevedendo di dover ricorrere a tali trasferimenti per rispettare gli obiettivi nazionali in materia di energie rinnovabili.

Al fine di aumentare la certezza della pianificazione, entrambi gli Stati membri scelgono di fissare ex ante il prezzo di trasferimento e anche un volume minimo di energia rinnovabile da negoziare. Lo Stato membro A è disposto a concludere l'accordo perché prevede di superare in misura significativa l'obiettivo nazionale in materia di rinnovabili ed è certo di realizzare un'eccedenza.

In termini di ripartizione dei costi e dei benefici, i principali costi da considerare sono quelli di sostegno. Il livello dei costi di sostegno è funzione dei costi (medi oppure marginali) e delle tecnologie di riferimento utilizzate.

La cooperazione comporta anche costi di transazione: poiché ci si può attendere che siano relativamente bassi e ripartiti equamente tra gli Stati membri A e B, potrebbero essere trascurati ai fini della ripartizione dei costi e dei benefici. Il paese ospitante potrebbe essere interessato da una serie di effetti indiretti: la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, i costi di integrazione dei sistemi e la sicurezza dell'approvvigionamento; tuttavia il loro accredito al meccanismo di cooperazione è contestabile in quanto lo Stato membro A aveva già registrato un'eccedenza di energia rinnovabile *prima* di partecipare al trasferimento statistico con lo Stato membro B. Di conseguenza lo Stato membro A e lo Stato membro B concordano di scartare tali effetti ai fini della ripartizione dei costi e dei benefici e di concentrarsi solo sui costi di sostegno.

Gli Stati membri A e B dovranno in primo luogo concordare il prezzo minimo e il prezzo massimo di trasferimento. Per determinare il prezzo minimo nei negoziati, lo Stato membro A dovrà considerare il livello di sostegno nazionale delle diverse tecnologie. In caso di accordo sulla scelta di basare il trasferimento statistico su una tecnologia, occorre selezionare il prezzo di sostegno di questa particolare tecnologia. In mancanza di tale accordo, è possibile calcolare un prezzo di sostegno medio per le rinnovabili nello Stato membro A, che fungerebbe quindi da prezzo minimo. Il prezzo massimo è determinato dal prezzo della diffusione locale delle energie rinnovabili nello Stato membro B. In teoria, il prezzo massimo che lo Stato membro B è disposto a pagare è influenzato anche dal prezzo di trasferimento che altri Stati membri offrono per i trasferimenti statistici. Una volta concordato il corridoio teorico dei prezzi, gli Stati membri cooperanti devono negoziare il prezzo di trasferimento effettivo che si situerà probabilmente all'interno del corridoio. Dovranno trovare una via di mezzo che permetta ricavi abbastanza alti per lo Stato membro A e un prezzo abbastanza basso per lo Stato membro B, a vantaggio di entrambe le parti.

### **Esempio 2: progetto comune e trasferimento statistico per un parco eolico in mare collegato radialmente (senza trasferimento transfrontaliero fisico di energia elettrica)**

Si considerino tre Stati membri (Stato membro A, Stato membro B e Stato membro C) che concordano un progetto comune su vasta scala utilizzando il rispettivo meccanismo di cooperazione. Il progetto comune consiste in un parco eolico in mare da costruire e situare nella zona economica esclusiva (ZEE) dello Stato membro A (in seguito: paese ospitante); lo Stato membro B (in seguito: paese acquirente) contribuisce ai costi di sostegno. Inoltre il paese acquirente e lo Stato membro C concordano un ulteriore trasferimento statistico, corrispondente al 10 % dei benefici ottenuti dall'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili del progetto comune a un prezzo negoziato. Lo Stato membro C è semplicemente interessato ad acquistare una quantità predefinita del valore statistico di quote di energie rinnovabili per raggiungere più rapidamente i propri obiettivi nazionali in materia di rinnovabili, ma non ha alcun altro interesse particolare nel progetto comune.

Il paese acquirente è la forza trainante del progetto e coordina il coinvolgimento delle altre parti: non impone l'importazione fisica di energia elettrica, il progetto non prevede alcuna funzionalità di interconnessione e il parco eolico sarà collegato radialmente alla costa del paese ospitante. Cooperando in questo progetto comune, il paese ospitante e il paese acquirente prevedono di rispettare la propria traiettoria in materia di rinnovabili fino al 2030 e oltre in modo più efficiente sotto il profilo dei costi, godendo nel contempo di benefici collaterali

economici, ambientali e sociali in termini di creazione di posti di lavoro e di miglioramento della sicurezza dell'approvvigionamento.

Sia lo Stato membro ospitante che quello acquirente desiderano ricevere il valore statistico di quote di energie rinnovabili dal progetto da computare ai fini dei rispettivi obiettivi nazionali, convengono quindi entrambi di contribuire ai pagamenti di sostegno. Si presume che non istituiscano un regime di sostegno comune, e che decidano invece di sfruttare i regimi nazionali già in vigore per l'energia eolica in mare, ossia ciascuno Stato membro tratterà il parco eolico in mare come se facesse parte del proprio regime di sostegno alle energie rinnovabili. Il progetto è aggiudicato mediante un appalto congiunto. Si conviene di applicare il prezzo di riferimento dello Stato membro ospitante, vale a dire che lo Stato membro acquirente accetterà il prezzo di riferimento dello Stato membro ospitante nel suo sistema di sostegno come base per determinare il premio. Data la novità del progetto, si accorda un'eccezione nel regime di sostegno nazionale del paese acquirente, che di norma non lo consentirebbe.

Lo Stato membro ospitante e quello acquirente firmano un accordo di cooperazione per il progetto comune. L'accordo politico ad alto livello prevede che a ciascuno di essi sia assegnato il valore statistico di quote di energie rinnovabili del progetto corrispondente alla quantità di energia elettrica sostenuta da tale paese. Poiché il parco eolico in mare è situato nella zona economica esclusiva del paese ospitante, a esso sarà automaticamente assegnato il valore statistico di quote di energie rinnovabili che dovrebbe poi essere ridistribuito conformemente all'accordo.

Il paese ospitante e il paese acquirente conducono un'analisi costi-benefici, individuandone gli elementi più pertinenti e i relativi effetti. Nell'analisi suddetta decidono di concentrarsi sui costi della produzione di energia, sui costi di integrazione dei sistemi, sulle emissioni di gas a effetto serra, sull'inquinamento atmosferico e su altri tipi di inquinamento locale, sulla sicurezza dell'approvvigionamento e sugli effetti dell'innovazione. Per determinarne gli effetti ai fini della ripartizione dei costi e dei benefici, essi includono e valutano anche i costi di sostegno e gli effetti sul valore statistico di quote di energie rinnovabili.

	<b>Stato membro A (ospitante)</b>	<b>Stato membro B (acquirente)</b>	<b>Stato membro C (trasferimento statistico)</b>
<b>Energia rinnovabile prodotta</b>	40 %	60 %	N/A
<b>Valore statistico di quote di energie rinnovabili</b>	40 %	50 %	10 %
<b>Costi di sostegno</b>	40 %	60 %	N/A

<b>Costi di integrazione dei sistemi<sup>24</sup></b>	100 %	N/A	N/A
<b>Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra</b>	40 %	60 %	N/A
<b>Inquinamento atmosferico e altri tipi di inquinamento locale</b>	40 %	60 %	N/A
<b>Sicurezza dell'approvvigionamento</b>	40 %	60 %	N/A

Le due parti cooperanti convengono di concentrarsi esclusivamente sui costi di sostegno, sul valore statistico di quote di energie rinnovabili e sui costi di integrazione dei sistemi ai fini della ripartizione dei costi e dei benefici e di scartare tutti gli altri elementi di costo e benefici.

Nella fase successiva il paese ospitante e il paese acquirente procedono a un riepilogo di tutti i costi e benefici per ciascuno di essi, da cui risulterà un beneficio/costo netto totale per Stato membro. Poiché tutti i costi di integrazione dei sistemi sono a carico del paese ospitante, esso sostiene un costo netto e chiede che i costi di integrazione dei sistemi siano presi in considerazione nel prezzo di trasferimento.

In generale il margine negoziale del prezzo di trasferimento è determinato dal contributo relativo degli Stati membri cooperanti ai costi di sostegno. A seconda che i costi di sostegno siano più elevati nello Stato membro acquirente o nello Stato membro ospitante, l'uno o l'altro godrà di un beneficio derivante dalla cooperazione per quanto riguarda i pagamenti di sostegno. In generale il prezzo di trasferimento minimo è determinato dai costi di sostegno supplementari sostenuti dallo Stato membro A o B, mentre il prezzo massimo corrisponde al risparmio totale sui costi di sostegno.

Supponiamo che i costi di sostegno specifici per tecnologia siano più alti nello Stato membro acquirente rispetto allo Stato membro ospitante. La cooperazione comporta quindi risparmi nello Stato membro acquirente, mentre i costi di sostegno nello Stato membro ospitante potrebbero aumentare (rispetto a uno scenario senza cooperazione). Tuttavia la cooperazione comporta risparmi sui costi netti, in quanto i costi totali di sostegno sono inferiori nel caso della cooperazione rispetto a uno scenario senza cooperazione. Nell'esempio lo Stato membro ospitante si fa carico di costi di sostegno superiori a quelli che sosterebbe in caso di mancata cooperazione, il che comporterebbe una compensazione finanziaria sotto forma di trasferimento allo Stato membro ospitante. Il livello del prezzo di trasferimento risulterà dal negoziato, ma dovrebbe essere fissato in modo da fornire incentivi sufficienti affinché entrambi i paesi considerino la cooperazione vantaggiosa, ossia per lo Stato membro ospitante deve essere almeno altrettanto alto, idealmente più alto, dei costi di sostegno supplementari sostenuti, e per lo Stato membro acquirente deve essere inferiore ai suoi risparmi totali.

---

<sup>24</sup> A carico del TSO.

Naturalmente i paesi potrebbero avere motivazioni non finanziarie per la cooperazione, il che potrebbe influenzare la loro volontà di accettare un prezzo di trasferimento inferiore/superiore.

Scostandosi dal volume totale dell'energia rinnovabile prospettica prodotta e dai costi sostenuti da entrambi, i paesi calcolano un prezzo di trasferimento (EUR/kWh) che tiene conto anche di un'equa ripartizione dei costi di integrazione dei sistemi.

### **Esempio 3: progetto comune di impianti solari fotovoltaici e il trasferimento fisico di energia elettrica**

Si considerano due Stati membri (Stato membro A e Stato membro B) che concordano un progetto comune su vasta scala utilizzando il rispettivo meccanismo di cooperazione. Il progetto comune consiste in un grande impianto solare a terra situato nello Stato membro A (in seguito: paese ospitante); lo Stato membro B (in seguito: paese acquirente) si fa carico dei costi di sostegno. Il paese ospitante dispone di numerosi siti per sviluppare il fotovoltaico solare e di un alto potenziale solare. Prevede di superare i propri obiettivi nazionali in materia di energie rinnovabili ed è interessato a cooperare con altri Stati membri per sfruttare il proprio potenziale in eccesso e stimolare il mercato del lavoro locale. Lo Stato membro B, al contrario, non è in grado di raggiungere il proprio obiettivo in materia di rinnovabili ed è interessato ad avvalersi dei meccanismi di cooperazione per conseguirlo a un costo inferiore. A livello politico ha già creato i presupposti per avvalersi dei meccanismi di cooperazione, nella misura in cui ha accettato di aprire a progetti esteri il proprio regime di sostegno alle rinnovabili, a livello nazionale e tecnologicamente neutro. Lo Stato membro A non è interessato a tenere per sé il valore statistico delle quote di energie rinnovabili in relazione al progetto di cooperazione, ossia i costi di sostegno sono interamente a carico dello Stato membro B che integra l'impianto nel proprio regime nazionale.

Lo Stato membro A impone il trasferimento fisico di energia elettrica al fine di garantire che il progetto non incida sull'equilibrio del mercato interno. Ciò rende necessaria la presenza di una capacità transfrontaliera sufficiente di trasmissione e dell'interconnettore tra gli Stati membri cooperanti. Ai fini dell'analisi dei costi e dei benefici dei progetti di cooperazione, ciò è importante in quanto la necessità di esportare fisicamente l'energia elettrica prodotta comporterà probabilmente un costo considerevole.

Il paese ospitante e quello acquirente firmano un accordo di cooperazione per il progetto comune e conducono un'analisi costi-benefici. Nell'analisi decidono di concentrarsi sui costi della produzione di energia, sui costi di integrazione dei sistemi, sulle emissioni di gas a effetto serra, sull'inquinamento atmosferico e su altri tipi di inquinamento locale, sulla sicurezza dell'approvvigionamento e sugli effetti dell'innovazione. Per quanto riguarda la ripartizione dei costi e dei benefici, decidono di concentrarsi solo su quelli più importanti, vale a dire i costi di sostegno (esclusivamente a carico dello Stato membro B), i costi del trasferimento fisico dell'energia (a carico dello Stato membro B), gli effetti sull'occupazione (per lo Stato membro A) e i costi di integrazione dei sistemi (ancora per lo Stato membro A). Il principale beneficio che lo Stato membro A intende ottenere dalla cooperazione è stimolare il mercato del lavoro locale; l'interesse principale dello Stato membro B è ridurre i pagamenti di sostegno necessari per raggiungere gli obiettivi nazionali in materia di energie rinnovabili. Gli Stati membri, convinti entrambi che una situazione vantaggiosa per tutti sia possibile in quanto i principali

costi e benefici si annullano a vicenda, convengono di limitarsi a considerare i costi di sostegno.

I paesi dovranno inoltre concordare un prezzo di mercato di riferimento. Poiché l'accordo prevede che lo Stato membro B incorporerà l'impianto nel proprio regime di sostegno interno, si potrebbe usare il prezzo di mercato di riferimento dello Stato membro B. Il modo più semplice per far fronte ai costi di trasferimento dell'energia elettrica è far sì che gli sviluppatori ne tengano conto nelle loro offerte, il che significa che i costi di sostegno aumenteranno di conseguenza.

Per determinare il probabile prezzo di trasferimento che lo Stato membro B deve pagare allo Stato membro A, il primo passo consiste nel calcolare i risparmi che lo Stato membro B è in grado di realizzare grazie al progetto di cooperazione, vale a dire i risparmi sui costi di sostegno; ciò comporta il calcolo dei costi di sostegno diretti del fotovoltaico solare<sup>25</sup> nello Stato membro A e nello Stato membro B. La differenza tra i due costituisce la base per negoziare il prezzo di trasferimento.

---

<sup>25</sup> È possibile servirsi di una tecnologia di calcolo alternativa laddove un confronto diretto non sia possibile o non sia realistico.

## **5 SINTESI DELLE RACCOMANDAZIONI PER L'ANALISI COSTI-BENEFICI E LA RIPARTIZIONE DEI COSTI E DEI BENEFICI**

In sintesi gli Stati membri e i paesi terzi dispongono di una serie di opzioni e di gradi di libertà per analizzare e ripartire i costi e i benefici quando partecipano a progetti di cooperazione nel settore delle energie rinnovabili a loro reciproco vantaggio.

Nell'insieme i paesi cooperanti devono rispondere a due domande fondamentali: In primo luogo, con quale meccanismo finanziario e a quale prezzo il paese acquirente contribuirà ai costi di sostegno del progetto? In secondo luogo, il paese acquirente compenserà il paese ospitante per i costi sostenuti a livello nazionale e, se sì, con quale meccanismo? Come regola generale, lo Stato membro che paga i costi di sostegno dovrebbe ricevere il corrispondente valore statistico di quote di energie rinnovabili.

Le sezioni seguenti riassumono le fasi principali e le raccomandazioni per la ripartizione dei costi e dei benefici sulla base di un'analisi costi-benefici. Elenco e criteri lasciano impregiudicati i criteri per l'analisi costi-benefici di cui al regolamento sul meccanismo per collegare l'Europa, che sono pertinenti alle domande per ottenere lo status di progetto transfrontaliero nel settore dell'energia rinnovabile.

### *Approccio generale e fasi necessarie dell'analisi costi-benefici iniziale*

Si raccomanda ai promotori di progetti di seguire le fasi non esaustive elencate di seguito quando conducono un'analisi costi-benefici:

- individuare i portatori di interessi;
- specificare la struttura del progetto di cooperazione transfrontaliera:
  - parti ed entità cooperanti;
  - altre autorità e portatori di interessi pertinenti che possono essere interessati da costi o benefici, quali sviluppatori, gestori dei sistemi di trasmissione, gestori dei sistemi di distribuzione, ecc.;
  - ubicazione del progetto;
  - tecnologia utilizzata e progettazione;
  - altre caratteristiche o funzionalità tecniche pertinenti;
  - capacità/dimensioni del progetto;
  - orizzonte temporale;
  - tipo di produzione e servizi previsti; e
  - componenti supplementari pertinenti;
- definire lo scenario controfattuale appropriato, struttura compresa (stessi aspetti di cui sopra);
- elencare tutti i costi e i benefici da includere;
- concordare un approccio e metodologie di calcolo per gli indicatori dell'analisi costi-benefici;
- raccogliere i dati più recenti da fonti nazionali, europee e internazionali verificate;
- quantificare e monetizzare gli indicatori quantificabili se non è troppo costoso e descrivere verbalmente l'effetto degli indicatori non monetizzati;

- calcolare la differenza tra il valore attuale netto del progetto di cooperazione transfrontaliera e il valore attuale netto dello scenario controfattuale;
- redigere analisi e spiegazioni a corredo;
- verificare i risultati con le autorità competenti e altri esperti (indipendenti);
- affinare, se necessario, l'analisi adeguando i dati e/o la metodologia.

L'ordine delle fasi non è necessariamente sequenziale e può essere iterativo in alcuni casi. Gli Stati membri possono prendere in considerazione l'istituzione di sportelli unici per sostenere i promotori di progetti in queste fasi, in particolare per quanto riguarda la specificazione della struttura dei progetti di cooperazione transfrontaliera.

#### *Basarsi il più possibile sull'analisi costi-benefici*

Un'analisi costi-benefici approfondita sotto il profilo sociale è il presupposto della ripartizione dei costi e dei benefici tra gli Stati membri e le altre parti. Tuttavia potrebbe non essere sufficiente come base per negoziarne la distribuzione. L'analisi costi-benefici svolta dovrà pertanto essere riesaminata e ampliata.

Le parti cooperanti dovrebbero fare in modo di basarsi il più possibile sull'analisi costi-benefici per mantenere la coerenza con i principali effetti individuati. La definizione del progetto, i dati utilizzati, lo scenario sottostante e le condizioni limite non possono essere modificati e i valori netti calcolati nell'analisi costi-benefici dovrebbero essere utilizzati come punto di partenza per ulteriori discussioni. Occorre specificare tutte le condizioni limite che incidono sul funzionamento del progetto e sulla sua integrazione nel sistema energetico in senso lato, in quanto influenzano gli indicatori di costi e benefici.

L'accordo di ripartizione dei costi e dei benefici sarà in ultima analisi il risultato di un processo di negoziazione tra le parti cooperanti. Esse dovrebbero disporre di una certa flessibilità per concordare i costi e i benefici da includere. L'analisi costi-benefici deve trovare un equilibrio tra la limitazione della complessità e dei costi di transazione a un livello gestibile, cercando nel contempo di includere tutti i fattori pertinenti.

#### *Principi della ripartizione*

La ripartizione dei costi e dei benefici dovrebbe basarsi sull'equità, ossia nessuna parte deve ricevere un vantaggio sproporzionato/sostenere costi sproporzionati a causa della cooperazione, il che si può ottenere compensando tutte le parti in proporzione al loro contributo, sulla praticabilità, ossia deve ridurre la complessità e quindi i costi di transazione a un livello gestibile, limitando le parti e le categorie di costi e benefici a quelle più importanti, e dovrebbe riflettere i costi e i benefici effettivi (eventuali accordi che si discostino da quanto concordato possono essere presi solo in una fase successiva).

### *Ridurre la complessità*

L'esperienza passata dei meccanismi di cooperazione ha dimostrato che la complessità può costituire un ostacolo e che i negoziati estremamente complessi con più portatori di interessi hanno maggiori probabilità di fallire. Ciò può tuttavia essere attenuato se i paesi cooperanti concordano dapprima i principi e i termini di base della cooperazione e solo in seguito procedono alla negoziazione dei dettagli. Gli accordi politici ad alto livello sulla ripartizione dei costi e dei benefici possono aiutare, come nel caso della Svezia e della Norvegia, a negoziare un regime di sostegno comune.

### *Gestire l'incertezza e tenerne conto nel processo decisionale*

Poiché le informazioni su costi, benefici e rischi non possono essere note con esattezza, l'incertezza è una componente naturale del processo e occorre tenerne conto di conseguenza. Può essere attenuata mediante un'analisi di sensibilità e controlli di solidità.

### *Accettazione pubblica*

Si raccomanda di affrontare tempestivamente e in modo proattivo il coinvolgimento del pubblico in merito a qualsiasi progetto di cooperazione per evitare battute d'arresto nelle fasi successive. Tutti i costi e i benefici diretti e indiretti connessi alla cooperazione nonché l'approccio globale alla loro ripartizione tra i partner cooperanti dovrebbero essere chiaramente descritti e comunicati al pubblico.

## 6 MODELLO DI ACCORDO INTERGOVERNATIVO

### Parte I Obiettivo e definizioni

#### *Articolo dedicato all'obiettivo*

- Gli Stati membri dovrebbero specificare l'obiettivo dell'accordo intergovernativo. Un esempio nel contesto della cooperazione energetica dei Mari del Nord (*North Seas Energy Cooperation*, NSEC) può essere quello di consentire la costruzione di capacità di produzione energetica aggiuntiva da fonti rinnovabili nel Mare del Nord. L'obiettivo è deciso tra gli Stati membri cooperanti.

#### *Articolo dedicato alle definizioni*

- Gli Stati membri dovrebbero definire i termini più importanti inclusi nell'accordo intergovernativo, per garantire una comprensione comune delle parti coinvolte e migliorare la solidità giuridica dell'accordo.

### Parte II Meccanismo di cooperazione

#### *Articolo dedicato al meccanismo di cooperazione*

- Questo elemento dovrebbe descrivere l'integrazione giuridica della cooperazione nel contesto della direttiva Rinnovabili, ossia se sia stato scelto un trasferimento statistico, un progetto comune (con un altro Stato membro dell'UE o un paese terzo) o un regime di sostegno comune.

### Parte III Specifiche della cooperazione

#### *Articolo dedicato all'ambito di applicazione della cooperazione*

- Gli Stati membri dovrebbero specificare l'ambito di applicazione della cooperazione: 1) solo diffusione delle energie rinnovabili, 2) aggiunta di infrastrutture alla cooperazione, 3) aggiunta di aspetti innovativi alla cooperazione (impianti di stoccaggio, conversione, ecc.).

#### *Articolo dedicato al regime di sostegno prescelto*

- Gli Stati membri dovrebbero specificare il regime di sostegno applicato (dello Stato membro ospitante, di quello contribuente o un regime di sostegno nuovo). Se si applica un regime esistente, gli Stati membri dovrebbero includere un riferimento alla base giuridica pertinente.

*Articolo dedicato al nuovo regime di sostegno (applicabile solo ai regimi di sostegno comuni)*

- Gli Stati membri dovrebbero specificare gli elementi tecnici del regime di sostegno. Gli elementi da considerare sono:
  - a. cooperazione a un progetto unico/multiprogetto;
  - b. capacità massima/volume massimo (quantità di MW installati o MWh da trasferire);
  - c. tecnologia o tecnologie ammissibili;
  - d. ubicazione o processo di selezione del sito e sviluppo preliminare;
  - e. regime di connessione alla rete;
  - f. forma di sostegno;
  - g. tipo di gara d'appalto/asta;
  - h. accordo sulla notifica degli aiuti di Stato.

*Articolo dedicato all'assetto del mercato pertinente*

- Gli Stati membri dovrebbero specificare l'assetto del mercato pertinente (ad esempio il mercato di riferimento designato) per il progetto di cooperazione e qualsiasi disposizione supplementare pertinente che possa includere.

*Articolo dedicato all'analisi costi-benefici e alla ripartizione transfrontaliera dei costi*

- Gli Stati membri dovrebbero trovare un accordo riguardante l'analisi costi-benefici e la ripartizione transfrontaliera dei costi.
  - In caso di cooperazione semplice, il valore statistico di quote di energie rinnovabili può essere trasferito al prezzo di trasferimento concordato. In una cooperazione di questo tipo, l'analisi dei costi e dei benefici dovrebbe essere mantenuta il più semplice possibile, riducendo i costi di transazione.
  - Per una cooperazione più complessa (o quando si chiede accesso ai finanziamenti transfrontalieri per le energie rinnovabili mediante il meccanismo per collegare l'Europa e/o al finanziamento delle infrastrutture) può essere necessaria un'analisi costi-benefici più completa. Nell'accordo intergovernativo la presente sezione dovrebbe fare riferimento ai calcoli dell'analisi costi-benefici disponibili e al conseguente approccio alla ripartizione transfrontaliera dei costi.
    - Identificazione del beneficio sociale netto

- Distribuzione dei principali costi e benefici tra le parti
- Conseguenti compensazioni tra Stati membri (compresa la quota dei costi di sostegno finanziati da ciascun partner della cooperazione, la conseguente distribuzione del valore statistico di quote di energie rinnovabili ai fini del contributo all'obiettivo)
- Procedura di pagamento
- Notifica alla Commissione europea come previsto dalla direttiva Rinnovabili

*Articolo dedicato agli obblighi delle parti*

- In tale articolo, gli Stati membri cooperanti dovrebbero definire le responsabilità in base alla forma di cooperazione scelta e le procedure e un sistema che consenta il monitoraggio, la tracciabilità e il rilascio di prove e verifiche (compreso il trasferimento dei dati: contenuto, formato e calendario).

*Articolo dedicato a un organismo responsabile (applicabile ai progetti comuni o ai regimi di sostegno comuni)*

- Questo elemento dovrebbe descrivere l'organismo responsabile (ad esempio un'agenzia o uno sportello unico) e le sue responsabilità. Le responsabilità possono comprendere l'individuazione dei progetti, la definizione della procedura di gara, la selezione dell'offerente, la supervisione dell'attuazione dei progetti aggiudicati, il versamento dei pagamenti di sostegno e la rendicontazione agli Stati cooperanti.

*Articolo dedicato alla notifica alla Commissione europea*

- Secondo la direttiva Rinnovabili, lo Stato membro venditore/ospitante dovrebbe notificare alla Commissione europea l'accordo e la quantità esatta del trasferimento statistico risultante.

## 7 ALLEGATO

### **Meccanismi di cooperazione disponibili e principi di base della cooperazione**

Conformemente agli articoli 8, 9, 11 o 13 della direttiva sulle energie rinnovabili, gli Stati membri possono scegliere di avvalersi di tre meccanismi di cooperazione principali.

**Trasferimenti statistici (articolo 8):** nel caso dei trasferimenti statistici, non più di due Stati membri convengono di cooperare e di attribuire virtualmente una determinata quantità di energia rinnovabile prodotta in eccesso da uno Stato membro all'altro. Ciò avviene ex post mediante un prezzo di trasferimento negoziato. L'energia "acquistata" da uno Stato membro sarà computata ai fini del suo contributo nazionale ai sensi della direttiva. Non sono previsti trasferimenti o forniture di energia fisica. I trasferimenti statistici di solito non riguardano progetti specifici, anche se gli Stati membri possono decidere di concludere un accordo di questo tipo se ritenuto reciprocamente vantaggioso. Inoltre i trasferimenti statistici sono, in linea di principio, tecnologicamente neutri. Gli Stati membri che effettuano un trasferimento statistico devono darne notifica alla Commissione entro 12 mesi dalla fine dell'anno in cui il trasferimento ha effetto. I costi di transazione per i trasferimenti statistici sono relativamente bassi in quanto sono relativamente facili da stabilire e negoziare e consentono agli Stati membri di instaurare una cooperazione limitata senza dover apportare modifiche ai loro mezzi di sostegno nazionali. A causa del minore grado di complessità, i trasferimenti statistici richiedono meno orientamenti, ma l'accettazione pubblica può essere un problema per il fatto che non viene trasferita alcuna produzione di energia rinnovabile in cambio del pagamento. Gli operatori privati sono esclusi dalla partecipazione ai trasferimenti statistici, che sono dunque riservati agli enti pubblici.

**Progetti comuni tra Stati membri (articolo 9):** gli Stati membri possono partecipare a progetti comuni per cooperare su progetti di energia rinnovabile per quanto riguarda la produzione di energia elettrica, riscaldamento e raffrescamento da fonti rinnovabili. I progetti comuni vanno al di là dei semplici trasferimenti statistici e la cooperazione avviene sempre in riferimento a un nuovo progetto specifico. Un progetto comune può prevedere o meno la trasmissione fisica di energia elettrica. Oltre ai singoli progetti di cooperazione, ad esempio i progetti eolici in mare su larga scala, sono possibili accordi multiprogetto anche quando si ripete un assetto relativo a impianti di piccole o medie dimensioni. Tuttavia tali accordi multiprogetto devono essere distinti dai regimi di sostegno comuni a causa della loro natura limitata. I progetti possono riguardare la ristrutturazione di impianti esistenti o essere correlati a impianti nuovi. I benefici e i costi di questi progetti sono ripartiti tra le parti cooperanti in base a norme concordate. Gli Stati membri possono convenire di attuare il progetto attraverso il regime di sostegno vigente in una delle parti cooperanti o di creare un regime su misura.

I progetti comuni possono anche essere idonei a investire in comune nelle nuove tecnologie e acquisire esperienza in materia. Il grado di cooperazione e il livello dei costi di transazione sono più alti rispetto ai trasferimenti statistici, ma generalmente inferiori a quelli dei regimi di sostegno comuni, in quanto la cooperazione è limitata a un numero concordato di progetti. A differenza dei trasferimenti statistici, i progetti comuni possono coinvolgere anche operatori privati.

**Progetti comuni tra Stati membri e paesi terzi (articolo 11):** gli Stati membri possono attuare progetti comuni con paesi terzi che potrebbero assumere particolare rilevanza nel contesto della cooperazione con i paesi della Comunità dell'energia o il Regno Unito. I progetti comuni con i paesi terzi sono tuttavia limitati all'energia elettrica da fonti rinnovabili (il riscaldamento e il raffrescamento sono esclusi) e devono stabilire un collegamento fisico effettivo con il paese terzo. Per garantire un'immissione nel sistema elettrico dell'UE, la rispettiva capacità dell'interconnessione deve essere prenotata in tempo utile. Fatta eccezione per l'aiuto agli investimenti concesso per l'impianto, la quantità di energia elettrica prodotta ed esportata non deve aver fruito di alcun sostegno da un regime di sostegno di un paese terzo.

**Regimi di sostegno comuni (articolo 13):** un altro possibile meccanismo di cooperazione a disposizione degli Stati membri è costituito dai regimi di sostegno comuni, che prevedono il coordinamento parziale o totale e/o la fusione dei regimi di sostegno nazionali di due o più Stati membri. Poiché i regimi di sostegno comuni possono comportare notevoli costi di transazione, di norma riguardano più progetti. Possono tuttavia essere utilizzati anche per grandi progetti singoli con un assetto molto specifico. I regimi di sostegno comuni possono riguardare solo un segmento del mercato nazionale delle energie rinnovabili, ad esempio una tecnologia, o un'area geografica specifica, ad esempio una regione frontaliere. Salvo indicazione contraria, il regime di sostegno comune non sostituisce i regimi di sostegno nazionali vigenti che proseguono in parallelo. I regimi di sostegno comuni sono generalmente più impegnativi e complessi rispetto ai progetti comuni e di solito richiedono modifiche della legislazione e/o della regolamentazione nazionali.

## **Principi della cooperazione in materia di energie rinnovabili**

In generale la cooperazione degli Stati membri in materia di energie rinnovabili è disciplinata dai principi seguenti.

**Facoltatività:** due o più Stati membri che cooperano tra loro o con un paese terzo lo fanno su base volontaria. Quando scelgono di unire le forze in materia di energie rinnovabili, gli Stati membri sono liberi di definire dettagli e condizioni di tale cooperazione.

**Benefici socioeconomici:** i progetti di cooperazione transfrontaliera devono creare valore da una prospettiva sociale e globale. In generale i benefici socioeconomici generati dal progetto devono essere superiori ai costi rispetto allo scenario di diffusione delle energie rinnovabili senza cooperazione.

**Una cooperazione reciprocamente vantaggiosa:** oltre a creare benefici sociali netti, i progetti di cooperazione transfrontaliera si concretano solo se garantiscono vantaggi reciproci a tutti i paesi partecipanti e ai principali portatori di interessi nei paesi. Di solito non tutti i portatori di interessi traggono più vantaggi con il progetto che senza di esso; i paesi devono quindi concordare quali portatori di interessi debbano essere compensati e quali no.

**Accordo sui termini della cooperazione:** gli Stati membri che intendono partecipare devono concludere un accordo che stabilisca termini e condizioni della cooperazione.

**Condizioni locali specifiche:** i paesi cooperanti si adoperano per allineare le norme e i regolamenti pertinenti per quanto necessario, ma possono esservi limiti naturali che si applicano in particolare alle condizioni specifiche dei singoli luoghi, ad esempio il rilascio di licenze, le imposte. Di solito si applicano quindi le norme del paese in cui il progetto è fisicamente situato, salvo se concordato e specificato diversamente dai paesi cooperanti.

**Garanzia di un impatto tangibile:** gli Stati membri possono scegliere di strutturare la cooperazione in modo che abbia un impatto tangibile sui rispettivi sistemi e mercati dell'energia elettrica. Gli Stati membri cooperanti possono ad esempio imporre l'importazione fisica di energia elettrica (che diventa un obbligo nei progetti comuni con paesi terzi).

**Ripartizione dei costi e dei benefici:** secondo la direttiva, l'energia rinnovabile prodotta dovrebbe essere contabilizzata nel paese che finanzia l'impianto. A seconda della tecnologia saranno rilevanti anche altri costi e benefici oltre ai costi di sostegno. I costi di connessione alla rete e di integrazione dei sistemi sono di rilevanza particolare nei progetti eolici in mare, mentre quella dei costi di sostegno di solito diminuisce con la maturazione delle tecnologie e del grado di integrazione del mercato. Sono possibili diverse opzioni di contabilizzazione. I paesi partner sono liberi di definire i dettagli dell'accordo di cooperazione.