

Progetti di potenziamento ed adeguamento della rete elettrica di distribuzione e di trasmissione nell'ambito della linea di attività 2.4 del POI Energia - FESR 2007-2013 - nelle Regioni Convergenza.

Valutazione degli esiti finalizzata ad indagare l'efficacia dell'intervento ed analizzare l'efficienza degli strumenti attuativi.

Capitolato tecnico



### 1. Background e contesto di riferimento dell'esercizio di valutazione

Gli interventi realizzati nell'ambito della linea di attività 2.4 del POI Energia - FESR 2007-2013 rispondevano all'esigenza di favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema energetico puntando a risolvere, anche in modo anticipatorio, una serie di problematiche legate alla sempre maggiore diffusione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili.

L'analisi del settore elettrico compiuta nel 2007 in sede di formulazione del programma operativo, basata su dati relativi al quinquennio 2000-2005, mostrava, infatti, l'esistenza di un forte trend di crescita di detta produzione.

In particolare, si era registrato nel periodo in esame un tasso di crescita medio annuo della potenza installata da fonti rinnovabili nelle Regioni Convergenza pari al 14,6%, con punte del 32,8% in Puglia e del 39,7% in Sicilia. Parimenti, sempre nello stesso arco temporale di riferimento, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili si era sviluppata nelle Regioni Convergenza secondo un tasso di crescita medio annuo del 27,7%, con punte del 50% in Sicilia e del 41,6% in Puglia.

Tali valori estremamente elevati di crescita percentuale durante il periodo di osservazione, da una parte, potevano essere senz'altro posti in relazione con modesti valori di partenza che, dunque, portavano ad incrementi significativi anche con la messa in esercizio di un solo impianto, dall'altra, comunque, testimoniavano senza dubbio l'esistenza di un forte interesse degli investitori che quindi lasciava presagire un sostenuto trend di crescita anche per gli anni successivi.

Da qui la necessità di attuare politiche mirate a sostenere e consolidare tale crescita anche al fine di perseguire l'obiettivo che era stato stabilito in sede comunitaria per l'Italia di arrivare entro il 2010 ad una quota del 25% dei consumi elettrici coperti da energia prodotta da fonti rinnovabili.

In questo contesto si inseriscono anche le misure per l'adeguamento delle reti elettriche di trasporto, cioè di trasmissione e di distribuzione, che non risultavano in quel momento pronte a sostenere la crescita del settore e ad accogliere efficacemente la sempre maggiore quantità di energia localmente prodotta da fonti rinnovabili.

Più in particolare, per quanto riguarda la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), l'analisi iniziale evidenziava situazioni di criticità in determinate aree geografiche già in precedenza caratterizzate da infrastrutture di rete non adeguate al dispacciamento dell'energia generata, con conseguenti elevati livelli di congestione.

La situazione risultava ancora più critica in termini potenziali, in quanto tali aree erano localizzate prevalentemente nelle regioni del Mezzogiorno, area nella quale era previsto il maggior sviluppo della produzione da fonte rinnovabile.

Sempre nel Mezzogiorno, si evidenziava l'esistenza di reti destinate ad accogliere tale produzione, caratterizzate da una scarsa magliatura, quindi con capacità non sempre adeguata e sufficiente al trasporto dell'energia prodotta.

Parallelamente a queste problematiche, già esistenti in fase di programmazione e quindi descritte nell'analisi di contesto del Programma Operativo, si è andata successivamente più puntualmente delineando la criticità del c.d. fenomeno di "inversione dei flussi", che si presentava in corrispondenza delle cabine primarie, cioè nel punto raccordo tra la rete di distribuzione e la RTN.

A fronte del consueto funzionamento delle cabine, che prevede il prelevamento dell'energia dalla rete di trasmissione verso le reti di distribuzione, a causa del numero crescente di impianti di produzione di energia alimentati da fonti rinnovabili connessi alla rete di distribuzione, le stesse cabine primarie si sono progressivamente trasformate da punti di "prelievo" (dalla rete di trasmissione verso la rete di distribuzione) a punti di "immissione" di energia (dalle reti di distribuzione verso la rete di trasmissione in alta – AT e altissima – ATT tensione). Tale problematica, che si traduceva in una incertezza nelle previsioni dei flussi di energia verso l'RTN e nella conseguente difficoltà di garantire il bilanciamento del sistema, diventava particolarmente critica per le Cabine Primarie a cui era connesso un numero rilevante di impianti da fonte rinnovabile non programmabile (sole, vento), a causa della ridotta prevedibilità del livello effettivo di produzione.

Dalla situazione fin qui descritta deriva la necessità di attuare tagli alla produzione degli impianti da fonte rinnovabile collegati alla RTN, al fine di continuare a realizzare condizioni di esercizio in sicurezza della rete in AT e AAT.

Con riferimento alla rete elettrica di distribuzione, la situazione iniziale era caratterizzata da una insufficiente capacità, soprattutto in ottica prospettica a fronte del prevedibile futuro sviluppo, di assorbimento di energia prodotta da fonti rinnovabili connesse alla rete di distribuzione stessa (generazione distribuita) e anche qui da una insufficiente capacità di gestione e controllo a fronte delle caratteristiche di non programmabilità di queste fonti energetiche.

Più in particolare, nelle Regioni del Mezzogiorno si registrava:

- un peggior servizio di distribuzione dell'energia rispetto al resto del Paese, essendo caratterizzato da maggiori interruzioni sia per frequenza che per durata;
- una bassa capacità di sostenere l'immissione in rete di energia prodotta da fonti rinnovabili.

Risultava quindi chiara l'esigenza di intervenire, anche giocando d'anticipo in ragione delle previsioni di ingente sviluppo della produzione da fonte rinnovabile in generale e di generazione distribuita in particolare, per potenziare la capacità delle reti elettriche di trasmissione (RTN) e distribuzione in quelle Regioni.

In aggiunta, si poneva anche un problema di adeguamento "qualitativo" delle reti di distribuzione, in quanto lo sviluppo della generazione distribuita comportava la necessità di modificare il comportamento e la qualità delle reti medesime. Queste ultime infatti erano state progettate e gestite per un loro utilizzo di natura prevalentemente passiva, in cui il ruolo fondamentale consisteva nel portare l'energia agli utilizzatori finali. Un incremento della diffusione della generazione distribuita comportava invece l'evoluzione della rete verso una struttura di tipo misto (attivo/passivo), in cui l'obiettivo doveva essere anche quello di connettere efficacemente gli impianti locali di produzione da fonte rinnovabile, anche attraverso il controllo delle risorse connesse alla rete di distribuzione.

In tale contesto, l'obiettivo generale del POI Energia di "*Aumentare la quota di energia consumata proveniente da fonti rinnovabili e migliorare l'efficienza energetica, promuovendo le opportunità di sviluppo locale*" è stato in questo caso perseguito attraverso due principali tipologie di intervento sulle reti:

- incentivando la produzione da fonte rinnovabile attraverso lo sviluppo della capacità di connessione alle reti;
- favorendo l'utilizzo dell'energia prodotta da fonte rinnovabile, attraverso l'adeguamento delle reti in un'ottica di tecnologia "smart grid", in grado di gestire in modo intelligente i flussi di energia provenienti da fonte rinnovabile.

Gli interventi sono stati realizzati da Terna S.p.A., gestore unico della rete di Trasmissione Nazionale, e da ENEL Distribuzione S.p.A., principale concessionario del servizio di distribuzione nelle 4 regioni oggetto di intervento (Calabria, Campania, Puglia, Sicilia) ed hanno riguardato un ammontare complessivo di investimenti, pari al valore del contributo assorbito, di circa 263 milioni di Euro<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Per un dettaglio del valore dell'investimento/contributo di ciascun progetto incluso nella valutazione si rimanda alla Tab. 2 del par. 3.

La formulazione degli interventi è stata comunque effettuata di concerto con le Amministrazioni regionali interessate che, per una parte di progetti riguardanti la rete di distribuzione (cabine primarie), hanno formalmente aderito e siglato gli Atti convenzionali attuativi.

Più in particolare le azioni aventi ad oggetto la rete di trasmissione nazionale (RTN), con beneficiario Terna S.p.A., hanno riguardato:

- il progetto “*Opere di collegamento finalizzate all’incremento di energia prodotta da FER accoglibile dalla RTN*” concernente in particolare la realizzazione di due stazioni elettriche in Campania ed in Sicilia, attuato mediante Decreto di concessione di contributo a titolo di aiuto ad hoc del 05/12/2014;
- il progetto “*Smart Technology Linee AT-AAT Macro Area Sud: Calabria – Campania – Puglia - Sicilia*” relativo all’adeguamento in ottica smart grid della rete di trasmissione in alta e altissima tensione nelle Regioni obiettivo Convergenza, attuato mediante Decreto di concessione di contributo a titolo di aiuto ad hoc del 05/12/2014.

Gli interventi sulla rete di distribuzione, aventi come beneficiario Enel Distribuzione S.p.A, hanno altresì riguardato:

- un Programma di investimenti, articolato nelle quattro Regioni obiettivo Convergenza, funzionale a rendere l’assetto della rete in media tensione (MT) più favorevole all’inserimento di impianti di generazione di taglia tra 100 KW e 1 MW (*reti intelligenti MT*), attuato mediante Convenzione stipulata il 25/01/2010 tra il MISE-DGENRE (ora DGMEREEN) ed Enel Distribuzione S.p.A.;
- un altro Programma di investimenti articolato in quattro interventi nelle Regioni Obiettivo Convergenza per la costruzione di nuove cabine primarie di trasformazione ed il potenziamento di cabine già esistenti, attuato mediante la stipula, avvenuta il 13/12/2010, di quattro distinte Convenzioni tra il MISE-DGENRE (ora DGMEREEN), Enel Distribuzione S.p.A. e ciascuna Amministrazione regionale di riferimento;
- un Programma di investimenti per la realizzazione di 3 sistemi di accumulo (*storage*) integrati alla rete di distribuzione di energia elettrica in media tensione delle Regioni Calabria, Sicilia e Puglia, attuato mediante Decreto di concessione di contributo del 26/07/2012.

Relativamente alla costruzione e/o al potenziamento di cabine primarie di trasformazione nell’ambito degli interventi sulle reti di distribuzione, le citate Convenzioni prevedevano anche un accordo per lo snellimento degli iter autorizzativi, al fine di assicurare il rispetto dei previsti tempi di realizzazione.

Gli interventi sulla rete di trasmissione nazionale sono stati realizzati da Terna nel corso del 2015 e risultano allo stato attuale conclusi, fatta eccezione per alcuni interventi in Campania

(smart technology e stazione elettrica Benevento III) per le quali Terna ha chiesto la possibilità di completamento nella programmazione 2014-2020.

Gli interventi sulla rete distributiva sono stati realizzati da ENEL a partire dal 2010 e risultano allo stato attuale conclusi. In particolare, quelli sulle reti di distribuzione (*reti intelligenti MT*) si sono conclusi nel corso del 2013, mentre le operazioni sulle cabine primarie di trasformazione e quella sui sistemi di accumulo (*storage*) si sono concluse nel 2015.

Con riferimento agli interventi sulle reti di distribuzione e sulle cabine primarie di trasformazione, al termine del programma di investimenti, ENEL ha presentato al MISE per ciascun progetto una relazione finale di collaudo delle opere eseguite. Tali relazioni, oltre ad un'analisi tecnica e finanziaria degli investimenti realizzati, comprendono anche una valutazione dei benefici conseguiti ed attesi attraverso la valorizzazione di alcuni indicatori di performance.

## 2. Finalità della valutazione e destinatari

La valutazione di quanto realizzato nell'ambito della linea 2.4 del POI Energia FESR 2007 – 2013 si inserisce nell'ampio contesto del Piano delle valutazioni del PON Imprese e Competitività FESR 2014 – 2020 (PON IC).

Quest'ultimo infatti, facendo proprio l'Obiettivo Tematico nr. 4 (OT4) della Programmazione comunitaria 2014-2020, orientato a sostenere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio, prevede, tra le altre, le seguenti due azioni:

- 4.3.1 - Realizzazione di reti intelligenti di distribuzione dell'energia (smart grid) e interventi sulle reti di trasmissione strettamente complementari e volti ad incrementare direttamente la distribuzione di energia da fonti rinnovabili [...]
- 4.3.2 – Realizzazione di sistemi intelligenti di stoccaggio asserviti a reti intelligenti di distribuzione (smart grid) e a impianti di produzione da FER.

Le azioni indicate possiedono il comune risultato atteso di *"incrementare la quota di fabbisogno energetico coperto da generazione distribuita"* (R.A. 4.3).

È proprio la situazione di sostanziale continuità tra interventi, obiettivi e risultati attesi della linea 2.4 del POI Energia 2007-2013 e le azioni 4.3.1 e 4.3.2 del PON IC 2014-2020, che motiva la scelta di effettuare una attenta valutazione di quanto realizzato e dei risultati conseguiti nel passato periodo di programmazione.

In tale contesto, la valutazione si propone in generale di disegnare un ampio quadro descrittivo dell'implementazione degli interventi realizzati nell'ambito della linea 2.4 di attività del POI Energia, mettendo in luce sia gli elementi positivi sia le criticità riscontrate.

Tale quadro, caratterizzato da elementi qualitativi e quantitativi, avrà come obiettivo principale la valutazione dei risultati e dell'impatto ottenuto, anche in relazione alle aspettative iniziali, ma tratterà anche la valutazione degli aspetti organizzativi e di processo.

L'obiettivo è di conseguire una completa lettura critica del contesto attuativo, tale da consentire la valorizzazione delle lezioni apprese e risultare quindi utile per orientare al meglio le scelte strategiche nell'attuazione dei prossimi interventi nell'ambito del PON IC.

Ne consegue che il principale destinatario e fruitore dei risultati dell'esercizio valutativo è in primo luogo la Direzione generale per il mercato elettrico, le rinnovabili e l'efficienza energetica, il nucleare (DGMEREEN) – Div. VIII - del Ministero dello Sviluppo economico (MISE) Autorità di Gestione del POI energia 2007-2013 ed Organismo Intermedio del PON IC 2014-2020, delegato alla gestione delle Azioni 4.3.1 e 4.3.2 del medesimo Programma.

Risultano inoltre sicuramente interessati alle risultanze dell'esercizio valutativo i soggetti beneficiari nonché attuatori degli interventi della precedente programmazione sottoposti a valutazione, Terna S.p.A. ed Enel S.p.A., nonché le Amministrazioni Regionali, le quali, peraltro, potrebbero utilizzare i risultati della valutazione per meglio orientare l'attuazione degli interventi sulle infrastrutture energetiche eventualmente ricompresi nei Programmi Regionali (POR) della programmazione 2014-2020.

A questi si aggiunge anche il Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali (MIPAAF) ed il Dipartimento per le Politiche di Coesione della Presidenza del Consiglio dei Ministri (DPC) in relazione alle risorse per analoghi interventi esistenti sia nel FEASR (aree rurali) che nel Fondo Sviluppo e Coesione.

### **3. Obiettivo specifico e ambito della valutazione**

Come detto, la valutazione riguarderà gli interventi di adeguamento e sviluppo realizzati sulle reti di trasporto (distribuzione e trasmissione) dell'energia, nell'ambito della linea 2.4 del POI Energia 2007-2013.

Più in particolare, si focalizzerà sulla realizzazione già avvenuta di adeguamento e di sviluppo delle reti, riferito all'insieme coordinato, costituito da linee elettriche, stazioni e cabine primarie di trasformazione riguardanti sia l'alta che la media tensione (trasmissione e distribuzione). Non sarà altresì considerato l'intervento relativo ai sistemi di accumulo

(storage), in considerazione della modesta entità dell'intervento<sup>2</sup> rispetto al valore complessivo degli investimenti.

La tabella seguente riepiloga l'obiettivo specifico, l'indicatore di risultato, l'obiettivo operativo e l'oggetto relativo alla linea di attività 2.4 del POI Energia.

<b>Tab. 1 - POI Energia FESR 2007-2013 – Linea di attività 2.4 – obiettivi e indicatore di risultato</b>			
<b>Obiettivo specifico POI – Asse II</b>	<b>Indicatore di risultato</b>	<b>Obiettivo operativo IV</b>	<b>Linea di attività 2.4</b>
Ridurre gli ostacoli materiali ed immateriali che limitano l'aumento della produzione di energia da fonte rinnovabile e l'efficienza energetica	Incremento (espresso in termini percentuali) della rete di distribuzione e trasmissione trasformata da passiva a attiva	Potenziare e adeguare l'infrastruttura della rete di trasporto ai fini della diffusione delle fonti rinnovabili e della piccola e micro cogenerazione e il teleriscaldamento	Interventi per il potenziamento e l'adeguamento delle reti di trasporto ai fini della diffusione delle fonti rinnovabili e della piccola e micro cogenerazione

Per quanto riguarda l'indicatore di risultato, era fissato un target al 2015 di incremento della rete da passiva ad attiva del 30-50%.

L'ambito geografico di riferimento è costituito dalle aree afferenti alle Regioni obiettivo Convergenza: Sicilia, Puglia, Campania, Calabria.

La successiva tabella riassume i progetti oggetto di valutazione.

<sup>2</sup> L'intervento sui sistemi di accumulo ha riguardato 7,8 ML di Euro di investimenti, pari a circa il 3% dell'ammontare complessivo.





Procedura	Beneficiario	Progetto	Contributo
2.4-Enel CabCAM-Conv 13/12/10	ENEL Distribuzione S.p.A.	Campania - Cabine primarie - Convenzione 13/12/2010	27.350.000,00
2.4-Enel CabPUG-Conv 13/12/10	ENEL Distribuzione S.p.A.	Puglia - Cabine primarie - Convenzione 13/12/2010	35.100.000,00
2.4-Enel CabCAL-Conv 13/12/10	ENEL Distribuzione S.p.A.	Calabria - Cabine primarie - Convenzione 13/12/2010	30.679.974,17
2.4-Enel CabSIC-Conv 13/12/10	ENEL Distribuzione S.p.A.	Sicilia - Cabine primarie - Convenzione 13/12/2010	29.100.000,00
2.4-ENEL Reti-Conv 25/01/10	ENEL Distribuzione S.p.A.	Reti intelligenti M. T. - Puglia	12.700.000,00
2.4-ENEL Reti-Conv 25/01/10	ENEL Distribuzione S.p.A.	Reti intelligenti M. T. - Calabria	16.000.000,00
2.4-ENEL Reti-Conv 25/01/10	ENEL Distribuzione S.p.A.	Reti Intelligenti M. T. - Campania	21.332.284,56
2.4-ENEL Reti-Conv 25/01/10	ENEL Distribuzione S.p.A.	Reti Intelligenti M. T. - Sicilia	26.900.000,00
2.4-TERNA-O.d.C.DM 05/12/2014	Terna S.p.A.	Campania - Opere di collegamento-Stazione Benevento III	10.002.644,91
2.4-TERNA-O.d.C.DM 05/12/2014	Terna S.p.A.	Sicilia - Opere di collegamento-Stazione Butera 150kV	7.524.248,07
2.4-TERNA-S.T.DM 05/12/2014	Terna S.p.A.	Campania - Smart Technology linee AT-AAT	6.932.243,40
2.4-TERNA-S.T.DM 05/12/2014	Terna S.p.A.	Puglia - Smart Technology linee AT-AAT	7.341.034,89
2.4-TERNA-S.T.DM 05/12/2014	Terna S.p.A.	Calabria - Smart Technology linee AT-AAT	5.548.369,00
2.4-TERNA-S.T.DM 05/12/2014	Terna S.p.A.	Sicilia - Smart Technology linee AT-AAT	19.008.369,29

Progetti di potenziamento ed adeguamento della rete elettrica di distribuzione e di trasmissione nell'ambito della linea di attività 2.4 del POI Energia - FESR 2007-2013 - nelle Regioni Convergenza.

Valutazione degli esiti finalizzata ad indagare l'efficacia dell'intervento ed analizzare l'efficienza degli strumenti attuativi - Capitolato tecnico

Con riferimento agli interventi condotti da ENEL Distribuzione S.p.A. sulla rete di distribuzione, gli obiettivi ed i risultati che si intendeva perseguire erano i seguenti:

- potenziare l'infrastruttura elettrica di distribuzione, con particolare riferimento alle cabine primarie di trasformazione, al fine di agevolare ed aumentare la disponibilità di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile;
- adeguare l'infrastruttura della rete di distribuzione, realizzando un modello di rete MT "intelligente" e trasformando la rete da passiva ad attiva, con il fine sia di incrementare il numero di produttori connettabili sulla rete MT, sia di aumentare la disponibilità di rete (incremento della durata di utilizzazione degli impianti di produzione).

Relativamente agli interventi realizzati da Terna S.p.A. sulla rete di trasmissione, questi risultavano altresì finalizzati a:

- potenziare l'infrastruttura elettrica di trasmissione, realizzando due nuove stazioni elettriche in alta e altissima tensione in Campania ed in Sicilia, con lo scopo principale di connettere nuovi impianti di produzione (in particolare da fonte eolica) e poter immettere quindi nel sistema un maggior quantitativo di energia prodotta da fonti rinnovabili;
- adeguare l'infrastruttura della rete di trasmissione, anche e principalmente attraverso l'introduzione di elementi di "smart technology" e sistemi intelligenti, con il proposito di eliminare quanto più possibile le inefficienze di rete, gestire il fenomeno di risalita dei flussi di potenza dalle reti di distribuzione<sup>1</sup> e minimizzare quindi la necessità di dover effettuare tagli alla produzione degli impianti rinnovabili allacciati alla rete AT.

È opportuno sottolineare che sia ENEL Distribuzione che Terna hanno già proposto degli indicatori di performance utili ad una valutazione dei risultati conseguiti e, nel caso di ENEL, è stata anche compiuta una prima misurazione.

In particolare ENEL, nelle già citate relazioni finali di collaudo delle opere, effettua con riferimento agli interventi sulle cabine una stima per ciascuna Regione del risultato in termini di aumento conseguito della *hosting capacity*, ovverosia della maggiore capacità della rete di distribuzione di accogliere e connettere gli impianti di produzione da fonte rinnovabile. Riguardo invece agli interventi di adeguamento delle reti (*smart grid*), la valutazione, realizzata da ENEL nel 2014 sempre su base regionale, è orientata a rappresentare due risultati:

- il maggior numero dei produttori connettabili sulla rete in media tensione;
- l'aumento della disponibilità di rete, quindi l'incremento per i produttori della durata di utilizzazione degli impianti di produzione.

---

<sup>1</sup> Per risalita dei flussi di potenza si intende il fenomeno di "inversione dei flussi" già in precedenza analizzato.

A questo scopo viene preso in considerazione un set articolato di indicatori tecnici, attraverso una misurazione del dato di partenza (baseline) al 2009, del valore conseguito a fine lavori nel 2013 e del valore atteso per il 2015.

Riguardo a Terna, già nei progetti (master plan) presentati, oltre ad una valutazione preliminare del beneficio atteso in termini di aumento della generazione da rinnovabile (eolico) potenzialmente installabile e collegabile alla Rete di Trasmissione nazionale (RTN) per effetto delle due nuove stazioni elettriche e della minor MPE<sup>2</sup> dovuta agli interventi di "Smart technology", vengono identificati indicatori di performance comuni ai due gruppi di progetti (stazioni e reti), per consentire una verifica a posteriori (a fine progetto) dei risultati.

In particolare, sono definiti due indicatori:

- indice di dispacciabilità regionale in rete della generazione da FER;
- indice di incremento Hosting Capacity regionale della linea RTN.

per la cui misurazione viene utilizzato un sistema di (tele)controllo e dei tools di calcolo elettrico in uso all'interno dell'azienda.

#### 1. Attività e domande di valutazione

La valutazione dovrà comprendere le seguenti attività:

1. Una ricognizione degli studi e realizzazioni (anche prototipali) esistenti per analoghi interventi effettuati sulle reti elettriche in Italia ed Europa e una disamina comparativa dei progetti, delle realizzazioni e dei rispettivi risultati ottenuti;
2. La valutazione, più nello specifico, degli interventi di adeguamento e sviluppo realizzati sulle reti elettriche dell'energia nell'ambito della linea 2.4 del POI Energia 2007-2013, in termini di risultati ed impatto.
3. La valutazione degli aspetti gestionali e relativi alla implementazione delle procedure amministrative connesse alla realizzazione degli interventi;
4. L'individuazione delle principali lezioni apprese e delle condizioni di applicabilità al nuovo contesto di programmazione 2014-2020.

L'attività di ricognizione (1) potrà essere condotta in parallelo a quella di valutazione specifica degli interventi (2), sebbene si ritenga che l'esito debba contribuire ad offrire anche un sistema metodologico di riferimento per indirizzare al meglio il secondo tipo di analisi. Il primo tipo di esame dovrà in ogni caso completarsi prima della valutazione degli interventi

---

<sup>2</sup> La MPE (Mancata Produzione Eolica) è l'energia prodotta da fonte rinnovabile, nello specifico il vento, che viene a mancare, in ragione del necessario distacco dalla rete della fonte di produzione, a causa di situazioni di congestione.

del POI Energia per disporre del contesto necessario per l'assessment comparato dei risultati.

L'attività specifica di valutazione degli interventi (2) prenderà le mosse da una ricostruzione del contesto, delle ragioni e delle caratteristiche degli interventi realizzati. A partire, quindi, da una descrizione della situazione ex ante del sistema energetico, con particolare riferimento alla produzione di energia da fonte rinnovabile ed al sistema di trasporto dell'energia nelle aree interessate, saranno evidenziate le criticità da cui originano gli obiettivi diretti ed indiretti degli interventi.

Si dovrà quindi procedere all'individuazione dei parametri di riferimento rispetto ai quali effettuare le misurazioni, cioè di un adeguato sistema di indicatori, in grado di registrare gli effetti prodotti dagli interventi di Programma. In questo senso si ritiene che un primo parametro possa essere rappresentato da un indicatore in grado di misurare la capacità di connessione (*hosting capacity*) di generazione distribuita da fonti rinnovabili al sistema. Ulteriori indicatori dovranno essere individuati in modo da poter misurare i miglioramenti di efficienza del sistema, cioè la maggiore capacità del sistema di connettere impianti di produzione da fonti rinnovabili e di risolvere le congestioni che si creano nella rete per trasmettere l'energia prodotta verso i punti di consumo. Allo stesso modo, si ritiene che sia necessario individuare e misurare indicatori relativi alla qualità e continuità del servizio di distribuzione e trasmissione. Si tratta, quindi, più in generale di stabilire una metrica di riferimento adeguata che sappia dare risposta ai diversi fabbisogni di valutazione.

Le attività e i compiti (task) di valutazione sono schematizzati nella seguente tabella.

Tab. 3 – Attività e compiti della valutazione
1) Ricognizione di studi e realizzazioni analoghe con analisi dei risultati
2) Analisi e valutazione degli interventi realizzati: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ricostruzione del contesto</li> <li>• Definizione del sistema di indicatori</li> <li>• Valutazione dei risultati (direttamente collegabili all'intervento)</li> <li>• Valutazione dell'impatto (aspetti indirettamente collegabili all'intervento: obiettivo di programma, esternalità, fattori ambientali) e analisi costi benefici ex post.</li> </ul>
3) Valutazione del processo di gestione degli interventi realizzati
4) Individuazione delle lezioni apprese e condizioni di trasferibilità

Di seguito sono riportati i principali quesiti, cui l'attività di valutazione dovrà dare risposta, relativamente all'attività specifica di valutazione degli interventi in termini di risultati ed impatto (2), di valutazione degli aspetti gestionali (3) e di individuazione delle lezioni apprese (4):

*Valutazione degli interventi in termini di risultato ed impatto*

- Il risultato previsto nel programma, può dirsi raggiunto? Più specificatamente, l'indicatore di risultato relativo alla percentuale di rete trasformata da passiva ad attiva ha raggiunto il valore target previsto?
- In che misura gli interventi attuati sulla rete di distribuzione e sulla rete di trasmissione hanno comportato, nei territori interessati, un effettivo aumento della capacità di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, di aumento della disponibilità di rete per i produttori connessi (minori tagli alla produzione) attraverso la riduzione delle congestioni e criticità di rete?
- L'aumento della capacità di connessione ed il miglioramento delle condizioni di rete si sono effettivamente tradotti in un aumento della quantità di energia da fonte rinnovabile trasportata verso l'utenza finale?
- Quali variazioni qualitative e quantitative è possibile oggi osservare rispetto alla situazione ex-ante, sia a livello di contesto nazionale sia più specificatamente nei territori interessati dagli interventi, in relazione alla quota di energia consumata proveniente da fonti rinnovabili, il cui aumento era l'obiettivo generale del Programma?
- Fino a che punto i cambiamenti osservati possono essere attribuiti agli interventi realizzati? In altri termini, dove, come e perché il programma ha avuto effetto/impatto?
- È possibile isolare e fornire una quantificazione dell'impatto ottenuto dagli interventi nei termini dell'obiettivo generale del Programma? Se sì, qual è?

- Esistono delle valutazioni non quantitative complementari circa l'impatto degli interventi sull'obiettivo di programma (analisi qualitativa) che possono servire a comprendere meglio l'utilità di quanto realizzato?
- L'intervento sulle reti ha determinato esternalità positive, come ad esempio una maggiore diffusione delle conoscenze internamente all'azienda o esternamente sul sistema industriale, sulle competenze e/o sull'occupazione, anche locale? Chi sono i principali beneficiari di questi effetti indiretti?
- Potrebbero esistere effetti indiretti nel lungo periodo diversi e/o in contrasto con quelli diretti di breve e medio periodo?
- Quali sono le principali ricadute, positive o negative, sotto il profilo ambientale degli interventi realizzati? È possibile fornire una quantificazione e valorizzazione di questi effetti?
- Il complesso dei benefici di diversa natura, sia diretti che indiretti (di breve, medio e lungo periodo) ed il valore dei costi finanziari e delle eventuali ricadute negative, possono essere riassunti in un'analisi quantitativa di costo/beneficio ex-post che consenta di valutare in modo sintetico la reale profittabilità per la Pubblica Amministrazione di condurre un intervento di questo tipo?
- Nei territori interessati, sono stati realizzati dai beneficiari altri interventi di adeguamento delle reti elettriche (trasmissione e distribuzione), aventi il medesimo obiettivo di favorire l'energia prodotta da fonti rinnovabili, attraverso altri strumenti di programmazione (Programmi Operativi Regionali o altri)? Se sì, in che misura l'ideazione e la progettazione dei diversi interventi è stata integrata?

#### *Valutazione del processo di gestione*

- Le modalità di individuazione degli interventi da finanziare sono stati tali da massimizzare l'utilità, in termini di impatto sull'obiettivo generale di programma, delle risorse finanziarie impiegate?
- Quali sono i punti di forza e le principali criticità che è possibile rilevare nelle procedure adottate per la gestione degli interventi nella loro fase realizzativa?
- Gli impegni assunti dalle parti nelle Convenzioni riguardanti gli interventi sulle cabine primarie di trasformazione e finalizzati allo snellimento delle procedure amministrative legate al rilascio delle autorizzazioni sono stati attuati ed, in caso affermativo, sono stati efficaci? Vi è stato un contributo al rispetto delle previsioni riguardanti le tempistiche realizzative?

#### *Lezioni apprese e condizioni di trasferibilità*

Poiché, come detto, l'obiettivo esplicito dell'esercizio valutativo è di trarre elementi utili ad orientare al meglio le scelte strategiche nell'attuazione dei prossimi interventi riguardanti le infrastrutture di trasporto dell'energia nell'ambito del PON IC FESR 2014-2020, è opportuno che l'analisi, anche sulla base delle valutazioni di cui ai punti precedenti, arrivi a sviluppare:

- un'attenta disamina dei punti di forza e di debolezza degli interventi realizzati con il POI Energia e la conseguente individuazione delle lezioni che è possibile apprendere;
- una valutazione delle condizioni di trasferibilità di queste lezioni sugli interventi della programmazione 2014-2020. Tale valutazione dovrà essere fondata su elementi concreti quali un'analisi di correlazione, anche tecnica, tra gli obiettivi del POI Energia e del PON IC, una disamina delle differenze in termini di contesto di riferimento, una descrizione dell'evoluzione delle tecnologie disponibili laddove ritenute elemento influente ai fini della selezione degli interventi.

La valutazione, quindi, per essere positivamente considerata dovrà consentire di ottenere chiare indicazioni per orientare al meglio le azioni future, nell'ottica di una massimizzazione dell'utilità delle risorse finanziarie da impiegare per gli interventi.

#### 5. Approccio e Metodologia

È opportuno che la valutazione di impatto per gli interventi del POI Energia prenda le mosse da un'attenta analisi della teoria sottostante la logica dell'intervento, cioè dalla ricostruzione del contesto da cui scaturisce il fabbisogno degli interventi e dei nessi di causa ed effetto, in grado di condurre al risultato finale desiderato (razionalità degli interventi). Tale teoria dovrà poi essere proiettata, evidenziando le eventuali differenze, sulle motivazioni sottostanti l'intervento nell'ambito del PON IC FESR 2014-2020.

Viene lasciata alla sensibilità del valutatore l'individuazione dell'approccio metodologico ritenuto più adeguato in relazione al soddisfacimento del fabbisogno di valutazione evidenziato. La varietà di obiettivi lascia comunque intuire la necessità di un utilizzo di più metodologie, considerate singolarmente o in mix. Tali metodologie dovranno comunque essere selezionate in coerenza con le linee guida contenute all'interno del documento della Commissione Europea (Commission Staff Working Document - SWD, "Common methodology for state aid evaluation" n. 179 final del 28/05/2014). La metodologica da applicare, su cui il valutatore strutturerà in modo coerente la propria strategia, dovrà essere esplicitata, assieme alle ragioni che ne hanno determinato la scelta, all'interno della proposta e sarà oggetto di valutazione nell'ambito della selezione per l'attribuzione dell'incarico.

Il livello di indagine potrà essere duplice. Oltre che sull'intervento nel suo complesso, infatti, la valutazione potrà nel contempo anche focalizzarsi su situazioni specifiche (case studies), individuate a livello territoriale in contesti peculiari, all'interno dei quali esaminare e sviluppare considerazioni anche su possibili esternalità dirette o indirette.

### 6. Prodotti finali e timing

Gli esiti dell'attività di valutazione dovranno confluire nella realizzazione di specifici report, da consegnare secondo il cronoprogramma stabilito in questa sede. Ogni report presenta una struttura funzionale agli obiettivi e all'approccio di analisi utilizzato.

Ciascun report dovrà essere consegnato sia in formato cartaceo, che in formato elettronico (Word e PDF). Per i report in cui è previsto l'utilizzo di database e l'elaborazione di dati quantitativi è previsto l'obbligo della consegna (in formato elettronico) del relativo DB e dei codici di elaborazione utilizzati (i.e. al fine di rendere possibile la reiterazione delle stime e il controllo sui risultati ottenuti).

L'attività di valutazione richiesta impone la realizzazione di n. 5 report come descritti nella successiva tabella.

Tab. 4 - Prodotti finali e cronoprogramma delle attività				
Prodotti finali	Descrizione	Lunghezza massima del documento	Tempi di realizzazione (in mesi dall'avvio delle attività)	Incontri Previsti
Report su metodologie e piano delle attività	Piano iniziale di valutazione con descrizione dettagliata della metodologia che si intende adottare per rispondere ai quesiti di valutazione, l'individuazione delle fonti di informazioni e la procedura di raccolta dei dati da utilizzare. Il Report, inoltre, contiene l'indicazione dettagliata del piano delle attività, suddiviso per i relativi tasks indicati, includendo la previsione delle responsabilità ed il coinvolgimento, espresso in termini percentuali rispetto al totale del tempo stimato per l'ultimazione, di ogni membro del team.	30 pagine (esclusi allegati)	1	Incontro con lo <i>Steering Group</i>
Primo Report Intermedio	Il report comprende l'analisi di ricostruzione del contesto e di individuazione dei nessi teorici e tecnici alla base dell'individuazione	30 pagine (esclusi allegati)	2	Incontro con lo <i>Steering Group</i>



	degli interventi. Riporta il sistema degli indicatori individuati per rappresentare gli effetti degli interventi, esplicitando le ragioni alla base della scelta. Comprende inoltre il risultato della ricognizione degli studi e delle realizzazioni esistenti.			
Secondo Report Intermedio	Il report è relativo alla disamina dei risultati conseguiti dagli interventi sulla base del set di indicatori individuato e all'analisi valutativa del processo gestionale.	30 pagine (esclusi allegati)	5	Incontro con lo <i>Steering Group</i>
Terzo Report Intermedio	Il documento comprende l'analisi di impatto degli interventi, compresa l'individuazione degli effetti indiretti, delle esternalità e delle ricadute ambientali. Include inoltre i risultati dell'analisi dei contesti territoriali specifici (case studies).	90 pagine (esclusi allegati)	9	Incontro con lo <i>Steering Group</i>
Report Finale di Valutazione - Draft	Il documento in draft integra, a valle di un percorso di verifica e controllo, le analisi di cui ai precedenti prodotti. Tale integrazione si completa con l'analisi di costo-beneficio complessivo e con l'individuazione delle lezioni apprese e delle condizioni di trasferibilità.	180 pagine (esclusi allegati)	11	Incontro con gli uffici competenti MISE e con eventuali altri Stakeholder
Report Finale di Valutazione	Report finale di valutazione in versione definitiva	180 pagine (esclusi allegati)	12	Seminario di presentazione al Gruppo di valutazione e costituito nell'ambito del Comitato di Sorveglianza. Presentazione degli esiti in CDS.

Oltre ai report indicati nella tabella, il proponente dovrà trasmettere mensilmente un report (max 2 pagine) relativo ai progressi in itinere, al fine di monitorare le attività previste ed individuare e correggere tempestivamente eventuali criticità che potrebbero allungare i tempi della valutazione.

È prevista la costituzione di uno *Steering Group*, costituito da rappresentanti del MISE, di RSE e di Invitalia, che avrà il compito di monitorare e validare qualitativamente le analisi sviluppate.

I prodotti finali indicati devono quindi essere inviati al responsabile designato dello *Steering Group*. Ogni prodotto finale verrà discusso con lo *Steering Group* in incontri dedicati. Se del caso, possono essere organizzati incontri aggiuntivi per eventuali chiarimenti e richieste di rettifica e/o integrazione delle analisi svolte.

In particolare il *draft* del Rapporto finale verrà presentato e discusso con gli uffici del MISE ed eventuali altri stakeholder individuati anche tra i partner istituzionali.

In particolare, il *Report Finale di Valutazione* rappresenta il documento utilizzabile per le finalità di trasparenza degli esiti di valutazione. In termini di requisiti minimi deve essere strutturato con le seguenti sezioni:

- Executive summary;
- Descrizione degli interventi analizzati;
- Obiettivi della valutazione;
- Metodologia utilizzata;
- Risultati per ciascuna attività di valutazione;
- Conclusioni;
- Allegati (i.e. database utilizzati, risultati statistici, ecc.).

I documenti dovranno essere redatti in lingua italiana e dovranno essere accompagnati da un documento di sintesi (abstract) in lingua inglese.

Il rispetto dei tempi per la realizzazione delle attività di valutazione rappresenta un elemento di assoluta priorità, pertanto, saranno previste penali per mancata e/o tardiva consegna dei prodotti finali nei tempi indicati.

#### 7. Composizione del team di valutazione e competenze richieste

L'Organismo a cui sarà affidato il compito della valutazione potrà essere un Ente, una Istituzione, una Università o Centro di ricerca pubblico oppure un soggetto privato costituito da un'impresa o da un raggruppamento di imprese.

In ogni caso l'affidatario non dovrà essere controllato (o avere relazione di proprietà) dai beneficiari degli interventi, né essere stato coinvolto nella progettazione/realizzazione degli interventi oggetto della valutazione.

All'interno dovranno essere individuabili chiare competenze di natura ingegneristica, nonché un'adeguata esperienza, relativa ai sistemi ed alle reti elettriche di distribuzione e trasmissione. L'organismo dovrà inoltre possedere competenze di natura economica in ragione della valutazione degli impatti sul sistema economico ed ambientale a livello sia micro che macro.

Si prevede che il team di valutazione sia composto da almeno 3 esperti, di cui uno avente la maggiore esperienza, che svolga anche il ruolo di coordinatore delle attività del team.



La seguente tabella esplicita le competenze ed esperienze richieste ai componenti del team:

Tab. 5 - Requisiti minimi del team di valutazione		
Componenti	Competenza	Esperienza
Esperto n. 1 - Coordinatore del team -	Competenze economiche o ingegneristiche comprovate da titoli di studio quali: laurea in discipline economiche o laurea in ingegneria o equipollente per legge e/o master e/o dottorato di ricerca.	Almeno n. 12 anni di comprovata esperienza nell'ambito delle valutazioni delle politiche pubbliche; almeno 4 anni di esperienza in qualità di coordinatore di team/ direttore di ricerca.
Esperto n. 2	Competenze di natura ingegneristica, relative ai sistemi ed alle reti elettriche di distribuzione e trasmissione dell'energia comprovate da titoli di studio quali: laurea in ingegneria o equipollente per legge e/o master e/o dottorato di ricerca.	Almeno n. 10 anni di comprovata esperienza nell'ambito del settore dell'energia e della diffusione delle FER.
Esperto n. 3	Competenze economiche e/o econometriche comprovate da titoli di studio quali: laurea in discipline economiche o laurea in scienze statistiche o equipollente per legge e/o master e/o dottorato di ricerca.	Almeno n. 7 anni di comprovata esperienza nell'ambito delle analisi inferenziali e/o dell'economia applicata.

Il team di valutazione sarà identificato sulla base della descrizione delle competenze e delle qualifiche di ciascun membro del team e della relativa quantificazione dell'effort/contributo in termini di giornate/uomo. Dovrà, inoltre, essere specificata la distribuzione delle attività tra tutti i soggetti coinvolti. Il proponente dovrà dimostrare che il team possiede le capacità e le conoscenze richieste per svolgere il lavoro.

#### 8. Modalità di gestione della valutazione

Le attività di valutazione saranno organizzate sulla base di un singolo contratto con Invitalia Spa. Il Referente di contratto è individuato nella BU Programmazione Comunitaria.

I valutatori dovranno fornire la documentazione prevista allo *steering group* e partecipare alle riunioni periodiche, finalizzate a discutere i prodotti finali. Si evidenzia che il draft del *Report di valutazione finale* sarà presentato all'Autorità di gestione del PON "Imprese e competitività" 2014-2020 e discusso allo scopo di raccogliere feedback utili ad indirizzare il Rapporto di valutazione finale. I valutatori parteciperanno anche al kick-off meeting nel corso del quale avranno modo di presentare il report sulle metodologie e il piano delle attività.

Nel processo valutativo saranno coinvolti diversi partner scientifici e istituzionali, nonché gli *stakeholder* interessati, a diverso titolo, alle tematiche trattate nello studio.

Ai valutatori potrà essere richiesto di presentare i risultati della valutazione nell'ambito delle riunioni del Comitato di sorveglianza del PON "Imprese e competitività" 2014-2020 e nel corso delle riunioni periodiche previste dal Piano di valutazione del programma.

