



**Valutazione Ambientale del
Piano di Sviluppo della
Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2008**

DOCUMENTO PER LO SCOPING

PREMESSA: LA FASE DI SCOPING

Nell'ambito della procedura di valutazione ambientale di piani e programmi, la fase di scoping ha l'obiettivo di condividere, fin dall'inizio del processo, la definizione della portata e del livello di dettaglio delle informazioni da includere nel rapporto ambientale. A tal fine è necessario stabilire le modalità con cui la dimensione ambientale sarà integrata nel processo di pianificazione, fissando ad esempio gli obiettivi che si devono perseguire, gli indicatori che ne misurano il raggiungimento e in generale l'insieme dei criteri da usare per compiere le scelte di piano.

Il presente documento, finalizzato a supportare la fase di scoping del Piano di Sviluppo (PdS) della Rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN), intende mettere i soggetti interessati nelle condizioni di esprimere pareri e proporre contributi. Nel documento sono presentati quindi gli aspetti metodologici e generali della pianificazione integrata della RTN (capitoli da 1 a 3) e i primi elementi specifici del PdS 2008 (capitolo 4). Alcuni paragrafi si concludono con una o più domande che evidenzieranno il contributo che ci sia aspetta in fase di scoping dai soggetti consultati. Tutte le domande poste nei diversi capitoli sono riepilogate nell'allegato D. Si segnala fin da ora che i principali aspetti sui quali si porrà l'attenzione sono:

- *condivisione dei contenuti e della portata del rapporto ambientale,*
- *condivisione di scenari, criteri e indicatori per definire e valutare la localizzazione di opere elettriche,*
- *segnalazione delle specificità regionali,*
- *creazione del quadro delle fonti normative e dei dati ambientali.*

Una prima versione del documento è stata trasmessa per via elettronica lo scorso ottobre ai seguenti soggetti con competenze ambientali (si veda l'allegato A per un elenco dettagliato):

- *Ministero per lo Sviluppo Economico*
- *Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e Agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi tecnici*
- *Ministero per i Beni e le Attività Culturali e relative Direzioni regionali*
- *Ministero delle Infrastrutture*
- *Regioni, Province Autonome e relative Agenzie per la protezione ambientale*
- *Parchi nazionali*
- *Associazioni ambientaliste (Amici della Terra, Greenpeace Italia, Italia Nostra, Legambiente, LIPU, WWF Italia)*
- *Autorità di bacino nazionali*
- *Unione delle Province d'Italia*
- *Unione Nazionale Comuni, Comunità, Enti montani*
- *Associazione Nazionale Comuni Italiani.*

Gli stessi soggetti sono stati invitati a partecipare a un workshop che si è tenuto a Roma il 6 novembre, in seguito al quale Terna ha avuto modo di valutare alcune delle osservazioni emerse, arrivando a riformulare la struttura del PdS2008. Il piano si comporrà di due sezioni: la prima, oggetto approvazione, sarà relativa alla nuove esigenze di sviluppo della rete; la seconda riporterà gli avanzamenti dei processi localizzativi di concertazione relativi alle esigenze di sviluppo già approvate con il PdS2007. Entrambe le parti saranno oggetto di valutazione ambientale.

*La presente versione del documento per lo scoping è quella da intendersi oggetto della consultazione. Le osservazioni potranno essere trasmesse all'indirizzo **info_vas@terna.it** entro il 5 dicembre 2007. Ministeri e Regioni sono invitati ad attivare anche una consultazione interna all'ambito di propria competenza e a raccoglierne e trasmetterne gli esiti.*

INDICE

PREMESSA: LA FASE DI SCOPING	3
ACRONIMI	6
1 LA PIANIFICAZIONE INTEGRATA DELLA RTN	7
1.1 LA RETE ELETTRICA DI TRASMISSIONE NAZIONALE	7
1.2 VALORI DI RIFERIMENTO E OBIETTIVI DI TERNA	8
1.3 LA VALUTAZIONE AMBIENTALE STRATEGICA	10
1.4 GLI STRUMENTI VOLONTARI ATTIVATI PER LA VAS E LA CONCERTAZIONE CON LE ISTITUZIONI	12
1.5 PROCESSO DI RISOLUZIONE DELLE ESIGENZE DI SVILUPPO ATTRAVERSO ACCORDI A LIVELLO TERRITORIALE	14
1.6 COORDINAMENTO TRA LIVELLO NAZIONALE E LIVELLO REGIONALE	18
1.7 FASI PREVISTE A LIVELLO NAZIONALE	19
1.8 FASI PREVISTE PER I PROCESSI LOCALIZZATIVI A LIVELLO REGIONALE	23
1.9 CONTENUTI DEL RAPPORTO AMBIENTALE	24
2 TIPOLOGIE DI INTERVENTO E COMPONENTI AMBIENTALI INTERESSATE	29
2.1 TIPOLOGIE DI INTERVENTO	29
2.2 POTENZIALI EFFETTI SULL'AMBIENTE E POSSIBILI MISURE DI MITIGAZIONE	35
2.3 PIANI, PROGRAMMI E POLITICHE AMBIENTALI DI RIFERIMENTO	40
3 CRITERI PER L'INTEGRAZIONE DELL'AMBIENTE	43
3.1 INTEGRAZIONE DELL'AMBIENTE NEGLI OBIETTIVI DEL PIANO DI SVILUPPO	43
3.2 VARIABILI CHE DEFINISCONO LO SCENARIO DI RIFERIMENTO	45
3.2.1 PREVISIONI DI DOMANDA, PRODUZIONE E IMPORTAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA	45
3.2.2 PREVISIONI SULL'ASSETTO DELLA RETE ELETTRICA	47
3.2.3 PREVISIONI DI EVOLUZIONE DELLE VARIABILI AMBIENTALI E TERRITORIALI	47
3.3 MODALITÀ DI INDIVIDUAZIONE DI ESIGENZE E MACROALTERNATIVE	48
3.4 CRITERI PER LA CONCERTAZIONE DI SOLUZIONI LOCALIZZATIVE	50
3.4.1 CRITERI DI ESCLUSIONE, REPULSIONE, PROBLEMATICITÀ, ATTRAZIONE	51

3.4.2	GENERAZIONE DI ALTERNATIVE LOCALIZZATIVE	53
3.4.3	SISTEMA DI INDICATORI PER LA VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE	57
3.4.4	INDICATORI DI ATTRAVERSAMENTO	60
3.4.5	FONTI DATI DISPONIBILI	63
3.4.6	VALUTAZIONE E CONFRONTO DELLE ALTERNATIVE	65
3.5	MODALITÀ PER LA VALUTAZIONE COMPLESSIVA DEL PIANO DI SVILUPPO	67
3.5.1	COERENZA FRA PROCESSI LOCALIZZATIVI REGIONALI E CRITERI NAZIONALI	67
3.5.2	COERENZA INTERNA	68
3.5.3	SOSTENIBILITÀ DELLE SCELTE	68
3.5.4	EFFICACIA DEI CRITERI	70
3.6	INDICAZIONI PER LA PROGETTAZIONE DEL SISTEMA DI MONITORAGGIO DEL PIANO DI SVILUPPO	71
3.6.1	ANALISI DELLO STATO DI AVANZAMENTO E DEL GRADO DI CONDIVISIONE DEGLI INTERVENTI	72
3.6.2	ANALISI DEL CONTESTO AMBIENTALE	72
3.6.3	ANALISI DELLA PRESSIONE DELLA RETE ELETTRICA	74
4	<u>PRIMI ELEMENTI DEL PIANO DI SVILUPPO DELLA RTN 2008</u>	<u>76</u>
4.1	PREVISIONI PER IL CONTESTO ELETTRICO	76
4.1.1	FABBISOGNO DI ENERGIA E POTENZA ELETTRICA	76
4.1.2	PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA	80
4.1.3	CAPACITÀ DI INTERCONNESSIONE CON L'ESTERO	81
4.2	INTERVENTI OGGETTO DI VALUTAZIONE AMBIENTALE	83
ALLEGATI		<u>90</u>
A:	SOGGETTI CON COMPETENZE AMBIENTALI DESTINATARI DEL DOCUMENTO	91
B:	MODELLO DELLA SCHEDA-INTERVENTO	104
C:	SCHEDE DI APPROFONDIMENTO DEGLI INDICATORI PER LA VALUTAZIONE DELLE ALTERNATIVE	106

ACRONIMI

AAT	Altissima Tensione: tensione nominale tra le fasi superiore a 150 kV, corrispondente sulla RTN a 220 e 380 kV
APAT	Agenzia per la Protezione dell'Ambiente e per i servizi Tecnici
ARPA	Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente
AT	Alta Tensione: tensione nominale tra le fasi non inferiore a 20 kV e non superiore a 150 kV, corrispondente sulla RTN a 130-150 kV
CEM	Campi Elettrici e Magnetici
GRTN	Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale
IBA	Important Bird Areas
MATT	Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
MiBAC	Ministero per i Beni e le Attività Culturali
MGP	Mercato del giorno prima
MSD	Mercato Servizio Dispacciamento
MSE	Ministero per lo Sviluppo Economico
MIT	Ministero Infrastrutture e Trasporti
OMS	Organizzazione Mondiale della Sanità
PdS	Piano di Sviluppo
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
SEN	Sistema Elettrico Nazionale
SIC	Siti di Interesse Comunitario
SITAP	Sistema Informativo Territoriale, Ambientale e Paesaggistico
VAS	Valutazione Ambientale Strategica
VIA	Valutazione di Impatto Ambientale
ZPS	Zone di Protezione Speciale

1 LA PIANIFICAZIONE INTEGRATA DELLA RTN

1.1 La rete elettrica di trasmissione nazionale

Il Sistema Elettrico Nazionale (SEN) è il complesso degli impianti di produzione, delle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché dei servizi ausiliari e dei dispositivi di interconnessione ubicati sul territorio nazionale. L'energia elettrica prodotta negli impianti di generazione in funzione in Italia e quella importata dall'estero viene consegnata alle reti di distribuzione e alle utenze in alta tensione attraverso la rete di trasmissione.

Terna - Rete Elettrica Nazionale S.p.A. è la società responsabile in Italia della trasmissione e del dispacciamento¹ dell'energia elettrica sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) ad altissima tensione (AAT, 220-380 kV) e ad alta tensione (AT, 120-132-150 kV). L'assetto attuale di Terna è il risultato dell'acquisizione, avvenuta nel 2005, del ramo di azienda del GRTN, come previsto dal DPCM 11 maggio 2004. Dal giugno 2004, Terna è una società per azioni quotata in Borsa. Attualmente l'azionista di maggioranza relativa è la Cassa Depositi e Prestiti, che detiene il 29.99% del pacchetto azionario.

Terna gestisce la RTN in termini di programmazione dell'esercizio, controllo in tempo reale, dispacciamento e conduzione, e ne pianifica lo sviluppo, tramite la realizzazione di elettrodotti e stazioni e il coordinamento e la messa in opera delle manutenzioni per assicurare l'efficienza della rete.

Degli oltre 70.000 km di rete AAT e AT presenti sul territorio nazionale, quasi il 60% rappresenta la RTN, di cui Terna è proprietaria per circa il 98% (circa 44.000 km di linee e circa 360 stazioni).

Buona parte della restante rete non RTN, pari al 33% del totale della rete AAT e AT, è costituita dalla rete di distribuzione primaria in alta tensione, di cui sono proprietari Enel Distribuzione (per circa 18.800 km) e altri operatori. Infine il restante 7% della rete AAT e AT, ad esclusione di marginali tratti appartenenti a "reti interne d'utenza" (ad uso esclusivo di privati), ricade nel perimetro della Rete elettrica Ferroviaria Italiana di proprietà RFI Gruppo Ferrovie dello Stato.

In base ai Decreti del Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato (oggi MSE) 17/07/2000 e successivo 22/12/2000 e successiva concessione del 20/04/2005, Terna predispone il Piano di Sviluppo (PdS) della RTN, che definisce gli interventi necessari per garantire la sicurezza, la continuità, l'affidabilità e il minor costo del sistema elettrico, risolvere le criticità della rete, rispondere alle richieste del fabbisogno e produzione di energia elettrica del Paese. Il PdS considera un orizzonte temporale di pianificazione di 10 anni, ma è aggiornato annualmente. L'approvazione è di competenza del Ministero dello Sviluppo Economico, che verifica la conformità del PdS.

¹ Con il termine "dispacciamento" si intende la gestione dei flussi di energia e il bilanciamento della domanda e dell'offerta di energia 365 giorni l'anno, 24 ore al giorno.

1.2 Valori di riferimento e obiettivi di Terna

In base a quanto previsto all'articolo 4, comma 1, della Convenzione annessa al D.M. 20/04/2005, Terna, in qualità di Concessionaria delle attività di trasmissione e dispacciamento, persegue i seguenti obiettivi generali:

- assicurare che il servizio sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo;
- deliberare gli interventi volti ad assicurare l'efficienza e lo sviluppo del sistema di trasmissione dell'energia elettrica nel territorio nazionale e realizzare gli interventi di propria competenza;
- garantire l'imparzialità e la neutralità del servizio di trasmissione e dispacciamento al fine di consentire l'accesso paritario a tutti gli utilizzatori;
- concorrere a promuovere nell'ambito delle proprie competenze e responsabilità la tutela dell'ambiente e la sicurezza degli impianti.

I criteri e gli obiettivi di pianificazione per lo sviluppo della RTN sono delineati anche nel Codice di Rete, di cui al Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11/05/2004, ove si prevede che Terna, nell'attività di sviluppo della RTN persegue l'obiettivo "...della sicurezza, dell'affidabilità, dell'efficienza, della continuità degli approvvigionamenti di energia elettrica e del minor costo del servizio di trasmissione e degli approvvigionamenti. Tale obiettivo è perseguito anche attraverso un'adeguata azione di pianificazione degli interventi di sviluppo della RTN, volta all'ottenimento di un appropriato livello di qualità del servizio di trasmissione ed alla riduzione delle possibili congestioni di rete, nel rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici".

In particolare, in merito allo sviluppo della rete, la Concessione prevede che Terna definisca le linee di sviluppo della RTN essenzialmente sulla base della necessità di:

- garantire la copertura del fabbisogno previsto nell'orizzonte del PdS;
- garantire la sicurezza di esercizio della rete;
- potenziare le reti di interconnessione con l'estero;
- ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali;
- soddisfare le richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto.

Infine, come già sancito dalla Direttiva Ministeriale del 21/1/2000, nella determinazione dei possibili interventi di sviluppo, viene posta la massima attenzione alle esigenze di miglioramento del servizio nel Mezzogiorno e nelle altre zone in cui il sistema di trasporto dell'energia elettrica è caratterizzato da minore efficienza in termini di continuità ed affidabilità, in quanto in tali aree il rinforzo della rete elettrica di trasmissione può risultare determinante per lo sviluppo del tessuto socio-economico.

Da questi mandati istituzionali, nascono gli obiettivi di Terna, che rispondono alle esigenze primarie del Paese, essendo in ultima analisi funzionali allo sviluppo socio-economico attraverso l'adeguamento del

sistema infrastrutturale di trasporto dell'energia elettrica. L'efficienza e la sicurezza del sistema di trasmissione favoriscono infatti la competitività e la crescita dell'economia nazionale, consentendo di realizzare e valorizzare gli interventi di rinnovo e potenziamento del parco produttivo nazionale, di aumentare la competitività nel mercato dell'energia elettrica, di favorire la continuità ed economicità degli approvvigionamenti elettrici. Gli obiettivi di Terna contemplano inoltre l'impegno al rispetto e alla tutela dell'ambiente e del territorio in cui si collocano le esigenze di sviluppo del sistema di trasmissione, al fine di minimizzare eventuali impatti sul patrimonio ambientale e culturale del territorio interessato. Gli obiettivi si riferiscono ai quattro *pilastri della sostenibilità* su cui si intende basare lo sviluppo della RTN a partire dalla fase di pianificazione, fino alla realizzazione ed esercizio delle nuove infrastrutture: gli aspetti tecnici, quelli economici, quelli sociali e quelli ambientali. Ogni obiettivo è stato espresso in termini più operativi tramite una descrizione (Tabella 1.1).

Tabella 1.1 – Obiettivi di Terna.

Aspetti	Obiettivi	Descrizione
Tecnici	Sicurezza dell'approvvigionamento, per la copertura del fabbisogno nazionale	Favorire la produzione dei poli di generazione indispensabili alla copertura del fabbisogno nazionale con adeguati margini di riserva. Programmare e gestire in tempo reale il bilancio dei prelievi e delle emissioni sulla rete. Rimuovere i vincoli alla produzione dei poli di generazione limitati. Garantire la connessione alla RTN di nuove centrali.
	Sicurezza della fornitura a livello d'area o locale	Garantire la connessione alla RTN di utenti e reti con obbligo di connessione. Mantenere e migliorare le condizioni di sicurezza del trasporto sulla RTN per la continuità della fornitura di energia elettrica a imprese e famiglie.
	Potenziamento della capacità di interconnessione con l'estero	Sviluppare la rete di interconnessione per aumentare i livelli di scambio con l'estero, al fine di favorire la sicurezza e l'economicità dell'approvvigionamento di energia elettrica.
Economici	Riduzione delle congestioni ed aumento della competitività dei mercati	Superare i vincoli di rete che rischiano di condizionare il funzionamento del mercato elettrico. Aumentare l'efficienza del servizio di trasmissione attraverso l'utilizzo delle migliori tecnologie e la riduzione delle perdite di energia per trasporto sulla rete.
Sociali	Miglioramento della qualità e continuità del servizio e rispetto norme sicurezza a tutela della popolazione	Migliorare la qualità del servizio mediante la realizzazione di impianti di rete funzionali a garantire la continuità dell'alimentazione elettrica dei sistemi di distribuzione e delle utenze. Razionalizzare ed ottimizzare gli impianti di rete consente il contenimento delle interferenze verso popolazione.
Ambientali	Azioni volte alla tutela dell'ambiente	Minimizzare gli impatti ambientali e paesaggistici delle opere pianificate anche adottando le migliori tecnologie. Razionalizzare ed ottimizzare gli impianti di rete per un uso efficiente dell'energia elettrica e per il contenimento delle interferenze sull'ambiente naturale, il paesaggio e i sistemi urbani, promuovendo la creazione di corridoi tecnologici.

Si ricorda inoltre che il Codice Etico, adottato da Terna nel 2002 e aggiornato sul sito di Terna nella nuova edizione 2007, definisce i valori di riferimento cui Terna si ispira nello svolgimento delle proprie attività e nelle relazioni con gli *stakeholder*, quali in particolare:

- la cooperazione e i doveri fiduciari verso gli *stakeholder* (onestà, imparzialità, correttezza in caso di potenziali conflitti di interesse, riservatezza, la valorizzazione dell'investimento azionario, il valore delle risorse umane, la trasparenza e completezza dell'informazione, la qualità dei servizi, il rispetto dell'ambiente)
- la reputazione, risorsa immateriale essenziale ai fini della fedeltà dei clienti, dell'attrazione delle migliori risorse umane, della serenità dei fornitori, degli investimenti degli azionisti, dell'affidabilità dei creditori.

1.3 La valutazione ambientale strategica

La Direttiva 2001/42/CE, concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente, nota anche come "Direttiva VAS", estende ai processi di pianificazione e programmazione la valutazione ambientale, in precedenza limitata alla sola Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) dei singoli progetti con potenziali effetti sull'ambiente. Mentre la VIA agisce in fase di progetto, quindi necessariamente a un livello del processo decisionale che risente di decisioni già prese in ambito pianificatorio e programmatico, la Valutazione Ambientale Strategica (VAS) è volta ad intervenire a monte di tali scelte, con l'obiettivo di "garantire un elevato livello di protezione dell'ambiente e di contribuire all'integrazione di considerazioni ambientali all'atto dell'elaborazione e dell'adozione di piani e programmi che possono avere effetti significativi sull'ambiente" (art. 1).

La VAS si configura come un processo integrato con il ciclo di vita del piano/programma, dalle prime fasi fino alla fase di attuazione e gestione, ma dotato di alcuni momenti procedurali propri, tra i quali l'elaborazione di un rapporto ambientale, che documenta le modalità con cui la dimensione ambientale è stata presa in considerazione, richiamando, tra l'altro, il rapporto con altri pertinenti piani o programmi, le alternative individuate, la stima dei possibili effetti significativi sull'ambiente, le misure di mitigazione e compensazione, le misure di monitoraggio.

In generale, la richiesta di un sistema di monitoraggio, allo scopo di intercettare eventuali impatti negativi non previsti e di adottare opportune misure correttive, presuppone un meccanismo di retroazione in grado di riorientare il piano, qualora gli effetti monitorati si discostino da quelli previsti. Nello specifico della pianificazione della RTN, il feedback del monitoraggio potrà riorientare gli obiettivi e i criteri ambientali del PdS dell'anno successivo.

La direttiva e la normativa in vigore rendono inoltre obbligatoria l'individuazione e la consultazione del pubblico e delle autorità con competenze ambientali, durante il processo di elaborazione del piano/programma.

In Italia l'attuazione della Direttiva 2001/42/CE è stata prevista dalla Parte II del D.Lgs. 152 del 3/4/2006 "Norme in materia ambientale", che, dopo due proroghe, è entrata in vigore il 31 luglio 2007. In occasione

del workshop del 6 novembre 2007 Terna ha contattato la Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale² da poco insediata presso il MATT, quale interlocutore per condividere e concordare aspetti procedurali e metodologici.

Peraltro, la VAS, comportando che la pianificazione sia *trasparente, documentata, ripercorribile e partecipata*, può essere vista come un'opportunità per superare preventivamente alcune criticità che si verificano spesso nei processi autorizzativi e nell'attuazione degli interventi. Infatti, per garantire lo sviluppo del sistema elettrico richiesto per soddisfare le necessità del Paese, Terna si trova a dover affrontare la complessità delle procedure autorizzative degli impianti elettrici, che in genere richiedono il coordinamento tra varie istituzioni a livello centrale e locale e che incontrano difficoltà sempre crescenti. Fino ad oggi la VIA ha rappresentato l'unica procedura per verificare la compatibilità ambientale di un intervento ma, come già accennato, essa si colloca a livello di progetto, quando alcune scelte sono già state prese, e spesso non è in grado di valutare l'intervento all'interno di un quadro più ampio. Se la fase di progettazione non è stata preceduta da un'adeguata condivisione delle scelte, si possono manifestare tardivamente criticità tali da rendere necessarie modifiche di scelte strategiche.

Perché gli interventi individuati possano essere autorizzati ed effettivamente realizzati, è dunque necessario fare in modo che il processo decisionale, fin dalla fase di pianificazione, porti a scelte sostenibili per l'ambiente e la popolazione. A tale scopo, è necessario considerare, insieme alle variabili tecniche ed economiche, le variabili ambientali, territoriali e sociali (ad esempio, l'uso del suolo, i vincoli di tutela, le previsioni degli strumenti della pianificazione territoriale, urbanistica, settoriale e ambientale). Questo è possibile solo con un progressivo coinvolgimento, oltre che delle amministrazioni centrali, delle Regioni e, tramite queste, delle Province, dei Comuni e della popolazione, attraverso gli *stakeholders*, in ragione delle competenze e delle responsabilità loro affidate. Ciò permetterà di garantire uno sviluppo della rete coerente con lo sviluppo del territorio, e renderà il processo autorizzativo più efficiente ed efficace. Si ricorda a tal proposito che il coinvolgimento delle Regioni nella pianificazione era già regolato in base al citato D.M. 22/12/2000, secondo cui Terna "nel predisporre il Piano di Sviluppo chiede il parere delle Regioni interessate sugli aspetti di localizzazione di nuovi tratti di rete e di razionalizzazione dei percorsi o di eventuale dismissione dei tratti in esercizio, allegando i pareri ricevuti al piano deliberato" (articolo 2, comma 1).

Sulla base di queste considerazioni, Terna ritiene auspicabile una collaborazione con i diversi livelli amministrativi, con le seguenti finalità:

- lo scambio di informazioni e la conoscenza delle reciproche necessità;
- l'individuazione delle criticità sociali e territoriali;
- l'adeguata diffusione delle motivazioni che sono alla base delle esigenze elettriche;
- la contestualizzazione territoriale delle esigenze elettriche, al fine di pervenire ad una localizzazione che sia il frutto di una scelta tra soluzioni alternative, motivata in modo trasparente.

² Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale che svolgerà le attività tecnico-istruttorie per la valutazione ambientale strategica dei piani e programmi la cui approvazione compete ad organi dello Stato, ai sensi del D.P.R. 90 del 14/5/2007, art.9.

È da tali premesse che circa cinque anni fa è nata la volontà di avviare un processo di integrazione della VAS nella pianificazione della rete elettrica. Il GRTN e poi Terna, in collaborazione con Stato e Regioni, hanno intrapreso un percorso per definire le modalità con cui introdurre la VAS nel processo di pianificazione e sviluppo della RTN e sperimentarne l'applicazione.

1.4 Gli strumenti volontari attivati per la VAS e la concertazione con le istituzioni

Il percorso di sperimentazione della VAS si è avvalso di *protocolli di intesa* e di *accordi di programma* tra GRTN/Terna e le Regioni. Le finalità di questi strumenti comprendono: la condivisione delle scelte localizzative degli interventi, la predisposizione del rapporto ambientale, l'espressione del parere regionale sul contenuto del PdS in modo più consapevole e informato, lo snellimento del percorso autorizzativo dei progetti degli interventi sottoposti positivamente a VAS.

La prima Regione a siglare un protocollo d'intesa per la sperimentazione della VAS è stata il Piemonte nel 2002, seguita fino ad oggi da altre dodici Regioni e dalla Provincia autonoma di Trento (Figura 1.1). Sono attualmente in corso di definizione i protocolli di intesa con le Regioni Liguria e Lazio e con la Provincia autonoma di Bolzano.



Figura 1.1 – Regioni firmatarie del protocollo d'intesa per la VAS della RTN.

Nel 2003 si è evidenziata la necessità di una banca dati cartografica in grado di coprire uniformemente il territorio nazionale, per poter disporre di informazioni omogenee, almeno su scala vasta. Nello stesso anno, il GRTN ha stipulato una convenzione per lo scambio di dati cartografici con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio (MATT); con questo atto è partito un processo di collaborazione con la VIII Divisione

della Direzione Generale per la Salvaguardia Ambientale del MATT, che nel 2005 ha portato a costituire un *Tavolo di coordinamento VAS Ministeri-Regioni-Terna* (nel seguito, Tavolo VAS), promosso dal MATT, a cui si sono uniti nel tempo il Ministero per i Beni e le Attività Culturali (MiBAC), il Ministero delle Attività Produttive (MAP; ora Ministero dello Sviluppo Economico, MSE), l'allora Ministero delle Infrastrutture e Trasporti (MIT) e le dodici Regioni e la Provincia autonoma firmatarie del protocollo di intesa con Terna.

Il Tavolo VAS si riunisce periodicamente e affronta diversi aspetti legati all'applicazione della VAS nel caso specifico del PdS, con il fine di definire e sperimentare il processo di VAS in modo condiviso e conforme alla direttiva 2001/42/CE. In particolare, le attività hanno riguardato l'analisi del processo di pianificazione e sviluppo della RTN e le modalità di integrazione della dimensione ambientale, la definizione dei rapporti tra VIA e VAS, le modalità per l'individuazione, la valutazione e l'eventuale confronto di soluzioni localizzative, la consultazione e la partecipazione, i contenuti del rapporto ambientale.

Parallelamente, per coordinare e armonizzare i rapporti tra Terna e le amministrazioni regionali, nel 2004 è stato approvato uno specifico Accordo di Programma con la Conferenza dei Presidenti delle Regioni e delle Province Autonome, i cui obiettivi sono:

- favorire un flusso bi-direzionale di informazioni e di dati da e verso Terna, che siano di utilità per lo svolgimento delle rispettive attività istituzionali, di programmazione e pianificazione del settore e operative, di gestione e di controllo;
- promuovere l'applicazione del principio della sostenibilità, mediante una sperimentazione VAS applicata alle politiche di sviluppo della RTN;
- assicurare l'armonizzazione tra pianificazione energetica, elettrica, territoriale ed ambientale, mediante una localizzazione concertata delle opere previste dal PdS;
- collaborare nella gestione dei conflitti ambientali in materia di campi elettro-magnetici;
- favorire l'attuazione del Piano di Sviluppo della RTN mediante la promozione di specifici Accordi di Programma.

Inoltre, nel 2005 è stato siglato un Protocollo d'intesa sulla VAS tra GRTN e il MiBAC, il cui scopo è:

- verificare e aggiornare i criteri metodologici da adottare ai fini del processo della VAS;
- conseguire il minimo impatto paesaggistico delle nuove opere elettriche recependo e integrando in fase di progettazione le linee guida per il rispetto dei beni culturali e paesaggistici e gli indicatori di sensibilità che saranno definiti dal MiBAC;
- permettere uno sviluppo della rete elettrica nazionale nel rispetto della compatibilità ambientale, territoriale, sociale, paesaggistica e archeologica, di pari passo con attuazione dei piani e programmi regionali in materia di energia.

Da tale protocollo sono scaturite le seguenti azioni:

- attivazione di un tavolo tecnico di confronto permanente per l'applicazione della VAS;

- condivisione di informazioni cartografiche digitalizzate: Terna fornirà l'Atlante delle linee AAT e AT e consentirà al Dipartimento per i Beni Culturali e Paesaggistici di integrare nel Sistema Informativo Territoriale Ambientale Paesaggistico (SITAP), i nuovi dati che verranno man mano elaborati. La banca dati SITAP e quelle degli Istituti di settore del MiBAC, con tutte le informazioni, i dati e le cartografie relative ai valori paesaggistici e storico-archeologici a livello nazionale e locale, saranno consultabili anche da Terna per i suoi fini istituzionali;
- collaborazione per lo svolgimento della VAS a livello della localizzazione delle opere elettriche.

Con l'entrata in vigore del D.Lgs 152/06, la Sottocommissione VAS coordinerà il Tavolo VAS nazionale nella sua nuova configurazione che coinvolgerà Terna, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, Ministero per i Beni e le Attività Culturali, Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero delle Infrastrutture, e tutte le Regioni e Province autonome d'Italia.

1.5 Processo di risoluzione delle esigenze di sviluppo attraverso accordi a livello territoriale

L'articolazione del processo decisionale che porta alla definizione degli interventi di sviluppo può essere formulata come segue.

In base alla previsione del fabbisogno di energia elettrica, alla evoluzione del parco produttivo, allo stato della rete di trasmissione, e alle criticità elettriche attuali e previsionali, vengono individuate le *esigenze* di sviluppo della rete.

Le esigenze in prima istanza sono di natura elettrica e derivano da studi di rete su modelli complessi. Le opere non sono in questa fase localizzate univocamente sul territorio: ad esempio, può emergere la necessità di realizzare una nuova linea elettrica che colleghi due porzioni di rete esistenti, ma inizialmente non ne viene individuato il tracciato; ne viene solo stimata una lunghezza di massima per ottenere i parametri elettrici della linea da inserire nel modello di rete.

Nel tempo, attraverso un processo condiviso, l'esigenza elettrica viene tradotta in interventi che possono via via trovarsi a diversi stadi di avanzamento che, per gli elettrodotti, sono definiti come segue (analoghe fasi si possono individuare per la pianificazione delle stazioni):

- *Macroalternative*: soluzione/i localizzativa/e di larga massa di un'esigenza elettrica a *livello strategico*, cioè ipotesi elettriche caratterizzate da differenti schemi elettrici di inserimento dell'intervento sulla rete;
- *Corridoi*: soluzioni localizzative di un'esigenza elettrica a *livello strutturale*, cioè ipotesi, a parità di schema elettrico, per l'inserimento dell'intervento nel territorio: si scende ad una scala più dettagliata per l'individuazione di corridoi alternativi all'interno del territorio interessato dalla macroalternativa concordata a livello strategico;

- **Fasce di fattibilità:** soluzioni localizzative di un'esigenza elettrica a *livello attuativo*: all'interno del corridoio preferenziale concordato a livello strutturale, si definiscono le porzioni di territorio ove risulta possibile l'individuazione del tracciato. Si scende ad una scala più dettagliata per la scelta della fascia di fattibilità preferenziale;

Concordata la fascia di fattibilità preferenziale, l'intervento entra nella fase di progettazione, nell'ambito della quale si attivano le procedure di richiesta dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio e la procedura di valutazione d'impatto ambientale.

In tal modo, l'esigenza, definita dapprima in termini di macroalternativa e poi di corridoio, raggiunge, tramite il meccanismo della concertazione, la definizione di fascia di fattibilità, indispensabile per la fase di progettazione e di VIA, conservando, attraverso tutti gli iter procedurali previsti dalla normativa vigente, una continuità negli interlocutori (proponenti, Enti locali e *stakeholders*), nel monitoraggio, nell'acquisizione di osservazioni e prescrizioni.

Un esempio di ciclo di vita di un intervento può chiarire il concetto (Figura 1.2). Ogni macroalternativa può essere concettualmente rappresentata come una linea (anche spezzata) che collega due elementi esistenti della rete elettrica. Rispetto a tale linea è possibile identificare l'area di intervento sul territorio tracciando una figura di forma sub-ellissoidale, di ampiezza massima scelta pari al 60 % della distanza tra i due estremi di ogni segmento.

La scala d'analisi più adeguata per il livello *strategico* è 1:250.000, in particolare per opere di valenza nazionale e sovra-nazionale; in casi specifici in cui l'intervento si riferisce a porzioni limitate di territorio conviene la scala 1:100.000. A livello strategico il confronto tra le possibili alternative localizzative si effettua quindi comparando le "prestazioni" delle aree di intervento relative alle diverse macroalternative. La macroalternativa che viene giudicata preferibile costituirà l'area di studio per il livello strutturale.

A livello *strutturale*, i nodi elettrici di inizio e di fine del nuovo tratto di rete sono definiti: si tratta di individuare e confrontare percorsi diversi individuati nella forma di corridoi di larghezza variabile, da alcune centinaia di metri a qualche chilometro. La scala di dettaglio minima, a livello strutturale, è 1:50.000 o 1:25.000, a seconda dell'estensione dell'intervento.

A livello *attuativo*, si utilizza una scala 1:10.000 o inferiore e vengono confrontate alternative di localizzazione, collocate all'interno del corridoio giudicato più sostenibile a livello strutturale, rappresentate da fasce di fattibilità di ampiezza variabile fino a 200 metri.

Quanto appena discusso si riferisce al caso degli elettrodotto aerei, che per loro natura rappresentano gli interventi che richiedono il maggior interessamento del territorio. Per la realizzazione di stazioni, dove viene meno il carattere lineare che è il presupposto dell'approccio descritto, questo metodo non è direttamente applicabile: allo stato attuale ne è allo studio un adattamento. Si noti che nel caso di nuove stazioni, che vengano realizzate come terminali di una nuova linea, di norma si tende ad inserirle all'interno del corridoio previsto per l'elettrodotto.

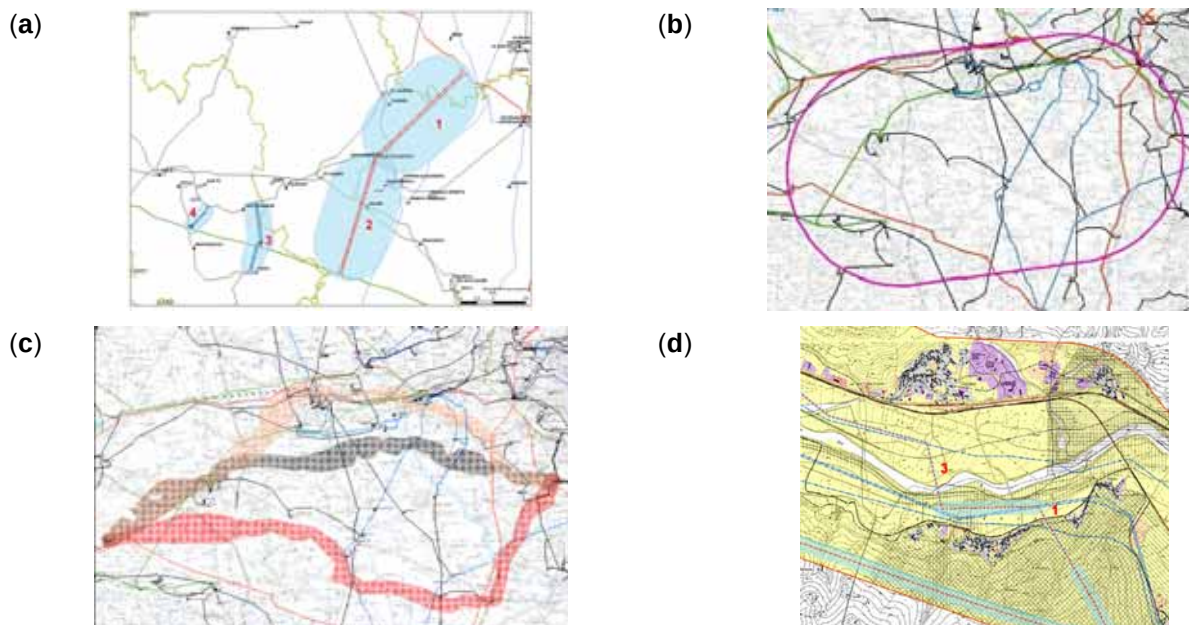


Figura 1.2 – Evoluzione dell'area di studio, in funzione del livello di sviluppo di una esigenza:
livello strategico (a), in cui i diversi ellissoidi costituiscono le alternative a confronto;
livello strutturale (b), in cui le alternative a confronto sono rappresentate dai corridoi (c);
livello attuativo (d), in cui le alternative sono le fasce di fattibilità (alternative 1 e 3 dell'esempio).

In genere ciascuna esigenza nasce e compare tra le scelte del PdS a livello strategico. Il passaggio ai successivi livelli di avanzamento (strutturale, attuativo) avviene attraverso processi di localizzazione condotti, ove possibile, tramite concertazione basata su criteri concordati con il Tavolo VAS nazionale (si veda il capitolo 3.4). È tuttavia possibile che, in casi particolarmente semplici o di piccole dimensioni si saltino i primi livelli (ad esempio un intervento si configuri direttamente di livello attuativo).

Una volta approvato il PdS, il processo localizzativo che ne attua le scelte su scala regionale o interregionale prosegue il suo iter, di cui annualmente il Rapporto Ambientale rende conto in sede di monitoraggio. L'esigenza può eventualmente ricomparire in un successivo PdS nel caso in cui sia necessario rivederne le caratteristiche elettriche.

La tempistica dei processi localizzativi è variabile da intervento a intervento. Il passaggio da un anno a quello successivo può ricadere in uno dei seguenti casi:

- se si è trovata una soluzione condivisa ad un certo livello, l'intervento può passare al livello di maggior dettaglio (ad esempio da strategico a strutturale),
- se non si è trovata una soluzione condivisa nell'arco dell'anno procedurale o se le alternative localizzative individuate sono risultate non perseguibili, l'intervento l'anno successivo rimane allo stesso livello e se necessario si individuano ulteriori alternative;
- a livello strutturale o attuativo, può succedere che si renda necessario tornare a un livello di minor dettaglio, qualora: a) siano state esplorate con risultato negativo tutte le alternative possibili all'interno

dell'ambito territoriale selezionato al livello superiore, oppure b) in presenza di mutate condizioni territoriali e ambientali di contesto che rendano non più valide le scelte compiute ai livelli superiori. A proposito di questo ultimo aspetto (b), è auspicabile che, una volta condivisa una scelta localizzativa a un certo livello, ad esempio la scelta di un corridoio, gli Enti interessati si impegnino a preservare la sua validità attraverso i propri strumenti di pianificazione territoriale, salvaguardando per quanto possibile l'area individuata da usi che impediscano di realizzare l'opera, nella fattispecie garantendo che venga mantenuta la possibilità di individuare almeno una fascia di fattibilità nel corridoio. Ciò andrà a beneficio dell'efficienza e dell'efficacia del processo decisionale.

La Figura 1.3 rappresenta il ciclo di vita di una generica esigenza attraverso gli stadi appena descritti. Nei casi in cui è più facile condividere una scelta, livelli successivi (ad esempio strategico e strutturale) possono svolgersi nello stesso anno.

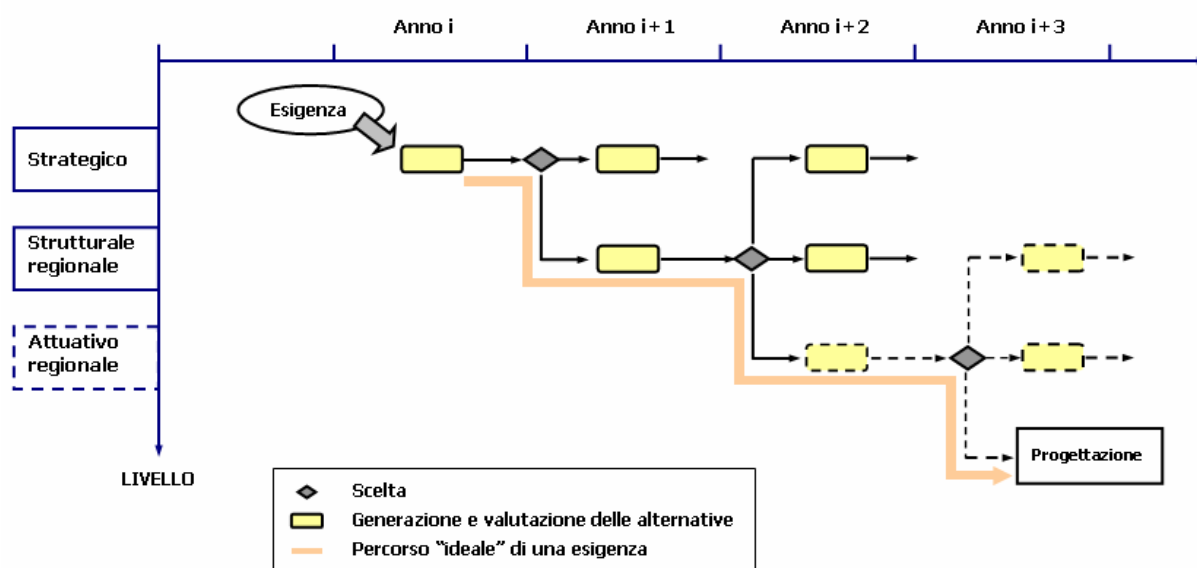


Figura 1.3 – Ciclo di vita di un'esigenza.

Si noti che il livello attuativo è tratteggiato in quanto la sua collocazione dipenderà dal contesto, dal caso in esame e dalle indicazioni espresse dalla singola Regione. È tuttavia di fondamentale importanza garantire sempre la continuità del percorso condiviso di individuazione delle soluzioni localizzative e la presenza in particolare di una fase in cui Terna ed Enti interessati concordino la fascia di fattibilità prima di procedere a completare la progettazione dell'intervento. È possibile prevedere questa fase a conclusione dei processi localizzativi in attuazione del PdS, e quindi a conclusione della VAS, individuando un livello attuativo, dopo quelli strategico e strutturale, oppure in una fase preliminare della progettazione, dunque nell'ambito della VIA, qualora siano necessarie informazioni e analisi di maggior dettaglio non disponibili in sede di VAS, oppure qualora si intenda lasciare maggior margine di autonomia alla VIA. In questo caso sarebbe utile che la procedura di VIA prevedesse un momento di consultazione e confronto con i soggetti interessati a monte

dell'avvio del processo di progettazione dell'intervento. Nell'ambito della sperimentazione con il Tavolo VAS nazionale, si è stabilito che la scelta può dipendere dal caso in esame o dalle indicazioni espresse dalla singola Regione in base a disponibilità di dati e scelte di metodo. La VAS si spinge sempre fino al livello strutturale, che comprende l'individuazione, la valutazione e il confronto dei corridoi fino alla scelta di quello ritenuto più sostenibile. Per rendere più completa la valutazione dei corridoi individuati, verrà verificata la possibilità di individuare fasce di fattibilità al loro interno, fatto salvo che sarà nella fase successiva (livello attuativo della VAS o fase preliminare della VIA) che avverrà l'individuazione puntuale, la valutazione e la scelta delle fasce di fattibilità.

1.6 Coordinamento tra livello nazionale e livello regionale

Una delle principali fonti di complessità del processo di sviluppo della RTN è la necessità di coordinare scelte a scala nazionale e scelte a scala regionale, definendo in modo adeguato il ruolo reciproco di Stato e Regioni. Occorre dunque individuare la modalità più opportuna per far convivere da una parte l'autonomia delle Regioni per le decisioni che hanno impatto su scala regionale e dall'altra la possibilità di una valutazione globale del piano su scala nazionale.

Come già accennato, negli anni passati il coinvolgimento delle Regioni nella pianificazione era già regolato dal citato D.M. 22/12/2000, secondo cui Terna nel predisporre il Piano di Sviluppo chiede il parere delle Regioni interessate, allegando i pareri ricevuti al piano deliberato. Con l'obiettivo di aumentare l'efficacia di tale coinvolgimento, per il momento, Terna ha messo a punto la procedura di seguito descritta e schematizzata in Figura 1.4, che si rifletterà nella struttura del Rapporto Ambientale.

Terna ogni anno stabilirà e inserirà nel PdS le nuove esigenze di sviluppo della rete e eventuali modifiche sostanziali di esigenze già approvate nei piani precedenti.

I processi di concertazione relativi alle successive scelte localizzative, dotati di una propria struttura ed autonomia, avverranno sulla base di criteri minimi di riferimento stabiliti dal Tavolo VAS nazionale, adattati e integrati in funzione dello specifico contesto. Una volta che un processo di concertazione produrrà un esito condiviso dalla Regione e dagli Enti Locali coinvolti, tale esito sarà sottoposto al Tavolo VAS nazionale, che ne verificherà, ove possibile, la coerenza con i criteri condivisi (freccia blu in Figura 1.4). L'avanzamento dei processi di concertazione verrà documentato annualmente nel PdS e nel Rapporto Ambientale.

Nel caso gli esiti del monitoraggio o mutate condizioni dello scenario di riferimento evidenziassero criticità ambientali legate al cumulo degli effetti o a condizioni territoriali e ambientali, se ne terrà conto. Si noti che ogni anno verrà verificato il perdurare delle motivazioni che hanno definito le esigenze di sviluppo approvate in precedenti PdS; in caso tali motivazioni venissero a mancare per qualche motivo, le relative esigenze verrebbero eliminate dal PdS.

In quest'ottica, per quanto riguarda l'anno corrente, il PdS 2008 si comporrà di due sezioni: la prima, oggetto approvazione, sarà relativa alle nuove esigenze di sviluppo della rete e alle eventuali modifiche elettriche sostanziali di esigenze già approvate; la seconda riporterà gli avanzamenti dei processi

localizzativi di concertazione relativi alle esigenze di sviluppo già approvate con il PdS2007. Entrambe le parti saranno oggetto di valutazione nel Rapporto Ambientale. Un apposito paragrafo del PdS in elaborazione (sezione I, cap. 3) renderà conto di eventuali esigenze approvate in precedenza che vengono eliminate dal PdS.

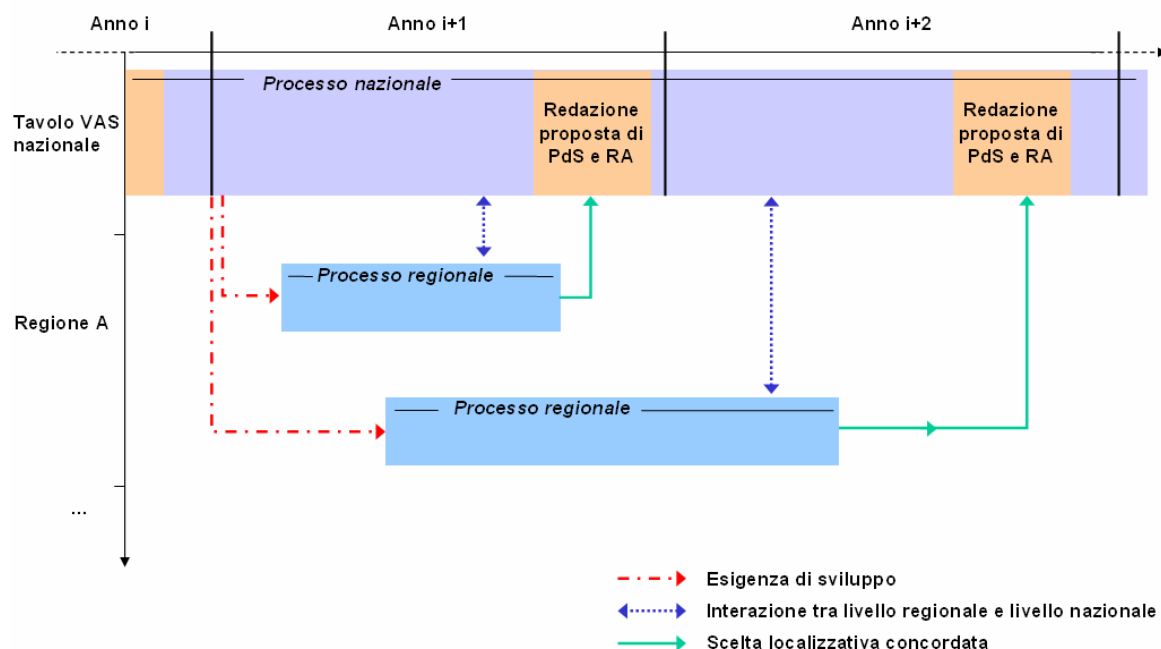


Figura 1.4 – Interazione tra livello nazionale e livelli regionali.

1.7 Fasi previste a livello nazionale

Le principali funzioni di livello nazionale si possono sintetizzare come segue:

- sulla base degli esiti del monitoraggio del PdS precedente, viene integrata la variabile ambientale nella definizione degli obiettivi ambientali, nella costruzione degli scenari di riferimento, nella caratterizzazione delle esigenze e nell'individuazione delle relative macroalternative;
- il Tavolo VAS nazionale coordinato dalla Sottocommissione definisce alcuni criteri minimi per il coordinamento e l'orientamento dei processi di concertazione delle scelte localizzative, sia dal punto di vista procedurale (tipologie di soggetti da consultare, fasi, ...), sia dal punto di vista dei contenuti (modalità di analisi delle aree di intervento, calcolo di indicatori per la valutazione delle alternative, progettazione e aggiornamento del sistema di monitoraggio, ...);
- per ogni intervento di livello strategico nazionale, Terna valuta le macroalternative ed effettua una scelta condivisa con le Regioni interessate; qualora, per l'esigenza in esame, la concertazione abbia la possibilità di procedere nell'anno in cui è scaturita fino alle fasi successive (strutturale e/o attuativa), ciò verrà documentato nel Rapporto Ambientale;
- il Tavolo VAS nazionale coordinato dalla Sottocommissione verifica che i criteri adottati nei processi localizzativi svolti a livello regionale siano coerenti con quelli concordati a livello nazionale;

- si effettua la valutazione del PdS nel suo complesso, analizzandone la coerenza, stimando gli effetti cumulati delle scelte di sviluppo della RTN e verificando che questi siano compatibili con gli obiettivi ambientali fissati.

Il Tavolo VAS nazionale ha prodotto uno schema metodologico e procedurale del processo di pianificazione integrata a livello nazionale, da applicarsi a regime (Tabella 1.2). Lo schema si articola in cinque fasi, per ognuna delle quali, insieme alle attività di pianificazione, devono essere svolte le attività finalizzate ad integrare la dimensione ambientale nel processo decisionale e a documentare tale integrazione. Per semplicità il processo è rappresentato in termini lineari; le attività interne ad una fase non si svolgono però necessariamente in successione.

La colonna di sinistra riporta le attività di pianificazione (**P**); la colonna di destra, le attività di integrazione della dimensione ambientale nel processo di pianificazione integrata – in corsivo, e le attività necessarie alla redazione del Rapporto Ambientale (**A**). Le attività di tipo procedurale, che riguardano il processo integrato, sono trasversali alle attività A e P e sono identificate dallo sfondo più scuro (**PP**). La procedura esposta è conforme a quanto previsto dal D.Lgs. 152/06 che prevede:

- una fase di consultazione su proposta di piano e rapporto ambientale per una durata di 45 giorni;
- una fase di valutazione del rapporto ambientale e degli esiti della consultazione da parte del MATT di concerto con il MiBAC e con il ministero procedente (nel caso del PdS, il MSE), con l'adozione di un giudizio di compatibilità ambientale; per questa fase sono previsti 60 giorni, a cui si possono eventualmente sommare altri 60 in caso di esercizio del potere sostitutivo da parte del Consiglio dei Ministri.

Per la fase preliminare (scoping), quest'anno Terna ha fissato per il 5 dicembre la chiusura della consultazione, per poi completare l'elaborazione della proposta di piano e del rapporto ambientale entro la fine dell'anno, e seguire per le fasi successive la tempistica indicata dalla normativa in vigore.

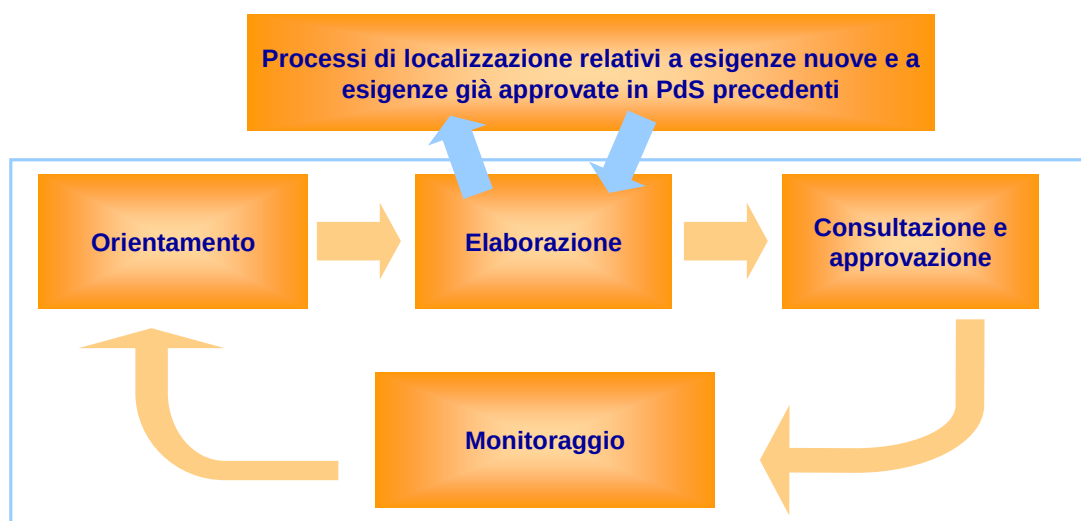


Figura 1.5 – Processo di pianificazione integrata.

Tabella 1.2 – Schema metodologico e procedurale del processo di pianificazione integrata – Livello Nazionale

PIANIFICAZIONE (P)		AMBIENTE / VALUTAZIONE AMBIENTALE (A)	
1. Orientamento	Apertura del Tavolo VAS nazionale coordinato dalla Sottocommissione VAS		
	P.1.1 Analisi preliminari	A.1.1 Definizione dell'ambito d'influenza - quadro pianificatorio/programmatico - identificazione della portata delle informazioni (ambito spazio-temporale) - ricognizione dei dati disponibili per il territorio e l'analisi di contesto - mappatura dei soggetti e delle autorità ambientali da coinvolgere	
	P.1.2 Coordinamento e orientamento delle fasi successive e dei processi di concertazione condotti a livello regionale	A.1.2 Individuazione di criteri condivisi per: - lettura del territorio (componenti sociali e ambientali) - costruzione dello scenario di riferimento - definizione di obiettivi specifici - stima degli effetti - confronto tra le alternative - misure di mitigazione - misure di compensazione	
	P.1.3 Recepimento dei risultati del monitoraggio, ai fini della revisione delle scelte e degli obiettivi ambientali del PdS		
	P.1.4 Raccolta e prima analisi dei dati e delle informazioni disponibili	A.1.4 Analisi delle componenti sociali e ambientali e delle interazioni della rete elettrica nazionale con il territorio, individuando criticità e opportunità	
	P.1.5 Costruzione dello scenario di riferimento	<i>[Nell'effettuare le previsioni tenere conto dell'evoluzione del territorio, insediamenti umani e patrimonio naturalistico]</i>	
	P.1.6 Definizione degli obiettivi generali	<i>[Nella gerarchia degli obiettivi generali garantire la presenza di elementi che afferiscono a tematiche sociali e ambientali]</i> A.1.6.a Analisi di sostenibilità degli orientamenti e degli obiettivi generali A.1.6.b Analisi di coerenza esterna	
	PP.1.7 Avvio della consultazione delle istituzioni coinvolte e dei soggetti con competenze in materia ambientale sulla base di un rapporto preliminare sui possibili impatti ambientali dell’attuazione del PdS (Documento di Scoping) – workshop di apertura		
	PP.1.8 Acquisizione delle osservazioni		
	PP.1.9 Verbale della Commissione indicante le informazioni da includere nel Rapporto Ambientale e le modalità di informazione al pubblico		

PIANIFICAZIONE (P)		AMBIENTE / VALUTAZIONE AMBIENTALE (A)
2. Elaborazione	P.2.1 Definizione di esigenze/criticità e obiettivi specifici	<i>[Nel definire le esigenze e le macroalternative tenere conto anche di proposte d'intervento che derivano esplicitamente da considerazioni di tutela, salvaguardia e miglioramento sociale e ambientale]</i>
	P.2.2 Costruzione delle macroalternative	
	P.2.3 Stima degli effetti delle macroalternative	<i>[Stimare gli effetti sociali e sull'ambiente, tenendo conto di effetti secondari, cumulativi, sinergici, a breve, medio e lungo termine, permanenti e temporanei, siano essi positivi o negativi]</i> A.2.3 Analisi di sostenibilità degli effetti delle macroalternative
	P.2.4 Valutazione e confronto tra le macroalternative	<i>[Garantire la presenza di criteri di valutazione e relativi indicatori di tipo sociale e ambientale, da considerare alla stregua di quelli tecnici ed economici]</i> <i>[Garantire il coinvolgimento dei soggetti rilevanti selezionati per la valutazione delle macroalternative e la negoziazione]</i> A.2.4 Analisi del conflitto e supporto alla negoziazione
	PP.2.5 Ricezione della documentazione sui processi localizzativi condivisi a livello regionale, verifica della coerenza con i criteri stabiliti dal Tavolo VAS nazionale al passo A.1.2 ed eventuale invio di osservazioni ai Tavoli regionali (questo passo viene svolto in momenti differenziati per ciascun intervento, quando questo giunge ad adeguato livello di maturazione o quando si ritiene necessario uno scambio di informazioni e pareri fra il livello regionale e quello nazionale)	
	P.2.6 Valutazione complessiva del PdS	<i>[Garantire la presenza di criteri di valutazione e relativi indicatori di tipo sociale e ambientale, da considerare alla stregua di quelli tecnici ed economici]</i> A.2.6.a Verifica della coerenza tra criteri regionali e criteri nazionali A.2.6.b Analisi di coerenza interna A.2.6.c Analisi di sostenibilità degli effetti cumulati degli interventi di sviluppo della rete A.2.6.d Valutazione dell'efficacia dei criteri
	P.2.7 Progettazione del sistema di monitoraggio	A.2.7.a Definizione degli indicatori - di processo - di contesto - di valutazione degli effetti del PdS A.2.7.b Definizione del ruolo di Terna e individuazione delle diverse fonti di dati A.2.7.c Progettazione del sistema di retroazioni (feedback)
	P.2.8 Redazione della proposta di PdS	A.2.8 Redazione della bozza di Rapporto Ambientale
	PP.2.9 Delibera della proposta di Piano di Sviluppo della RTN da parte del Consiglio di Amministrazione di Terna	
3. Consultazione e approvazione	PP.3.1a Invio al Ministero dello Sviluppo Economico e alle Istituzioni coinvolte della proposta di PdS e del relativo Rapporto Ambientale con sintesi non tecnica	
	PP.3.1b Deposito e pubblicazione	
	PP.3.2 Avvio della consultazione dei soggetti con competenze in materia ambientale e del pubblico – workshop di presentazione della proposta di piano	
	PP. 3.3 Acquisizione delle osservazioni Le attività tecnico-istruttorie di valutazione vengono effettuate con il supporto del Tavolo VAS nazionale	
	PP. 3.4 Parere motivato espresso dalla Commissione sulla base della documentazione presentata e delle osservazioni pervenute	
	PP. 3.5 Giudizio di compatibilità, eventualmente condizionato all'adozione di specifiche modifiche e integrazioni, adottato dal Ministro dell'Ambiente, di concerto con Ministro per i Beni Culturali e Ministro per lo Sviluppo Economico	
	PP.3.6 Stesura della dichiarazione di sintesi e approvazione del PdS da parte del Ministro per lo Sviluppo Economico in considerazione del giudizio di compatibilità	

Seguirà l'attuazione del PdS accompagnata dalle attività di monitoraggio, necessarie per poter ricavare indicazioni utili ai fini del riorientamento del PdS nell'anno successivo.

Le due fasi di consultazione previste, quella iniziale per lo scoping e quella sulla proposta di PdS e Rapporto Ambientale, possono essere accompagnate da workshop di introduzione e condivisione delle tematiche d'interesse, finalizzati a favorire la partecipazione delle Istituzioni e dei settori del pubblico interessati. Al di là dei momenti istituzionali di consultazione, si ricorda che una condivisione continua, mirata a seguire ed orientare l'intero processo, viene comunque mantenuta attiva attraverso le periodiche riunioni del Tavolo VAS nazionale coordinato dalla Sottocommissione.

1.8 Fasi previste per i processi localizzativi a livello regionale

I processi di livello regionale sono attivati ogni volta che viene individuata una nuova esigenza di sviluppo della RTN che richiede di intervenire sul territorio di una Regione. Le fasi salienti possono configurarsi come segue.

- Apertura del processo di valutazione regionale: istituzione di un Tavolo tra Terna, Regione ed Enti Locali per la discussione delle scelte localizzative (di seguito Tavolo regionale di concertazione). Ciascuna Regione può decidere di allargare il proprio Tavolo ad altri partecipanti, come ad esempio le autorità con competenze ambientali, al fine di favorire fin dalle prime fasi una loro partecipazione attiva al processo, anticipando le eventuali osservazioni che altrimenti emergerebbero solo nei momenti di consultazione formale. La composizione del tavolo per altro può evolvere nel tempo con l'avanzare dei processi localizzativi: a livello strategico e strutturale saranno coinvolti gli enti di area vasta (Regioni, Enti Parco, Province, Comunità Montane, ...), mentre a livello attuativo saranno coinvolti attivamente anche i Comuni interessati.
- Svolgimento delle attività di orientamento a livello regionale, sulla base dei criteri condivisi a livello nazionale, contestualizzati alla Regione specifica: si individuano i soggetti da coinvolgere, si effettua una consultazione su dati disponibili, obiettivi e indicatori di particolare interesse per la Regione, si presentano le esigenze emerse e, quando siano già disponibili, le prime proposte di soluzioni localizzative alternative con cui soddisfarle.
- Sulla base dei criteri condivisi e delle indicazioni emerse dalle osservazioni in fase di scoping, avviene l'avanzamento delle decisioni localizzative, attraverso l'attivazione del Tavolo regionale di concertazione. In questa fase avvengono la costruzione delle alternative, la stima degli effetti, la valutazione e l'individuazione delle misure di mitigazione e degli eventuali interventi di compensazione.
- Quando il Tavolo regionale di concertazione ha concordato una scelta localizzativa, viene pubblicato un documento di sintesi che ripercorre i passi svolti e le motivazioni delle scelte effettuate (scheda intervento).
- La scheda intervento viene trasmessa al Tavolo VAS nazionale, che ne verifica ove possibile la coerenza con i criteri condivisi.

- Consultazione in ambito regionale dei soggetti con competenze ambientali e del pubblico sulla scheda intervento, con conseguente eventuale revisione delle scelte localizzative effettuate.
- Ove possibile, ratifica formale delle scelte finali tramite:
 - o un accordo di programma, a livello strategico;
 - o un protocollo d'intesa sul corridoio preferenziale, a livello strutturale;
 - o un protocollo d'intesa sulla fascia di fattibilità preferenziale nonché una o più convenzioni con i Comuni interessati, a livello attuativo.
- Il primo Rapporto Ambientale utile documenta le caratteristiche della scelta localizzativa effettuata e le tappe del processo decisionale da cui è derivata.

Come a livello nazionale, anche a livello regionale possono essere organizzati workshop per facilitare la condivisione del processo. La cadenza e la modalità di organizzazione di ciascun incontro vengono concordate caso per caso tra Terna e la singola Regione.

1.9 Contenuti del Rapporto Ambientale

Il rapporto ambientale è il documento chiave del processo di VAS, che raccoglie ed esplicita il modo in cui si è introdotta la dimensione ambientale nel piano o programma. I contenuti previsti dalla Direttiva 2001/42/CE e ripresi dal D.Lgs. 152/06 riguardano gli impatti significativi che l'attuazione del piano potrebbe avere sull'ambiente e sul patrimonio culturale, nonché le ragionevoli alternative che possono essere adottate in considerazione degli obiettivi e dell'ambito territoriale su cui il piano agisce³.

³ In particolare, il rapporto ambientale deve includere (Allegato I alla Parte II del D.Lgs. 152/06):

- *illustrazione dei contenuti, degli obiettivi principali del piano o programma e del rapporto con altri pertinenti piani o programmi;*
- *aspetti pertinenti dello stato attuale dell'ambiente e sua evoluzione probabile senza l'attuazione del piano o del programma;*
- *caratteristiche ambientali delle aree che potrebbero essere significativamente interessate;*
- *qualsiasi problema ambientale esistente, pertinente al piano o programma, ivi compresi in particolare quelli relativi ad aree di particolare rilevanza ambientale, quali le zone designate come zone di protezione speciale per la conservazione degli uccelli selvatici e quelli classificati come siti di importanza comunitaria per la protezione degli habitat naturali e della flora e della fauna selvatica;*
- *obiettivi di protezione ambientale stabiliti a livello internazionale, comunitario o degli Stati membri, pertinenti al piano o al programma, e il modo in cui, durante la sua preparazione, si è tenuto conto di detti obiettivi e di ogni considerazione ambientale;*
- *possibili impatti significativi sull'ambiente, compresi aspetti quali la biodiversità, la popolazione, la salute umana, la flora e la fauna, il suolo, l'acqua, l'aria, i fattori climatici, i beni materiali, il patrimonio culturale, anche architettonico e archeologico, il paesaggio e l'interrelazione tra i suddetti fattori. Devono essere considerati tutti gli impatti significativi, compresi quelli secondari, cumulativi, sinergici, a breve, medio e lungo termine, permanenti e temporanei, positivi e negativi;*
- *misure previste per impedire, ridurre e compensare nel modo più completo possibile gli eventuali impatti negativi significativi sull'ambiente dell'attuazione del piano o del programma;*
- *sintesi delle ragioni della scelta delle alternative individuate e una descrizione di come è stata effettuata la valutazione, nonché le eventuali difficoltà incontrate (ad esempio carenze tecniche o difficoltà derivanti dalla novità dei problemi e delle tecniche per risolverli) nella raccolta delle informazioni richieste;*
- *descrizione delle misure previste in merito al monitoraggio e controllo degli impatti ambientali significativi derivanti dall'attuazione del piano o del programma proposto;*
- *sintesi non tecnica delle informazioni sopra elencate.*

Obiettivo della fase di scoping in corso è proprio definire la portata ed il livello di dettaglio delle informazioni del Rapporto Ambientale del Piano di Sviluppo 2008.

Il Rapporto Ambientale conterrà la valutazione degli interventi che presentano potenziali effetti sull'ambiente, comprendendo sia le nuove esigenze di sviluppo introdotte dal PdS 2008, sia gli interventi già previsti nel PdS 2007 che sono tuttora in fase di localizzazione o che nel corso dell'anno corrente sono passati alla fase autorizzativa. Nell'ambito dello scenario di riferimento, inoltre, il Rapporto Ambientale monitorerà lo stato della rete esistente e lo stato di avanzamento degli interventi già entrati nella fase autorizzativa. Dall'insieme di queste informazioni il Rapporto Ambientale commenterà la sostenibilità complessiva degli interventi di sviluppo della rete.

Ad alcune tipologie di interventi del PdS (cfr. pag. 35) non sono invece associati effetti ambientali significativi. Si tratta per lo più di interventi da realizzarsi in stazioni esistenti, non soggette ad ampliamento, e interventi di sostituzione/inserimento di componenti su elettrodotti già esistenti. Salvo eventuali segnalazioni su casi specifici in fase di scoping, questi interventi non verranno presi in considerazione nel Rapporto Ambientale.

Si propone una struttura costituita da un Volume Nazionale suddiviso in quattro Parti e da una serie di Volumi Regionali, uno per ciascuna Regione interessata dagli interventi del PdS.

In particolare, la Parte I del Volume Nazionale conterrà l'inquadramento del processo, comprendente l'impostazione procedurale e metodologica, oltre che gli obiettivi del PdS e il quadro pianificatorio di riferimento nazionale e internazionale. Definirà i criteri che serviranno a orientare le singole scelte localizzative, che verranno poi ripresi e integrati nei Volumi Regionali. Riporterà anche i criteri per valutare la sostenibilità globale del PdS e conterrà l'analisi di coerenza esterna tra gli obiettivi ambientali del PdS e normativa e politiche di riferimento.

La Parte II conterrà le analisi del contesto, sia elettrico che ambientale, tenendo conto di tutte le componenti influenzate dal PdS. Oltre alla situazione esistente, verranno delineate anche le probabili evoluzioni subite dalle diverse componenti del contesto durante l'orizzonte temporale del Piano, fornendo così gli scenari di riferimento per le attività di pianificazione integrata.

La Parte III riguarderà invece l'insieme delle scelte contenute nel PdS. Saranno rappresentati e commentati sinteticamente tutti gli interventi che presentano potenziali effetti sull'ambiente. Gli interventi di livello strategico nazionale saranno illustrati attraverso schede-intervento, mentre per quelli di livello regionale si rimanderà alla documentazione contenuta nei rispettivi Volumi Regionali. Verrà inoltre fornito un quadro degli interventi contenuti nel PdS ma considerati non rilevanti per l'ambiente. Una volta ricostruita questa visione d'insieme del PdS, ne verrà discussa la sostenibilità complessiva.

Infine la Parte IV del volume nazionale conterrà la progettazione del sistema di monitoraggio, comprensiva di indicatori, tempistica e ruoli. Devono essere esplicitate anche le modalità con cui i risultati del monitoraggio verranno presi in considerazione nel successivo PdS.

Per quanto riguarda i Volumi Regionali, ognuno riporterà in modo estremamente sintetico e finalizzato il contesto territoriale e ambientale e le principali politiche in materia di energia, ambiente, territorio. Saranno

quindi riportati tutti quei criteri, obiettivi e indicatori che ciascuna Regione, per tenere conto delle sue specificità, riterrà opportuni per dettagliare, adattare ed integrare quelli definiti a livello nazionale. Infine, per ogni Regione saranno inserite delle schede che avranno l'obiettivo di documentare tutti gli aspetti principali di ogni intervento, dettagliandone i passaggi procedurali, il contesto ambientale specifico, le diverse fasi del processo decisionale. Lo scopo è quello di fornire al lettore, in poche pagine, le informazioni utili per capire come si è giunti a una determinata scelta localizzativa e come si è presa in considerazione la dimensione ambientale nella decisione. In questo modo si favorisce la partecipazione, la trasparenza e la ripercorribilità dell'intero processo. Una proposta di struttura per queste schede è presentata nell'allegato B del presente documento.

Le Tabelle 1.3 e 1.4 mostrano una proposta di indice dettagliato del Rapporto Ambientale – Volume Nazionale e Volumi Regionali; il significato specifico dei singoli paragrafi si chiarirà al lettore nei prossimi capitoli di questo documento.

Tabella 1.3 – Proposta di indice del Rapporto Ambientale – Volume Nazionale.**PARTE I - METODOLOGIA CONDIVISA****1. Impostazione del processo**

- 1.1 Il Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale
- 1.2 La Valutazione Ambientale Strategica
- 1.3 La VAS come opportunità
- 1.4 Strumenti volontari attivati per la VAS
- 1.5 Processo di risoluzione delle esigenze di sviluppo
- 1.6 Coordinamento tra livello nazionale e livello regionale
- 1.7 Fasi previste a livello nazionale
- 1.8 Fasi previste per i processi localizzativi a livello regionale
- 1.9 Caratteristiche e limiti della VAS 2007

2. Tipologie di intervento previste nel Piano di Sviluppo

- 2.1 Elettrodotti
- 2.2 Stazioni
- 2.3 Razionalizzazioni e riqualificazioni
- 2.4 Interventi privi di effetti significativi sull'ambiente

3. Potenziali effetti sull'ambiente e possibili azioni di mitigazione

- 3.1 Paesaggio
- 3.2 Suolo
- 3.3 Vegetazione, flora, fauna e biodiversità
- 3.4 Patrimonio culturale, architettonico e archeologico
- 3.5 Campi elettro-magnetici
- 3.6 Rumore
- 3.7 Emissioni inquinanti e climalteranti
- 3.8 Matrice di sintesi

4. Criteri per l'integrazione dell'ambiente, obiettivi e analisi di coerenza esterna

- 4.1 Valori di riferimento e obiettivi di Terna
- 4.2 Integrazione della dimensione ambientale negli obiettivi del Piano di Sviluppo
- 4.3 Modalità di individuazione di esigenze e macroalternative
- 4.4 Criteri per la condivisione di soluzioni localizzative
 - 4.4.1 *Criteri di Esclusione, Repulsione, Problematicità, Attrazione*
 - 4.4.2 *Generazione di alternative localizzative*
 - 4.4.3 *Sistema di indicatori per la valutazione delle alternative*
 - 4.4.4 *Indicatori di attraversamento*
 - 4.4.5 *Valutazione e confronto delle alternative*
 - 4.4.6 *Fonti dati disponibili*
- 4.5 Modalità per la valutazione complessiva del Piano di Sviluppo
 - 4.5.1 *Coerenza tra processi localizzativi regionali e criteri nazionali*
 - 4.5.2 *Sostenibilità dell'insieme delle scelte*
 - 4.5.3 *Efficacia dei criteri*
 - 4.5.4 *Coerenza interna ed esterna*

PARTE II - CONTESTO E SCENARI DI RIFERIMENTO**5. Previsioni per il contesto elettrico**

- 5.1 Fabbisogno di energia e potenza elettrica
- 5.2 Produzione di energia elettrica
- 5.3 Capacità di interconnessione con l'estero
- 5.4 Interventi autorizzati o in fase di autorizzazione
- 5.5 Esigenze approvate nel PdS 2007

6. Contesto ambientale, tendenze e politiche

- 6.1 Paesaggio
- 6.2 Suolo
- 6.3 Vegetazione, flora, fauna e biodiversità

- 6.4 Patrimonio culturale, architettonico e archeologico
- 6.5 Campi elettro-magnetici
- 6.6 Rumore
- 6.7 Emissioni inquinanti e climalteranti

7. Pressioni esercitate dalla rete esistente sull'ambiente

PARTE III – SCELTE DI PIANO E VALUTAZIONE COMPLESSIVA

- 8. Quadro delle scelte del PdS 2008**
- 9. Interventi di livello strategico nazionale**
 - 9.1 Scheda intervento a
 - 9.2 Scheda intervento b
 - 9.3 ...
- 10. Coerenza fra processi localizzativi regionali e criteri nazionali**
- 11. Sostenibilità dell'insieme delle scelte**
- 12. Efficacia dei criteri**
- 13. Coerenza interna ed esterna del piano**

PARTE IV - SISTEMA DI MONITORAGGIO

- 14. Progettazione del sistema di monitoraggio**
 - 14.1 Attività previste
 - 14.2 Sistema degli indicatori di monitoraggio
 - 11.2.1 Indicatori procedurali*
 - 14.2.2 Indicatori di contesto*
 - 14.2.3 Indicatori di pressione della rete elettrica*
 - 14.3 Modalità di retroazione

Tabella 1.4 – Proposta di indice del Rapporto Ambientale – Volume Regione A.

- 1. Ruolo della Regione nel processo di pianificazione integrata della RTN**
- 2. Inquadramento territoriale e ambientale**
- 3. Politiche regionali in materia di territorio, ambiente, energia**
- 4. Obiettivi e criteri regionali per la pianificazione integrata della RTN**
- 5. Scenario di riferimento regionale**
- 6. Interventi in corso di definizione**
 - 5.1 Intervento a
 - 5.2 Intervento b
 - 5.3 ...
- 7. Coerenza dei processi svolti con i criteri stabiliti a livello nazionale**

Quali modifiche o integrazioni si potrebbero introdurre nella struttura o nei contenuti del Rapporto Ambientale?

2 TIPOLOGIE DI INTERVENTO E COMPONENTI AMBIENTALI INTERESSATE

2.1 Tipologie di intervento

Come già accennato, le opere previste nello sviluppo della rete constano sostanzialmente di interventi che riguardano elettrodotti e stazioni.

Gli **elettrodotti** collegano due o più nodi della rete; possono essere realizzati in soluzione aerea (conduttori + sostegni), in cavo interrato o sottomarino, oppure in soluzione mista aereo-cavo. Una sottocategoria degli elettrodotti è costituita dai raccordi, che hanno la funzione di collegare una nuova stazione ad un tratto di rete esistente.

Gli interventi relativi agli elettrodotti possono consistere in:

- *realizzazione* di nuovi elettrodotti: interessa nuovi territori preferibilmente extra-urbani, salvo i casi di collegamento a stazioni all'interno di aree urbane;
- *potenziamento* di elettrodotti esistenti: prevede la sostituzione dei conduttori - e talvolta dei sostegni - di elettrodotti esistenti, che vengono eserciti allo stesso livello di tensione, ma con un maggior flusso di corrente; in taluni casi è opportuno variare il tracciato per ricostruire l'infrastruttura in prossimità dell'esistente, ma in un'area meno sensibile;
- *riclassamento* di elettrodotti esistenti che vengono riutilizzati ad un livello di tensione maggiore, generalmente mediante la ricostruzione dell'esistente (nuovi conduttori e sostegni); interessano lo stesso tracciato, se compatibili con il territorio, altrimenti nuove aree con la contestuale restituzione del territorio impegnato dei tratti abbandonati;
- *demolizione* di elettrodotti esistenti, con conseguente restituzione del suolo occupato, finalizzata all'eliminazione di elementi di rete non più rispondenti a effettive esigenze elettriche.

La trasmissione dell'energia elettrica avviene prevalentemente a mezzo di **linee aeree** in corrente alternata ad alta ed altissima tensione. La guida CEI 11-61 (ottobre 2000) "Guida all'inserimento ambientale delle linee aeree esterne e delle stazioni elettriche", indirizzata a tutti gli operatori del settore elettrico, ha inteso affrontare i criteri generali per una corretta pianificazione delle infrastrutture elettriche e una migliore gestione della risorsa suolo. Per ridurre l'occupazione del suolo e l'impatto ambientale è possibile, mediante soluzioni di tipo diverso da quelle tradizionali, ridurre al minimo le dimensioni dell'elettrodotto. Ciò comporta, tra l'altro, pur non essendo l'unico intervento possibile in questa direzione, la riduzione del campo magnetico prodotto dalla linea stessa a parità di altre condizioni.

Da oltre vent'anni si sono iniziati e sviluppati studi e ricerche per la realizzazione di quelle che comunemente vengono dette linee aeree compatte, ad indicare linee nelle quali le distanze tra i componenti

a tensione diversa, con interventi di vario tipo, sono ridotte al minimo rispetto a quelle in linee convenzionali; tramite questi interventi si ottengono i seguenti vantaggi:

- riduzione dell'ingombro generale dei tralicci;
- riduzione dell'ingombro mediante minimizzazione della distanza tra conduttori e traliccio e tra conduttori di fase (che permette la riduzione dei momenti dei vettori delle fasi, con conseguente diminuzione dell'induzione elettromagnetica);
- aumento del franco, ovvero dell'altezza minima dal terreno raggiunta dai conduttori fra un traliccio e l'altro, con conseguente riduzione dell'intensità dei campi elettro-magnetici indotti al suolo grazie all'aumento della distanza.

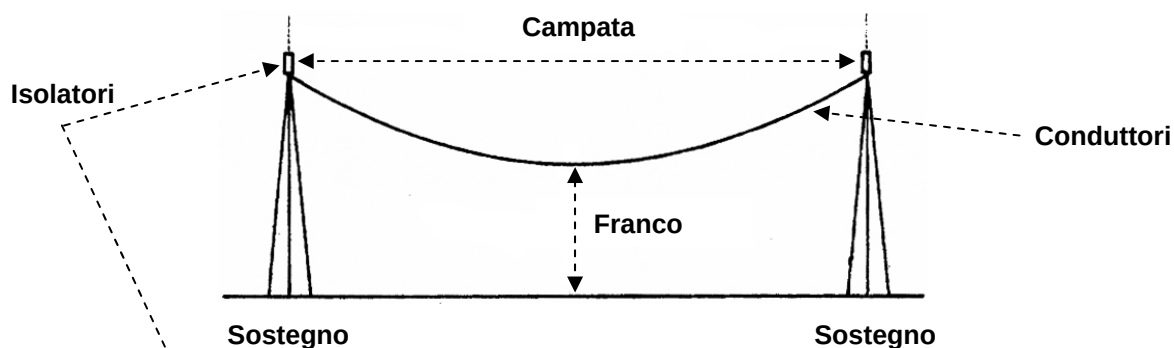


Figura 2.1 – Rappresentazione schematica di un elettrodotto aereo.



Figura 2.2 – Tipico sostegno a traliccio – singola terna (sinistra) esempio di sostegno tubolare monostelo – linea compatta (destra).

I collegamenti in **cavo interrato** per l'alta e l'altissima tensione vengono utilizzati soprattutto nell'attraversamento di agglomerati urbani e all'uscita di nuove centrali di produzione. Tra le diverse tipologie

di cavo attualmente disponibili sul mercato, da una decina di anni si vanno affermando i cavi estrusi isolati in polietilene reticolato (XLPE, cross-linked polyethylene). La soluzione di elettrodotto in cavo interrato, soprattutto per linee elettriche a 380 kV, ha trovato una sua specifica nicchia di impiego solo per attraversamenti di aree urbane o semiurbane, e comunque per brevi collegamenti alla rete di gruppi di generazione o per ingressi in stazioni elettriche localizzate in aree prossime ai centri di consumo (urbane e semi-urbane). In linea generale la posa dei cavi interrati e dei relativi accessori comporta le seguenti problematiche:

- Necessità di mantenere i valori di tensione entro i limiti di variazione previsti, compensando la notevole potenza reattiva capacitiva generata dai cavi, la cui capacità di servizio (anche se isolati in XLPE con bassa costante dielettrica relativa $\epsilon_r \approx 2,5$) è molto maggiore delle capacità delle corrispondenti linee aeree (orientativamente 10-15 volte maggiore). Quando la rete non è in grado di assorbire, nelle diverse condizioni di esercizio, l'eccedenza di reattivo fornita da uno o da un insieme di collegamenti in cavo è necessario procedere all'installazione di reattanze induttive di compensazione trasversale, che vengono installate in apposite aree all'interno delle stazioni elettriche.
- Realizzazione di idonei sistemi di transizione aereo/cavo che, per il livello di tensione 380 kV o per particolari soluzioni localizzative, necessitano di vere e proprie stazioni elettriche la cui realizzazione comporta ulteriore occupazione di suolo.
- Maggiori costi di installazione (in media da cinque a dieci volte superiori ad una linea aerea).
- Affidabilità inferiore rispetto agli elettrodotti aerei dal momento che è maggiore il numero dei componenti (giunti, reattanze, stazioni di transizione con il relativo macchinario, sistemi di controllo e protezione appositamente dedicati). Maggiore è la lunghezza dei tratti in cavo maggiore sarà il numero dei componenti.
- Lunghi tempi di riparazione in caso di guasto e discapito della sicurezza generale del sistema elettrico nazionale e della qualità del servizio di fornitura.
- Limitazioni d'uso del suolo che, per i fondi asserviti al passaggio delle linee elettriche in cavo interrato, comportano, oltre all'inedificabilità, il divieto di condurre pratiche agricole atte a mettere in pericolo il corretto funzionamento dell'impianto (arature profonde, sbancamenti, sistemi di irrigazioni sotterranee e canalizzazioni).

Quando la rete di trasmissione attraversa bracci di mare (ad esempio per alimentare le isole) o bacini lacustri bisogna ricorrere a **cavi sottomarini**, che possono essere o in corrente alternata per lunghezze limitate (con isolamento in carta impregnata di Olio fluido o in XLPE in funzione del livello di tensione) o in corrente continua (con isolamento in carta impregnata). Rispetto a quelli terrestri i cavi sottomarini prevedono strati di protezione supplementari per la tenuta alla corrosione e per la resistenza meccanica derivante dal diverso ambiente di posa. I cavi sono inoltre protetti da danni derivanti da ancoraggi e attività di pesca mediante insabbiamento o protezioni aggiuntive (conchiglie di ghisa, materrasini di cemento, ecc.) sino a profondità di alcune centinaia di metri.

Una **stazione** elettrica consiste in un impianto finalizzato a ripartire l'energia elettrica tra le linee di una rete, a trasformare l'energia elettrica dalla tensione della rete di trasmissione a quella di distribuzione in alta tensione oppure a convertire la corrente da continua in alternata o viceversa, a trasferire l'energia tra reti a tensioni diverse.

Gli interventi relativi alle stazioni possono consistere in:

- *realizzazione* di nuove stazioni, interessando una nuova area di terreno;
- *potenziamento* di impianti esistenti, mediante l'incremento della potenza di trasformazione (installazione di ulteriori trasformatori o sostituzione dei trasformatori esistenti con macchine di taglia maggiore) o la realizzazione di ulteriori stalli⁴ o di intere sezioni per la connessione di nuovi elettrodotti (dell'RTN, di altri gestori o di operatori privati) o di nuove utenze; questi interventi riguardano l'area già occupata dalla stazione o ne prevedono un ridotto ampliamento.
- *demolizione* di stazioni esistenti, con conseguente restituzione del suolo occupato, finalizzata all'eliminazione di elementi di rete non più rispondenti a effettive esigenze elettriche.

Le stazioni possono essere di due tipologie principali: stazioni isolate in aria e stazioni isolate in gas SF₆ (comunemente chiamate "blindate" perché consentono di ridurre le apparecchiature AT sotto forma di quadri elettrici⁵). La scelta tra le due tipologie è sostanzialmente dettata da considerazioni tecniche, ambientali ed economiche, che non presentano un confine netto fra loro, ma possono influenzarsi ed integrarsi a vicenda.

Si ricorda che il gas SF₆ è un gas a effetto serra ed è per questo motivo che le apparecchiature sono realizzate per mantenere il più alto grado di tenuta possibile. Il proposito è di mantenere le perdite al di sotto dell'1% annuo del gas complessivamente presente negli apparati di stazione.

Da un punto di vista dell'esercizio la soluzione blindata è giustificabile in ambienti con presenza di forte inquinamento atmosferico sia naturale che artificiale, in zone altamente urbanizzate, o di alte concentrazioni saline nell'atmosfera, nelle zone costiere; la soluzione in blindato presenta una accessibilità dei componenti minore e le riparazioni richiedono tempi di indisponibilità maggiori (da cui la necessità di prevedere opportuni prefabbricati) e l'utilizzo di tecnici specialisti addestrati all'utilizzo ed alla manipolazione in sicurezza del gas. Rispetto alla soluzione in aria, nelle stazioni con apparecchiature isolate in gas SF₆ sono necessari inoltre sistemi di monitoraggio aggiuntivi.

⁴ *Insieme di impianti di potenza e di impianti accessori asserviti a una linea elettrica o a un trasformatore che collegano tali elementi della rete con le sbarre di una stazione elettrica.*

⁵ *L'apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico è oggetto di apposita normativa CEI ed internazionale :*

- CEI 17-15 (CEI EN60517)
- CEI 10-7 (1997- 09) Esafluoruro di zolfo nuovo

Guide:

- CEI 17-72 (2000-01) *Apparecchiature ad alta tensione "Utilizzazione e manipolazione del gas esafluoruro di zolfo (SF₆) nelle apparecchiature ad alta tensione, (IEC 61634).*
- CEI 17-73 (2000-01) *Guida al riciclaggio dell'esafuoruro di zolfo (SF₆) "Riutilizzo del gas SF₆ nell'apparecchiature elettriche suo smaltimento, (CIGRE' TB n°117 1997)".*

Da un punto di vista ambientale il vantaggio della soluzione blindata è rappresentato dalla ridotta occupazione di suolo (inferiore a quella richiesta dalle stazioni convenzionali, mediamente del 40% rispetto alla soluzione in aria) per via delle caratteristiche dielettriche del gas SF₆ di gran lunga superiori a quelle dell'aria; d'altra parte un edificio per stazione blindata 380 kV può avere un'altezza significativamente superiore a quella di una stazione isolata in aria.

L'approccio alla valutazione per l'installazione di stazioni con isolamento in aria oppure in gas considera un'attenta computazione dei costi globali: costi di installazione (superiori per la soluzione blindata), costi di esercizio (i tempi di ripresa del servizio in caso di guasto interno all'apparecchiatura blindata sono notevolmente superiori rispetto a quelli delle apparecchiature tradizionali in aria) e manutenzione (funzione del tipo di installazione, inoltre le parti di ricambio hanno una bassa intercambiabilità tra i diversi costruttori) ed infine il costo di gestione apparecchiature a fine vita utile (i costi di gestione e smaltimento di una apparecchiatura blindata, a fine vita, sono superiori a quelle di una stazione con isolamento in aria di pari schema d'impianti).



Figura 2.3 – Stazione isolata in aria (sinistra) e stazione blindata (esterno e interno).

Il PdS può comprendere, oltre a interventi che riguardano singoli elettrodotti o singole stazioni, anche interventi di razionalizzazione e riqualificazione elettrica su **porzioni di rete**.

Gli interventi di *razionalizzazione* consentono l'ottimizzazione di porzioni della rete prevedendo la demolizione di alcuni elementi, a seguito della realizzazione o rinnovo di stazioni e/o elettrodotti, a favore di nuove e più efficienti opere, con rimozione di impianti esistenti e conseguente restituzione di territorio precedentemente occupato.

Ferma restando l'esigenza di garantire sempre il rispetto delle disposizioni legislative ad oggi vigenti ed applicabili, alcuni degli interventi di sviluppo precedentemente descritti possono, ove opportuno, essere integrati da misure per la riqualificazione elettrica, che comportano una riduzione dell'esposizione ai campi elettro-magnetici della popolazione (ricettore) o un miglioramento paesaggistico-ambientale. Tali misure possono riguardare ad esempio:

- innalzamento dei sostegni (aumentando le distanze dal ricettore),
- modifica assetto dei conduttori o trasposizione delle fasi degli stessi,
- spostamento del tracciato e smantellamento del tratto di linea prossima ai ricettori,

- ricostruzione in cavo per un tratto limitato ai ricettori esposti, per i casi di alta tensione,
- adeguamento degli impianti esistenti per migliorarne l'inserimento ambientale (pali compatti, spirali per l'avifauna, ...).

Tabella 2.1 – Tipologie di interventi del Piano di Sviluppo.

Elemento della rete	Azione	Descrizione
Elettrodotto 	Realizzazione	Riguarda nuovi territori generalmente in ambito extra-urbano (salvo i casi di collegamento a stazioni all'interno di aree urbane)
	Potenziamento	Finalizzato a consentire un maggior flusso di corrente; comporta la sostituzione dei conduttori e talvolta dei sostegni esistenti.
	Riclassamento	Finalizzato all'esercizio di un maggiore livello di tensione; generalmente comporta la ricostruzione dell'esistente.
	Demolizione	Finalizzato alla dismissioni di elementi della RTN non più rispondenti ad effettive esigenze elettriche
Stazione 	Realizzazione	Costruzione di nuove stazioni.
	Potenziamento	Comporta l'incremento della potenza di trasformazione (installazione o sostituzione dei trasformatori) o la realizzazione di stalli o di sezioni per la connessione di nuovi elettrodotti.
	Demolizione	Finalizzato alla dismissioni di elementi della RTN non più rispondenti ad effettive esigenze elettriche
Porzioni di rete 	Razionalizzazione e Riqualificazione elettrica	La razionalizzazione di una porzione di rete comporta un insieme di interventi su elettrodotti e stazioni che vengono pianificati in modo contestuale e organico per favorire opere più efficienti, contenere e a volte ridurre l'impatto sul territorio. La riqualificazione mira alla riduzione dell'esposizione ai campi elettro-magnetici della popolazione o ad un miglioramento paesaggistico-ambientale.

Si segnala infine che il PdS contiene in genere un ampio insieme di interventi di altro tipo, ai quali non sono associati effetti ambientali significativi, e dei quali pertanto il Rapporto Ambientale si limiterà a dichiarare la non rilevanza ai fini della VAS. Fanno parte di questo insieme, ad esempio, interventi da realizzarsi in stazioni esistenti, non soggette ad ampliamento (realizzazione di un sistema a doppia sbarra,

installazione di un banco di condensatori, inserimento di un nuovo trasformatore, realizzazione di un nuovo stallo, inserimento/sostituzione di componenti per l'adeguamento delle correnti di corto circuito, ecc.). È evidente che elementi specifici, quali il contesto, la localizzazione, la relazione con altre opere, possono far sì che un intervento che a priori non dovrebbe presentare effetti ambientali acquisisca una valenza ambientale diretta o indiretta. In tal caso, qualora ciò venga motivatamente richiesto in sede di consultazione, l'intervento dovrà essere considerato nel Rapporto Ambientale.

2.2 Potenziali effetti sull'ambiente e possibili misure di mitigazione

L'allegato I della Parte II del D.Lgs. 152/06 (conforme all'allegato I della Direttiva VAS) elenca gli aspetti da considerare nella valutazione dei possibili effetti indotti dal piano o programma sull'ambiente: biodiversità, popolazione, salute umana, flora e fauna, suolo, acqua, aria, fattori climatici, beni materiali, patrimonio culturale, architettonico e archeologico, paesaggio; l'interrelazione tra questi aspetti è considerata un ulteriore fattore da esaminare.

Nell'allegato II della Parte II del D.Lgs. 152/06 (anch'esso conforme all'allegato II della Direttiva VAS) si stabilisce inoltre che per la determinazione dei possibili effetti significativi devono essere considerati i seguenti elementi: probabilità, durata, frequenza e reversibilità degli effetti; carattere cumulativo degli effetti; rischi per la salute umana o per l'ambiente; entità e estensione nello spazio degli effetti; valore e vulnerabilità dell'area che potrebbe essere interessata; effetti su aree o paesaggi riconosciuti come protetti a livello nazionale, comunitario o internazionale.

La selezione delle componenti ambientali da considerare nel processo di VAS è strettamente legata alla tipologia di piano. Tale considerazione è particolarmente valida per i piani di settore ove i campi d'azione sono specifici e quindi anche i possibili bersagli ambientali sono in genere facilmente individuabili.

Per stabilire quali componenti ambientali considerare nel caso del PdS, si è proceduto ad una prima analisi delle possibili interazioni con gli aspetti ambientali citati dalla Direttiva VAS e ripresi dalla normativa di attuazione, distinguendo il caso di interventi realizzati in ambito urbano e di interventi in ambito extra-urbano, senza attribuire un giudizio di valore all'impatto, il che richiederebbe evidentemente l'esame dello specifico contesto in cui l'intervento si inserisce e la conoscenza della sensibilità locale delle varie componenti. Gli effetti discussi sono quindi teorici e presuppongono che per la definizione degli interventi siano adottati buoni criteri di progettazione.

- **Biodiversità.** Eventuali effetti si possono verificare in ambito extra-urbano qualora, in fase di cantiere, sia necessaria una alterazione temporanea di habitat o la frammentazione di ecosistemi, i cui equilibri possono risultare modificati. In fase di esercizio, gli elettrodotti possono rappresentare elementi di disturbo per l'avifauna; d'altra parte non è da escludere che elementi artificiali, introducendo una diversificazione del territorio, finiscano per integrarsi con esso, come nel caso di alcune specie avifaunistiche che utilizzano i tralicci degli elettrodotti per costruire il proprio nido.

- *Popolazione e salute umana.* Queste componenti sono sensibili alle azioni di Piano in particolare a causa dell'esposizione ai campi elettrici e magnetici e al rumore.

La presenza di un elettrodotto aereo genera un campo elettro-magnetico che viene percepito come un fattore di preoccupazione derivante da un ipotetico rischio per la salute (tra i vari aspetti sanitari esaminati, l'OMS colloca i campi elettro-magnetici nella categoria degli agenti 2B - a pericolosità non accertata -, non escludendone una correlazione come agente nella leucemia infantile), sia in ambito urbano, che in ambito extra-urbano, laddove l'elettrodotto si trovi in presenza di scuole, luoghi di lavoro, parchi o altri ambienti in cui si possa verificare la permanenza della popolazione. Gli effetti a lungo termine dei campi elettro-magnetici a bassa frequenza sulla salute umana sono stati ampiamente studiati, sebbene abbiano portato a risultati talora contraddittori.

Adottando elettrodotti in cavo, il campo magnetico sull'asse del cavo può essere più elevato in corrispondenza dell'asse linea rispetto a quanto accade nel caso degli elettrodotti aerei. La minore distanza tra i conduttori di fase determina però la sua diminuzione già a distanze molto contenute (dell'ordine di qualche metro) dall'asse linea. Per questo motivo, sebbene a scopo precauzionale gli ambiti urbani continui siano tendenzialmente esclusi dalla realizzazione di nuove linee aeree, quando è necessario attraversarli è preferibile ricorrere a soluzioni in cavo, opportunamente segnalati. A tutela della popolazione, la normativa italiana fissa limiti di esposizione da rispettare nella realizzazione di nuovi impianti e individua l'obbligo di definire adeguate fasce di rispetto.

Il rumore, invece, è associato soprattutto alla fase di cantiere. Per le stazioni che contengono trasformatori, l'effetto del rumore può essere significativo anche in fase di esercizio, mentre è in genere trascurabile il rumore legato al normale esercizio di un elettrodotto.

- *Flora e fauna.* L'interazione in ambito urbano è prevedibile qualora l'intervento, o parte di esso, sia realizzato in corrispondenza di aree verdi presenti all'interno del tessuto urbano. Effetti più significativi si possono prevedere in ambito extra-urbano, ove è possibile che gli interventi interessino anche parchi, aree protette, riserve. Nel Rapporto Ambientale flora e fauna verranno considerate congiuntamente alla componente biodiversità.
- *Suolo.* Le possibili interazioni tra le azioni del piano e questa componente riguardano sia gli aspetti fisici del suolo (in termini di caratteristiche geolitologiche, di permeabilità e di rischio idrogeologico) sia gli usi su di esso praticati (aree vincolate, uso agricolo, edificatorio, etc.).
- *Acqua.* Le possibili interazioni tra le azioni di piano e questa componente sono limitate a quei casi in cui la linea elettrica è prevista in cavo interrato e vi sia l'interferenza con un corso d'acqua di dimensioni di una certa rilevanza. Come anticipato, gli aspetti idraulici vengono esaminati nell'ambito dell'analisi della componente suolo.
- *Aria e Fattori climatici.* I potenziali effetti degli interventi su queste componenti sono meno evidenti che nei casi precedenti. Si può immaginare tuttavia che una riduzione delle perdite di trasmissione (ad es. mediante interventi di ottimizzazione e razionalizzazione della rete) possa risultare non solo in benefici

tecniche ed economici ma anche in benefici ambientali, grazie al risparmio di combustibile fossile e quindi in mancate emissioni di inquinanti e di gas climalteranti in atmosfera.

- *Patrimonio culturale, architettonico e archeologico.* Il passaggio di un elettrodotto aereo o la realizzazione di una stazione elettrica in prossimità di elementi che fanno parte del patrimonio culturale, architettonico e archeologico comportano un potenziale effetto negativo rispetto alla percezione di tali elementi. Si fa salva l'ipotesi che siano da evitare interferenze dirette con i beni. La realizzazione di un elettrodotto interrato potrebbe avere un impatto negativo in presenza di beni archeologici non documentati.
- *Beni materiali.* Questa componente verrà considerata come parte integrante della componente patrimonio culturale, architettonico e archeologico.
- *Paesaggio.* La presenza di una nuova infrastruttura ha in genere un effetto negativo sul paesaggio. In ambito urbano, dove comunque non dovrebbero essere realizzati nuovi elettrodotti aerei, l'effetto negativo è determinato dalla possibile introduzione di un elemento dissonante. In ambito extra-urbano, in particolare in zone di pregio, non solo si ha il disagio legato all'inserimento dell'opera rispetto al contesto, ma si deve anche considerare l'intrusione visiva e l'occlusione che conduttori e tralicci esercitano rispetto alla fruizione del paesaggio. Nella valutazione degli effetti sul paesaggio saranno da considerare i bacini visivi, i punti di vista notevoli, il numero di fruitori e le analisi compiute a scala locale da specialisti, nonché la riduzione dell'impatto associata all'impiego di misure di mitigazione visiva.

Alla luce di questa analisi si è stabilito di considerare le seguenti componenti:

- aspetti relativi alla qualità ambientale del territorio: **paesaggio; suolo; vegetazione, flora, fauna e biodiversità; patrimonio culturale, architettonico e archeologico;**
- fattori che possono avere effetti sulla popolazione e sulla salute umana: **campi elettro-magnetici; rumore; inquinamento atmosferico;**
- contributi al cambiamento climatico a livello globale: **emissioni di gas climalteranti.**

L'elenco dei riferimenti normativi (leggi, piani, programmi, politiche) da considerare per ciascuna delle componenti ambientali di interesse è presentato nel paragrafo 2.3, mentre il quadro dei potenziali effetti è sintetizzato in Tabella 2.2, nella quale:

- per ogni componente ambientale, sono presi in esame gli interventi che è prevedibile possano avere un effetto (positivo o negativo) su quella componente; l'elemento della rete di trasmissione interessato dall'intervento è indicato con una "X" (E, Elettrodotto; S, Stazione);
- i potenziali effetti sono descritti in termini qualitativi: i simboli ▼ e △ indicano rispettivamente impatti negativi o positivi;
- nell'ultima colonna sono indicate possibili azioni di mitigazione nei confronti di alcuni effetti negativi.

In fase di monitoraggio occorrerà verificare eventuali scostamenti dal quadro dei potenziali effetti così delineato.

Tabella 2.2 – Potenziali effetti e possibili azioni di mitigazione degli interventi di sviluppo.

Componente ambientale	Tipologia di intervento ⁶		Potenziali effetti	Possibili mitigazioni
	E	S		
PAESAGGIO E BENI CULTURALI	X		▼ elemento dissonante, intrusione visiva e occlusione rispetto alla fruizione del bene	Individuazione di tracciati in aree con buona compatibilità paesistica; soluzione in cavo ove tecnicamente possibile, ambientalmente compatibile e se i benefici apportati equiparano i costi investiti.
		X	▼ come elettrodotto, ma impatto localizzato	Quinte arboree o morfologiche. Integrazione nel contesto architettonico e paesaggistico.
	X		▼ maggiore ingombro △ utilizzo di corridoi energetici già esistenti △ mancata occupazione per nuove infrastrutture	-
	X	X	Demolizione △ eliminazione interferenza visiva	-
SUOLO		X	▼ consumo netto di suolo, localizzato	Realizzazione in soluzione blindata verificandone la fattibilità tecnico-economica.
	X		▼ (elettrodotto) consumo netto di suolo per sostegni	Riduzione numero sostegni mediante loro innalzamento e relativo aumento campate.
	X		▼ (cavo interrato) consumo netto di suolo per limitazioni d'uso	Sfruttamento dei tracciati già usati per altri sottoservizi. Soluzione che segua la viabilità stradale preesistente, se di adeguate dimensioni. Adozione linee aeree se possibile.
	X		▼ maggiore ingombro, per strutture e fasce di asservimento △ mancata occupazione per nuove infrastrutture	-
	X	X	Demolizione △ possibile restituzione di territorio: necessario recupero aree	-
VEGETAZIONE, FLORA, FAUNA, BIODIVERSITÀ	X	X	▼ (cantiere) interferenza con ecosistema	-
	X		▼ frammentazione habitat, dovuto a fasce di asservimento (se attraversa aree boscate) △ opportunità di sfruttare l'area occupata dall'elettrodotto come fascia frangifuoco in aree boschive	-
	X		▼ mortalità dell'avifauna per collisione	Adozione di dispositivi segnalatori o dissuasori, per ridurre rischio di collisione.

⁶ Gli effetti relativi alla tipologia di intervento 'Potenziamento', a seconda dei casi, possono essere assimilati a quelli di una nuova realizzazione o di un riclassamento.

Componente ambientale	Tipologia di intervento ⁶			Potenziali effetti	Possibili mitigazioni
	E	S			
					Individuazione di tracciati che non interferiscano con traiettorie di volo, ad es. paralleli a valli o fiumi.
		X		▼ discontinuità territoriale per ingombro e per necessità di strade di accesso	
	X			△ possibilità di sviluppo di piccole aree di biodiversità (in aree monoculturali) △ possibilità di sviluppo di corridoi ecologici, lungo fasce di asservimento △ tutela del territorio da urbanizzazione diffusa	-
	X	X	Demolizione	△ calo pressione antropica, che potrebbe consentire la ricolonizzazione degli habitat	-
CAMPI ELETTRO-MAGNETICI	X		Realizzazione	▼ percezione rischio sulla salute, dovuto ad emissioni CEM nel rispetto della normativa vigente △ complessiva riduzione dei transiti di energia nell'area d'influenza dell'intervento a causa dell'aumento delle vie disponibili di trasmissione ▼ △ (cavo interrato) l'intensità massima del campo è maggiore, ma si attenua più rapidamente nello spazio	Individuazione di tracciati lontani da potenziali recettori. Geometria della linea e disposizione delle fasi. Tecniche ingegneristiche (ad es. linee compatte, circuiti di compensazione, schermatura con lastre ferromagnetiche per cavo interrato).
		X		▼ come per elettrodotti, ma limitata all'area di stazione △ complessiva riduzione dei transiti di energia nell'area d'influenza dell'intervento a causa dell'aumento delle vie disponibili di trasmissione	Ottimizzazione disposizione dei macchinari, installazione schermo per tensioni inferiori.
	X		Riclassamento	▼ incremento del campo elettromagnetico per la linea △ riduzione del campo magnetico nell'area di influenza dell'intervento	Individuazione di tracciati lontani da potenziali recettori. Geometria della linea e disposizione delle fasi.
		X	Riclassamento	▼ incremento del campo elettromagnetico per la linea △ riduzione del campo magnetico nell'area di influenza dell'intervento	Ottimizzazione disposizione dei macchinari, installazione schermo per tensioni inferiori.
	X	X	Demolizione	△ eliminazione del campo	-
RUMORE	X	X		▼ (in fase di cantiere) produzione di rumore con possibili effetti sulla salute	-
	X		Realizzazione	▼ rumore per effetto corona (ionizzazione dell'aria, in presenza di umidità)	Adozione soluzioni tecniche per ridurre rumore da effetto corona, in prossimità di luoghi frequentati.
		X		▼ l'intensità di rumore (fase di esercizio) dipende dalla presenza e dal tipo di trasformatori sempre nei limiti previsti dalla normativa	Utilizzo di schermatura fonoisolante delle apparecchiature in contesti urbanizzati.
	X	X	Demolizione	△ eliminazione del rumore	-
EMI SSI ONI IN ATM OSF ERA		X	Realizzazione	▼ (soluzione blindata), possibili rischi di emissioni di gas climalteranti (SF6)	Programmi di monitoraggio e recupero del gas.

Componente ambientale	Tipologia di intervento ⁶		Potenziali effetti	Possibili mitigazioni
	E	S		
	X	X	Razionalizzazione △ riduzione delle emissioni grazie al risparmio di combustibile fossile, per effetto della riduzione delle perdite di trasporto	-

L'insieme degli aspetti ambientali presi in considerazione è completo rispetto ai potenziali effetti degli interventi del PdS?

Per ciascuno di questi aspetti, ci sono altri potenziali effetti degli interventi che andrebbero presi in considerazione?

2.3 Piani, programmi e politiche ambientali di riferimento

La Tabella 2.3 riporta i principali riferimenti di livello internazionale e nazionale che possono essere considerati per la valutazione ambientale del PdS. Per i processi di localizzazione a scala regionale, tali riferimenti verranno integrati con quelli specifici delle Regioni e degli altri enti coinvolti.

Tabella 2.3– Politiche, piani e programmi di riferimento a livello internazionale e nazionale

Tema	Livello internazionale	Livello nazionale
Sviluppo sostenibile	▪ Dichiarazione di Johannesburg sullo sviluppo sostenibile (2002) ▪ Strategia comunitaria per lo sviluppo sostenibile - Göteborg (2001), Revisione (2005) ▪ Strategia di Lisbona (2000) ▪ Revisione della strategia di Lisbona (2005) ▪ Sesto Programma d'azione ambientale comunitario (2002) ▪ Strategie tematiche (Ambiente Urbano, Suolo, Pesticidi, Inquinamento atmosferico, Rifiuti, Risorse Naturali) ▪ Convenzione per la protezione delle Alpi (1991)	▪ Strategia d'azione ambientale per lo sviluppo sostenibile in Italia (2002)
Partecipazione	▪ Convenzione di Århus (2001) ▪ Direttiva 2003/4/CE sull'accesso del pubblico all'informazione ambientale ▪ Direttiva 2003/35/CE sulla partecipazione del pubblico nell'elaborazione di taluni piani e programmi in materia ambientale	▪ Attuazione della direttiva 2003/4/CE sull'accesso del pubblico all'informazione ambientale (D.Lgs. 195/2005)
Paesaggio	▪ Convenzione europea sul Paesaggio (2000)	▪ Codice dei beni culturali e del paesaggio (D.Lgs. 42/2004) ▪ Individuazione della documentazione necessaria alla verifica della compatibilità paesaggistica degli interventi proposti, ai sensi dell'articolo 146, comma 3, del Codice dei beni culturali e del paesaggio (DPCM 12/12/2005) ▪ Strategia d'azione ambientale per lo sviluppo sostenibile in Italia (2002)

Tema	Livello internazionale	Livello nazionale
Suolo	▪ Schema di Sviluppo dello Spazio Europeo – SSSE (1999) ▪ Strategia tematica Suolo COM(2006) 231 ▪ Proposta di Direttiva quadro per la protezione del suolo COM(2006) 232 ▪ Direttiva quadro sulle acque 2000/60/CE	
Territorio	▪ Schema di Sviluppo dello Spazio Europeo (1999)	▪ Norme per il riassetto organizzativo e funzionale della difesa del suolo (L. 183/89) ▪ Decreto di riordino delle norme in materia ambientale (D. Lgs. 152/2006)
Vegetazione, flora, fauna e biodiversità	▪ Convenzione internazionale relativa alle Zone Umide di importanza internazionale, soprattutto come habitat degli uccelli acquatici - Ramsar (1971) ▪ Convenzione sulla tutela del patrimonio mondiale, culturale e naturale (Parigi, 16 novembre 1972) ▪ Convenzione di Barcellona per la protezione dell'ambiente marino (1976) ▪ Convenzione di Berna relativa alla conservazione della vita selvatica e dell'ambiente naturale in Europa (1979) ▪ Raccomandazione 110 della Convenzione di Berna relativa alle minimizzazione degli impatti negativi delle linee di trasmissione elettrica sull'avifauna (2004) ▪ Convenzione di Bonn relativa alla conservazione della specie migratrici appartenenti alla fauna selvatica (1979) ▪ Nazioni Unite - Convenzione sulla biodiversità, Rio de Janeiro 1992 ▪ Conferenza Ministeriale per la protezione delle foreste in Europa - Helsinki (1993) ▪ Strategia Paneuropea per la diversità ecologica e paesaggistica, Sofia, 1995 ▪ Direttiva UE sulla conservazione degli uccelli selvatici – Direttiva Uccelli 79/409/EEC ▪ Direttiva UE sulla conservazione degli Habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche – Direttiva Habitat 92/43/EC ▪ Strategia comunitaria per la diversità biologica - COM (1998) 42 ▪ Piano d'azione comunitario per la Biodiversità COM (2001) 162 ▪ Comunicazione della Commissione: Arrestare la perdita di biodiversità entro il 2010 e oltre - COM (2006) 216 ▪ Elenco dei SIC europei (Decisione 2006/613/EC)	▪ Legge quadro sulle aree protette (L.394/91) ▪ Regolamento recante attuazione della Direttiva Habitat 92/43/CEE (DPR 8 settembre 1997, n. 357 e successive modificazioni e integrazioni) ▪ Linee guida per la gestione dei siti Natura 2000 (Decreto Ministro dell'Ambiente e del Territorio del 3/9/2002) ▪ Elenco dei SIC per la regione biogeografica alpina in Italia (DM 25/03/2004) ▪ Elenco dei SIC per la regione biogeografica continentale in Italia (DM 25/03/2005) ▪ Elenco delle ZPS in Italia (DM 25/03/2005) ▪ Decreto del Ministero Ambiente del 17 ottobre 2007 recante i criteri minimi uniformi per la definizione delle misure di conservazione nelle ZPS (GU 6/11/2007 n. 258)
Patrimonio architettonico e monumentale	▪ Convenzione europea della Cultura (Parigi, 1954) ▪ Convenzione europea del patrimonio archeologico, firmata a (Londra, 1969) ▪ Convenzione sulla tutela del patrimonio mondiale, culturale e naturale (Parigi, 1972) ▪ Convenzione per la salvaguardia del patrimonio architettonico d'Europa (Granada, 1985) ▪ Schema di Sviluppo dello Spazio Europeo (1999)	▪ Codice dei beni culturali e del paesaggio (D. Lgs. 42/2004)

Tema	Livello internazionale	Livello nazionale
Campi elettromagnetici	▪ Raccomandazione del Consiglio del 12 luglio 1999 sui limiti d'esposizione del pubblico ai campi elettro-magnetici (99/519/EEC) ▪ Direttiva 2004/40/CE sulle prescrizioni minime di sicurezza e di salute relative all'esposizione dei lavoratori ai rischi derivanti dagli agenti fisici (campi elettromagnetici) in GUCE 24/05/2004 n. 184	▪ Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettro-magnetici (L. 36/2001) ▪ DPCM 8 luglio 2003 Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti
Rumore	▪ Libro verde sul rumore - COM/96/0540 ▪ Direttiva UE sulla valutazione e gestione del rumore ambientale - 2002/49/CE ▪ Direttiva UE sul ravvicinamento delle legislazioni degli Stati membri concernenti l'emissione acustica ambientale delle macchine ed attrezzature destinate a funzionare all'aperto - 2001/14/CE	▪ Legge quadro sull'inquinamento acustico, L. 447/95 ▪ Decreto Legislativo 19 agosto 2005, n. 194 "Attuazione della direttiva 2002/49/CE relativa alla determinazione e alla gestione del rumore ambientale"
Fattori climatici	▪ Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sul Cambiamento climatico (1994) ▪ Protocollo di Kyoto (1997) ▪ Sesto programma d'azione ambientale comunitario (2002) ▪ Programma europeo sul cambiamento climatico (2000 e 2005) ▪ Strategia comunitaria sul cambiamento climatico - COM(2005) 35	▪ Ratifica Protocollo di Kyoto (L. 120/2002) ▪ Revisione delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra (Piano di Azione Nazionale per la riduzione dei livelli di emissione dei gas serra, (Deliberazione CIPE n. 123/2002)
Energia	▪ Libro verde Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura (2006) ▪ Libro verde sull'efficienza energetica (2005)	

È opportuno considerare anche altri riferimenti a livello nazionale e internazionale?

Quali riferimenti di livello regionale dovranno essere considerati?

3 CRITERI PER L'INTEGRAZIONE DELL'AMBIENTE

3.1 Integrazione dell'ambiente negli obiettivi del Piano di Sviluppo

Questo paragrafo si propone di formalizzare il sistema di obiettivi che deve guidare l'elaborazione del Piano di Sviluppo, comprensivo del Rapporto Ambientale. Le fonti principali del sistema sono due: gli obiettivi di Terna (capitolo 1.2) e la conoscenza delle componenti su cui gli interventi di PdS possono avere un impatto (capitolo 2.2). In quest'ottica è stata effettuata dal Tavolo VAS nazionale una rilettura degli obiettivi tradizionalmente adottati nel PdS, finalizzata a meglio articolare gli aspetti di natura ambientale, territoriale e sociale. La Tabella 3.1 mostra la corrispondenza tra obiettivi di Terna e obiettivi del PdS.

In questa sede gli obiettivi ambientali, territoriali e sociali vengono formulati in modo generico, ma dovranno in futuro essere resi più specifici rispetto alle diverse componenti ambientali, possibilmente tramite individuazione di target, e più contestualizzati territorialmente, alla luce di una più approfondita analisi del contesto ambientale e delle politiche a livello internazionale, nazionale e regionale.

Le priorità e i pesi da attribuire ai diversi obiettivi, in relazione alle specificità dei contesti socio-economici e ambientali delle aree interessate, saranno concordati nel corso del processo di pianificazione integrata, tenendo conto delle indicazioni fornite a livello comunitario e nazionale così come delle specificità dei territori coinvolti.

I cinque obiettivi **tecnici ed economici** segnati con un asterisco (*) in Tabella 3.1 derivano direttamente dalle criticità elettriche che devono essere superate e rappresentano quindi le motivazioni che stanno all'origine delle esigenze, mentre gli altri obiettivi devono essere perseguiti per soddisfare le esigenze in modo sostenibile.

Alla luce dell'analisi dei potenziali effetti delle varie tipologie di intervento, l'obiettivo relativo agli **aspetti sociali**, è stato articolato in tre obiettivi di PdS:

- il miglioramento della qualità del servizio, che rappresenta una delle possibili motivazioni delle esigenze;
- la tutela della salute della popolazione, in particolare in termini di esposizione ai campi elettromagnetici e all'inquinamento acustico;
- l'equità nella ripartizione spaziale della rete, attraverso la razionalizzazione, che oltre ad ottimizzare i flussi di corrente, ha come effetto l'alleggerimento delle infrastrutture elettriche.

Per gli **aspetti ambientali**, sono stati esplicitati cinque obiettivi del PdS, che prendono in considerazione rispettivamente: le componenti paesaggio e patrimonio culturale, architettonico e archeologico; la componente vegetazione, flora, fauna, biodiversità; la componente suolo, per quanto riguarda il rischio idrogeologico; la componente fattori climatici.

Si è ritenuto opportuno inoltre introdurre obiettivi legati agli **aspetti territoriali**, strettamente contigui con quelli ambientali e sociali, che tengano conto della pressione territoriale della rete e dell'interferenza con gli usi del suolo attuali e previsti.

Tabella 3.1 – Obiettivi del Piano di Sviluppo della RTN.

Aspetti	Obiettivi di Terna	Descrizione	Obiettivi del PdS
Tecnici	Sicurezza dell'approvvigionamento, per la copertura del fabbisogno nazionale	Favorire la produzione dei poli di generazione indispensabili alla copertura del fabbisogno nazionale con adeguati margini di riserva. Programmare e gestire in tempo reale il bilancio dei prelievi e delle emissioni sulla rete Rimuovere i vincoli alla produzione dei poli di generazione limitati.	(*) Sicurezza dell'approvvigionamento tramite soluzione delle criticità e superamento dei poli limitati di produzione
	Sicurezza della fornitura a livello d'area o locale	Garantire la connessione alla RTN di utenti e reti con obbligo di connessione Mantenere e migliorare le condizioni di sicurezza del trasporto sulla RTN per la continuità della fornitura di energia elettrica a imprese e famiglie.	(*) Sicurezza e continuità della fornitura e del servizio
	Potenziamento della capacità di interconnessione con l'estero ⁷	Sviluppare la rete di interconnessione per aumentare i livelli di scambio con l'estero, al fine di favorire la sicurezza e l'economicità dell'approvvigionamento di energia elettrica.	(*) Incremento della capacità di scambio tramite rafforzamento delle interconnessioni
			Fattibilità tecnica dell'intervento
Economici	Riduzione delle congestioni ed aumento della competitività dei mercati	Superare i vincoli e di rete che rischiano di condizionare il funzionamento del mercato elettrico. Aumentare l'efficienza del servizio di trasmissione attraverso l'utilizzo delle migliori tecnologie e la riduzione delle perdite di energia per trasporto sulla rete.	(*) Riduzione delle perdite e delle congestioni ai fini dell'efficienza del servizio Sostenibilità economica e finanziaria dello sviluppo della rete
Sociali	Miglioramento della qualità e continuità del servizio e rispetto norme sicurezza a tutela della popolazione	Migliorare la qualità del servizio mediante la realizzazione di impianti di rete funzionali a garantire la continuità dell'alimentazione elettrica dei sistemi di distribuzione e delle utenze. Razionalizzare ed ottimizzare gli impianti di rete consente il contenimento delle interferenze sulla popolazione.	(*) Miglioramento della qualità del servizio Tutela della salute Equilibrio della distribuzione spaziale della rete

⁷ Quest'obiettivo può essere inteso anche con una accezione economica.

Aspetti	Obiettivi di Terna	Descrizione	Obiettivi del PdS
Ambientali	Azioni volte alla tutela dell'ambiente	Minimizzare gli impatti ambientali e paesaggistici delle opere pianificate anche adottando le migliori tecnologie. Razionalizzare ed ottimizzare gli impianti di rete per un uso efficiente dell'energia elettrica e per il contenimento delle interferenze sull'ambiente naturale, il paesaggio e sistemi urbani, promuovendo la creazione di corridoi tecnologici.	Rispetto dei beni culturali e paesaggistici Minimizzazione dell'interferenza visiva con elementi di pregio culturale e paesaggistico Minimizzazione dell'interferenza con vegetazione, flora e fauna Minimizzazione dell'interferenza con aree a rischio idrogeologico Minimizzazione delle emissioni climalteranti
Territoriali			Minimizzazione della pressione territoriale Minimizzazione dell'interferenza con gli usi del suolo di pregio attuali e previsti

È opportuno considerare anche altri obiettivi sociali, ambientali o territoriali?

Come integrare e dettagliare gli obiettivi a livello regionale?

3.2 Variabili che definiscono lo scenario di riferimento

Lo scenario di riferimento a respiro decennale fornisce un quadro dell'evoluzione più probabile delle principali variabili esogene che possono incidere sulle scelte di piano, per le quali costituisce appunto il quadro di riferimento.

Nel caso del Piano di Sviluppo della RTN, ai fini della definizione dello scenario di riferimento, occorre caratterizzare:

- le previsioni di domanda, produzione e importazione di energia elettrica;
- le previsioni sull'assetto della rete elettrica, in base alle decisioni di pianificazione e programmazione prese in precedenza;
- le previsioni di evoluzione delle variabili territoriali e ambientali.

3.2.1 Previsioni di domanda, produzione e importazione di energia elettrica

Per definire i possibili scenari di sviluppo del sistema elettrico sull'orizzonte temporale considerato occorre in generale prendere in considerazione previsioni relative a:

- la domanda nazionale di energia e di potenza elettrica;
- la produzione nazionale di energia elettrica (capacità produttiva, localizzazione e tipologia di impianti);

- le interconnessioni per l'importazione di energia elettrica dall'estero.

Terna, in base a quanto previsto dall'attuale legislazione, elabora tali previsioni su tutto l'orizzonte decennale considerato dal PdS. Poiché le previsioni vengono aggiornate ogni anno nel periodo autunnale, inizialmente le analisi e le attività di pianificazione sono svolte sulla base degli scenari di riferimento riportati nel PdS dell'anno precedente. Una volta note le nuove previsioni, si verificano gli scostamenti fra i vecchi e i nuovi scenari di riferimento e si apportano le eventuali modifiche che si rendano necessarie.

Per quanto riguarda la domanda, le previsioni si basano su serie storiche del fabbisogno elettrico e delle punte stagionali e su alcune variabili macroeconomiche (PIL e valore aggiunto settoriale, intensità elettrica settoriale).

Per quanto riguarda la produzione, le previsioni si basano sulle autorizzazioni alla costruzione ed esercizio di nuovi impianti e sulle informazioni che riguardano gli impianti da fonti rinnovabili per i quali sono stati assunti dai proponenti impegni economici a copertura degli oneri di connessione alle reti di trasmissione e di distribuzione.

Per identificare gli scenari rilevanti per la pianificazione rete è necessario considerare anche la disponibilità di energia all'estero.

L'analisi tiene conto anche di eventuali azioni di tipo energetico-ambientale che possano influenzare in misura significativa il quadro previsto nell'orizzonte pluriennale considerato (quali ad esempio quelle contenute nei piani energetici).

La combinazione delle previsioni del fabbisogno di energia elettrica, delle ipotesi di sviluppo della capacità produttiva e della disponibilità di energia dall'estero porta all'individuazione di più scenari di riferimento per il contesto elettrico.

In questo ambito, è opportuna una riflessione sul rapporto tra politiche energetiche e sviluppo della rete.

I Piani Energetici Regionali (PER) e i Piani Energetico Ambientali Regionali (PEAR) rappresentano uno strumento conoscitivo per la programmazione della rete elettrica nazionale. Al fine di rendere sostenibili i piani di sviluppo della rete elettrica, è necessario un raccordo tra le scelte energetiche delle diverse Regioni e le scelte di sviluppo della rete. L'adeguamento della rete a quanto viene programmato dalle singole Regioni può infatti rendere necessarie soluzioni di sviluppo particolarmente impattanti da un punto di vista economico e ambientale, se mancano un coordinamento nazionale e una visione d'insieme delle variabili in gioco.

Uno strumento utile per favorire il coordinamento tra programmazione energetica e sviluppo della rete può essere rappresentato proprio dalla VAS, attraverso la consultazione. Si può in questo senso pensare a una interazione reciproca tra i soggetti responsabili nei due settori: i responsabili della programmazione energetica potranno essere consultati nella VAS dei piani di sviluppo della rete e viceversa i responsabili della rete potranno essere consultati nell'ambito della VAS dei piani energetici, avendo l'opportunità di segnalare i casi in cui la realizzazione di nuovi impianti di produzione possa creare esigenze di collegamento alla rete o di rinforzo della rete problematiche da un punto di vista elettrico e ambientale.

3.2.2 Previsioni sull'assetto della rete elettrica

Lo scenario di riferimento viene caratterizzato tramite il monitoraggio dell'attuazione dei piani precedentemente approvati, ovvero tenendo conto:

- dell'avanzamento dei processi di localizzazione condotti attraverso la concertazione regionale che riguardano esigenze approvate con PdS precedenti;
- dei tempi autorizzativi e dei tempi realizzativi stimati per gli interventi attualmente in fase di autorizzazione;
- dei tempi realizzativi stimati per gli interventi già autorizzati.

In particolare, per l'anno corrente si verificherà lo stato di avanzamento dell'attuazione del PdS2007 approvato l'11/4/2007.

Si noti fin da ora che, benché la valutazione dei singoli interventi si concentri sulle caratteristiche ambientali dei territori potenzialmente interessati dalle nuove esigenze di sviluppo e sugli esiti dei processi localizzativi concertati nel corso dell'anno corrente, la valutazione degli effetti cumulati dovrà tenere evidentemente conto anche delle caratteristiche ambientali degli interventi già autorizzati o attualmente in fase autorizzativa.

3.2.3 Previsioni di evoluzione delle variabili ambientali e territoriali

Le indicazioni di priorità tra obiettivi ed esigenze di salvaguardia ambientale proposte nell'ambito della VAS devono derivare da considerazioni relative all'evoluzione delle variabili ambientali e territoriali nell'area oggetto del PdS.

In questo senso, ai fini di individuare un efficace sistema di valutazione ambientale degli interventi, occorrerebbe analizzare lo stato del territorio e delle componenti ambientali pertinenti ai temi del piano, accompagnandolo con l'esame delle rispettive tendenze e prospettive d'evoluzione, anche ai sensi delle indicazioni fornite da politiche, piani e programmi vigenti. Per piani e programmi di valenza nazionale, come il PdS, sarebbe auspicabile disporre di dati omogenei, confrontabili su base regionale, in modo da poter adeguare e contestualizzare il sistema di valutazione rispetto alle caratteristiche specifiche di ciascuna Regione. Ad esempio, interazioni tra interventi di sviluppo della rete elettrica e aree agricole devono essere valutate in modo differente a seconda che gli ambiti territoriali coinvolti siano caratterizzati da economia agricola di sussistenza o da agricoltura intensiva.

Quali informazioni aggiuntive potrebbero arricchire la definizione dello scenario di riferimento?

Quali elementi possono contribuire a caratterizzare l'evoluzione delle variabili ambientali e territoriali? Rispetto alle ipotesi di scenario illustrate, è opportuno considerare altre azioni concrete di tipo energetico-ambientale previste ad esempio dai piani energetici regionali?

3.3 Modalità di individuazione di esigenze e macroalternative

Gli interventi di sviluppo della rete vengono inizialmente individuati come *esigenze* che rispondono ad uno o più degli obiettivi del PdS. Le esigenze in genere non sono localizzate sul territorio, cioè non ne è definito lo sviluppo territoriale se non in termini generali come ampie porzioni di rete (ad esempio, necessità di rinforzare una porzione di rete altrimenti congestionata). L'area di studio non è delimitata a priori, ma è generalmente molto ampia. Questa è quindi una prima fase in cui si può realizzare l'integrazione, richiesta dalla VAS, tra le esigenze tecnico-economiche della pianificazione elettrica e le problematiche ambientali e sociali.

Tradizionalmente il processo di individuazione delle esigenze elettriche nasce dall'analisi dello stato della RTN e del mercato elettrico, nonché degli scenari di sviluppo del sistema elettrico a livello nazionale e internazionale. A questo livello l'analisi si svolge essenzialmente dal punto di vista tecnico e prende in considerazione alcune variabili socio-economiche. Viene infatti analizzata la rete elettrica previsionale, evidenziando eventuali sezioni critiche (caratterizzate da congestioni, ridotta sicurezza, elevate perdite di rete) e aree caratterizzate da collegamenti che non permettono di soddisfare parte del fabbisogno nazionale. Altri importanti elementi analizzati sono i segnali provenienti dal mercato elettrico (sia Mercato del Giorno Prima che Mercato Servizio Dispacciamento).

I criteri che guidano l'analisi sono illustrati nel capitolo 2 del Codice di Rete, disponibile nel sito www.terna.it. Da questa analisi Terna delinea le esigenze d'intervento sulla rete, che vengono sottoposte anche a valutazioni di natura tecnica ed economica, al fine di esprimerne una valutazione di fattibilità. Se i riscontri sono positivi, le esigenze individuate vengono inserite nel PdS

Sin da questa fase occorre prendere in considerazione gli aspetti di natura sociale e ambientale, al fine di migliorare la sostenibilità delle soluzioni individuate. Si possono, ad esempio, utilizzare i seguenti principi di riferimento:

- privilegiare il riclassamento degli impianti esistenti, come risposta all'ottimizzazione della rete e aumento delle prestazioni;
- privilegiare la razionalizzazione degli impianti esistenti;
- favorire la diminuzione delle perdite di trasmissione, per garantire un uso efficiente delle risorse energetiche;
- rispettare la priorità nel dispacciamento di energia da fonti rinnovabili.

Nell'approccio derivante dall'applicazione della VAS, è opportuno che il percorso che porta all'individuazione di un'esigenza sia illustrato e motivato nel PdS. Occorre infatti condividere i criteri utilizzati limitando per quanto possibile l'insorgere di conflitti in una fase avanzata del processo decisionale, quando sarebbe più difficile modificare le scelte adottate.

Al fine di caratterizzare le esigenze e definirne la priorità in modo esplicito e facilmente comunicabile, si propone di utilizzare un sistema di indicatori. Esso potrà innanzitutto misurare quanto le esigenze perseguono gli obiettivi che tipicamente vengono presi in considerazione in questa fase (Tabella 3.2), ma potrà altresì includere indicatori che ne misurino le prestazioni ambientali, come ad esempio, per l'obiettivo "Minimizzazione delle emissioni climalteranti", gli indicatori "Riduzione dei vincoli alla produzione da fonti rinnovabili" e "Riduzione delle emissioni di gas climalteranti".

Tabella 3.2 – Indicatori per la caratterizzazione delle esigenze.

Obiettivo	Indicatori
Sicurezza e continuità della fornitura e del servizio	▪ Riduzione rischio disservizio elettrico ▪ Livello di sicurezza a valle dell'intervento
Sicurezza dell'approvvigionamento tramite soluzione delle criticità e superamento dei poli limitati di produzione	▪ Rimozione dei limiti di produzione
Incremento della capacità di scambio tramite rafforzamento delle interconnessioni	▪ Incremento capacità di scambio con l'estero
Riduzione delle perdite e delle congestioni	▪ Perdite di rete ▪ Incremento dei limiti di scambio tra le zone di mercato
Miglioramento della qualità del servizio	▪ Indici di qualità del servizio

Una volta identificata un'esigenza elettrica, Terna prende in considerazione, quando possibile, ipotesi alternative d'intervento con cui soddisfarla: le cosiddette *macroalternative*, cioè alternative elettriche di massima, caratterizzate da differenti schemi elettrici di inserimento dell'intervento sulla rete, che rispondono al soddisfacimento dell'esigenza individuata (Figura 3.1).

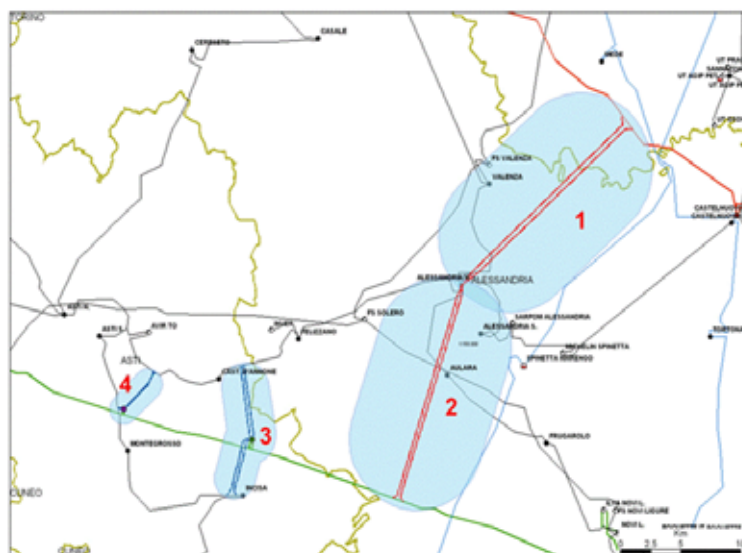


Figura 3.1 – Esempio di macroalternative, in risposta a un'esigenza di aumento di capacità di carico nella zona di Asti.

La generazione delle macroalternative tiene conto anche dei seguenti criteri:

- garantire l'esercizio in sicurezza della rete di trasmissione (prerequisito);
- garantire la flessibilità delle soluzioni (cioè la capacità di adattamento della rete alle diverse possibilità di evoluzione del sistema elettrico nei diversi scenari).

Quali ulteriori criteri per la generazione delle macroalternative vengono considerati anche aspetti socio-ambientali e territoriali, ad esempio privilegiando macroalternative che consentono l'utilizzo di corridoi infrastrutturali esistenti o che gravitino su ambiti di ridotto pregio naturalistico, paesistico o culturale. Dove possibile, questi aspetti, di cui finora si è tenuto conto in maniera implicita in fase di individuazione delle macroalternative, oppure che sono recuperati a posteriori in sede di concertazione, a partire dal PdS 2008 verranno esplicitamente documentati nel Rapporto Ambientale.

In questa fase l'analisi indagherà le caratteristiche delle macro-aree che si propone di attraversare. A partire da questa fase saranno attivati i Tavoli regionali di concertazione per la scelta delle soluzioni localizzative più adeguate. Mettere in luce la presenza di eventuali elementi di conflitto permetterà l'individuazione delle alternative più facilmente condivise. L'approccio adottato dovrà inoltre contribuire a ridurre i tempi di attuazione del PdS, per il raggiungimento degli obiettivi condivisi ed il soddisfacimento delle esigenze del PdS.

Il sistema di indicatori per la caratterizzazione di esigenze e macroalternative è soddisfacente?

Quali ulteriori indicatori specifici potrebbero essere utilizzati per generare e caratterizzare le macroalternative?

3.4 Criteri per la concertazione di soluzioni localizzative

Il percorso per la caratterizzazione e il confronto tra macroalternative e per l'individuazione, la valutazione e il confronto porzioni territoriali più ristrette ritenute idonee all'inserimento di infrastrutture elettriche si basa sull'attenta lettura delle caratteristiche e delle criticità del territorio tramite i processi di concertazione a livello regionale.

Una volta individuate a livello strategico le macroalternative, la scelta tra di esse si appoggia a un processo di valutazione basato su un sistema di indicatori condiviso dal Tavolo VAS nazionale (paragrafo 3.4.3). Il confronto consente di individuare la macroalternativa che, sulla base dei diversi obiettivi cui si riferiscono gli indicatori, risulta complessivamente preferibile.

Si procede quindi al livello strutturale, in cui, diversamente dal processo di individuazione di macroalternative, che risponde prevalentemente a logiche di natura elettrica, l'individuazione di soluzioni localizzative (corridoi) avviene attraverso una procedura standardizzata basata sull'analisi territoriale dell'area sub-ellissoidale interessata dalla macroalternativa. A partire da una classificazione del territorio volta ad esprimere l'attitudine al passaggio di linee elettriche (paragrafo 3.4.1), è necessario generare le soluzioni localizzative tramite un metodo trasparente e ripercorribile; a titolo di esempio, si propone di utilizzare un algoritmo di calcolo che, disponendo di dati adeguati, consente di selezionare in modo semi-automatico gli ambiti territoriali contigui caratterizzati da maggiore livello di attitudine (paragrafo 3.4.2). Tale

procedura genera solitamente una pluralità di corridoi, che vengono sottoposti a valutazione e confronto attraverso un sistema di indicatori (paragrafo 3.4.3).

Scendendo al livello attuativo, l'individuazione di soluzioni localizzative (fasce di fattibilità) non può basarsi su automatismi, incompatibili con la scala di dettaglio richiesta. Le fasce sono dunque individuate attraverso ragionamenti specifici che variano da caso a caso, sempre nel rispetto del quadro dei criteri che esprimono l'attitudine ad ospitare gli interventi. Anche le fasce di fattibilità individuate sono caratterizzate tramite indicatori.

La valutazione e il confronto delle soluzioni localizzative può essere effettuato ad ogni livello applicando i principi dell'analisi a molti criteri (paragrafo 3.4.6), mentre le fonti dati ritenute più adeguate per svolgere le analisi territoriali per i diversi livelli strategico, strutturale e attuativo sono presentate nel paragrafo 3.4.5. Tendenzialmente, la valutazione delle singole scelte localizzative viene svolta a livello regionale, fatta eccezione per le macroalternative che coinvolgono più Regioni, o Stati esteri, nel qual caso viene svolta a livello nazionale.

I criteri per la concertazione delle soluzioni localizzative, nonché le modalità della loro applicazione sono oggetto del Rapporto Ambientale.

3.4.1 Criteri di Esclusione, Repulsione, Problematicità, Attrazione

Ai fini dell'individuazione delle alternative localizzative, il territorio può essere caratterizzato in base a criteri che ne esprimano la maggiore o minore attitudine ad ospitare gli interventi di sviluppo della rete. Il Tavolo VAS nazionale ha concordato un sistema di criteri basato su quattro classi:

- **Esclusione:** aree nelle quali ogni realizzazione è preclusa.
- **Repulsione:** aree che è preferibile non siano interessate da interventi se non in assenza di alternative o in presenza di sole alternative a minore compatibilità ambientale, comunque nel rispetto del quadro prescrittivo concordato.
- **Problematicità:** aree per le quali risultano necessari approfondimenti, in quanto l'attribuzione alle diverse classi stabilite a livello nazionale risulta problematico perché non contempla specificità regionali o locali; risulta pertanto necessaria un'ulteriore analisi territoriale supportata da un'oggettiva motivazione documentata dagli enti coinvolti. Tale analisi è mirata a stabilire se sia opportuno collocare la tipologia territoriale in esame in una delle altre classi, previo rispetto di un quadro prescrittivo concordato con gli enti. A differenza degli altri criteri, questo si caratterizza per la necessità di approfondimenti e per l'assenza di un meccanismo automatico di valutazione a priori.
- **Attrazione:** aree da privilegiare quando possibile, previa verifica della capacità di carico del territorio.

Le aree che non ricadono in alcuna delle categorie individuate vengono considerate *non pregiudiziali* (NP), intendendo che non presentano forti controindicazioni, né sono d'altra parte particolarmente adatte (è il caso, ad esempio, delle aree agricole a seminativo semplice).

Tabella 3.3 – Criteri ERPA.

Esclusione	Repulsione	Problematicità	Attrazione
E1 Vincolo normativo di esclusione assoluta: - aeroporti - aree militari	R1 Area da prendere in considerazione solo in assenza di alternative o aree idonee solo per il sorvolo: - urbanizzato discontinuo - beni storico-artistico-culturali areali e lineari - aree a rischio paesaggistico - parchi naturali nazionali - parchi naturali regionali - frane attive - aree a pericolosità molto elevata di frane, valanghe o inondazione⁸ - aree DOCG⁹	P Aree in cui il passaggio è problematico per un'oggettiva motivazione documentata da parte degli Enti coinvolti e che richiedono pertanto un'ulteriore analisi territoriale, previo rispetto di un quadro prescrittivo concordato con gli enti tipologie non definite a priori	A1 Area a migliore compatibilità paesaggistica in quanto favorisce l'assorbimento visivo: - quinte morfologiche e/o vegetazionali - versanti esposti a Nord se non ricadenti in altri criteri
E2 Vincolo di esclusione stabilito mediante accordi di merito, in quanto la normativa non ne esclude l'utilizzo per impianti elettrici: - urbanizzato continuo - beni storico-artistico-culturali puntuali	R2 Attenzione stabilita da accordi di merito con riferimento alle aree protette: - beni paesistico-ambientali, - aree a pericolosità moderata di frana o inondazione - SIC¹⁰, ZPS¹¹, IBA¹², - rete ecologica - riserve naturali orientate, integrate e speciali - aree attrezzate		A2 Area preferenziale, previa verifica del rispetto della capacità di carico del territorio: - corridoi autostradali - corridoi elettrici - corridoi infrastrutturali
	R3 Area da prendere in considerazione solo in presenza di alternative a minore compatibilità ambientale: - aree Galasso - zone DOC¹³, DOP¹⁴, IGP¹⁵ - boschi misti, conifere, latifoglie		

⁸ Il posizionamento dei tralicci deve essere previsto esternamente a tali aree.

⁹ Denominazione di origine controllata e garantita.

¹⁰ Siti di importanza comunitaria.

¹¹ Zone di protezione speciale.

¹² Important bird areas.

¹³ Denominazione di origine controllata.

¹⁴ Denominazione di origine protetta.

¹⁵ Indicazione geografica protetta.

Ogni classe dei criteri ERPA (Esclusione, Repulsione, Problematicità e Attrazione) prevede più categorie, ognuna delle quali corrisponde a motivazioni differenti. Per ogni categoria il Tavolo VAS nazionale ha concordato, utilizzando gli obiettivi sociali, territoriali e ambientali di Piano come riferimento, un insieme condiviso di tipologie di area che vi ricadono, la cui individuazione dovrebbe essere ragionevolmente attuabile in qualsiasi contesto regionale. Tale scelta può evidentemente essere rivista nel tempo e andrà eventualmente integrata a livello delle singole Regioni tramite l'introduzione di aree di Problematicità su richiesta delle Regioni stesse. Si assume che le categorie non menzionate in tabella e non considerate problematiche dalle Regioni ricadano nella categoria NP.

È appropriata l'attribuzione delle tipologie di uso e copertura del suolo alle diverse classi ERPA?
È necessario classificare ulteriori tipologie di uso e copertura del suolo?

3.4.2 Generazione di alternative localizzative

Una volta stabilite le categorie condivise per classificare il territorio in termini di maggiore/minore attitudine ad ospitare gli interventi, è necessario applicare un metodo trasparente e ripercorribile per la generazione delle alternative localizzative.

In questo paragrafo si illustra, in qualità di esempio, un metodo che è stato sperimentato per la localizzazione di nuovi elettrodotti aerei a livello strutturale, per i quali siano definite le stazioni di origine e di destinazione. Estensioni al problema della localizzazione di stazioni a livello strutturale e della localizzazione di elettrodotti al livello attuativo sono tuttora in fase di studio.

L'idea alla base del metodo proposto è quella di individuare i corridoi selezionando un percorso che contemporaneamente tenda ad evitare l'attraversamento di territori di pregio ambientale, privilegiando per quanto possibile aree ad elevata attrazione per la realizzazione dell'intervento, e non si discosti eccessivamente dal percorso più breve che congiunge le due stazioni di origine e destinazione.

La selezione dei corridoi avviene in modo semi-automatico, attraverso una procedura GIS. La scelta dell'approccio semi-automatico consente di applicare procedure e criteri condivisi a livello di Tavolo VAS nazionale, lasciando, nello stesso tempo, un margine di discrezionalità e adattabilità al contesto che, soprattutto in fase sperimentale, rende più flessibile il meccanismo di generazione dei corridoi. Procedure completamente automatiche non sono comunque consigliabili, dato che varie fasi richiedono un attento controllo delle ipotesi e dei parametri utilizzati, per verificare che non siano stati trascurati aspetti significativi del territorio in esame.

Il metodo è applicabile in tutte le situazioni in cui siano disponibili strati cartografici vettoriali a scala opportuna per il livello strutturale (almeno 1:50.000), che consentano di mappare tutti i criteri ERPA sull'intero territorio da esaminare. Qualora le Regioni interessate non dispongano di tali strati cartografici, sarà necessario applicare metodi diversi da concordare a seconda del caso; con la cartografia attualmente a disposizione di Terna per l'intero territorio nazionale (vedi paragrafo 3.4.5), si può decidere di procedere

comunque con l'applicazione del metodo proposto in questo paragrafo per ottenere delle prime indicazioni puramente orientative.

Si noti che in ogni caso i corridoi individuati, anche usando dati a scala opportuna, devono essere considerati solo come punto di partenza per l'indagine: andranno necessariamente validati con ulteriori informazioni (es. lettura del territorio con ortofoto) e tramite sopralluoghi congiunti con gli Enti Locali interessati.

Il processo di generazione delle alternative peraltro non si esaurisce necessariamente con questa operazione, dal momento che nella successiva valutazione dei corridoi potrebbero emergere elementi tali da rendere necessario un aggiornamento delle alternative individuate e/o la generazione di nuove alternative. È auspicabile, almeno per la valutazione, riuscire ad avvalersi sempre di dati a scala adeguata (almeno 1:50.000 - in particolare è utile disporre delle cartografie vettoriali dell'edificato in scala 1:10.000).

Si procede ora con la presentazione del metodo proposto. Sono previste le seguenti fasi:

1. Si discretizza il territorio in celle regolari tramite una griglia (da rappresentazione vettoriale a rappresentazione raster) e a ciascuna cella si attribuisce il criterio ERPA "prevalente", ovvero il più vincolante. Si considerano non ammissibili le celle di Esclusione.
2. Si attribuisce ad ogni criterio, e quindi ad ogni cella, un costo ambientale di attraversamento da parte di un nuovo elettrodotto.
3. Si calcola per ogni cella il percorso a costo minimo che unisce i due nodi elettrici da collegare, passante per la cella stessa.
4. Ad ogni cella si associa un punteggio che corrisponde al percorso a costo minimo che la attraversa.
5. Per delimitare i corridoi, si possono estrarre automaticamente le celle caratterizzate da un punteggio compreso fra il minimo e il minimo incrementato di una idonea percentuale; l'insieme di tali celle, una volta convertito in formato poligonale, rappresenterà il corridoio da valutare.
6. Per ottenere corridoi alternativi è possibile applicare l'algoritmo in modo iterativo variando alcuni dei parametri applicati nelle diverse fasi come, ad esempio, i costi ambientali di attraversamento; in alternativa è possibile suddividere in classi il raster dei punteggi ed estrarre corridoi a punteggio via via crescente.

È evidente che questo metodo richiede alcune scelte soggettive, che devono essere motivate e documentate esaurientemente per poter rendere facilmente ripercorribili le analisi e giungere ad un risultato condiviso. Le principali scelte da effettuare riguardano i seguenti aspetti.

Nella fase 1, apparentemente di sola analisi dei dati, è già necessario operare delle scelte. Innanzitutto, in presenza di aree di Problematicità, è necessario procedere con gli approfondimenti richiesti al fine di

stabilire se nello specifico contesto si tratti effettivamente di aree critiche, da assimilare eventualmente a quelle di Repulsione o viceversa a quelle di Attrazione. Anche la sovrapposizione di classificazioni diverse su una stessa area può richiedere approfondimenti ulteriori. In linea generale si considera sempre come prevalente la condizione più restrittiva: un'area appartenente alle categorie R1 ed E2 va considerata come E2, e così via. Tuttavia, nei casi in cui criteri di repulsione e di attrazione sono compresenti può essere utile, attraverso una discussione con gli Enti Locali interessati, valutare più nel dettaglio le reali caratteristiche del territorio in esame. Ad esempio, in presenza di un'area appartenente a un parco che comprenda una porzione di corridoio infrastrutturale si tratterà di scegliere tra salvaguardare un'area che, pur presentando l'attrazione dovuta alle infrastrutture, ricade all'interno di criteri di protezione ambientale, oppure sfruttare un'area che, seppur di pregio ambientale, è tuttavia già compromessa. Analogamente in presenza di più criteri di repulsione si può valutare l'opportunità di tenere in conto l'eventuale sinergia tra le criticità presenti. Casi come questi vanno discussi con gli Enti Locali interessati; in generale si può pensare che queste situazioni possono essere trattate analogamente alle aree di Problematicità.

Un altro elemento di soggettività è rappresentato dall'attribuzione dei costi ambientali di attraversamento associati a ogni criterio ERPA (fase 2). Un metodo raccomandabile in questi casi può essere l'attribuzione di una scala numerica semplice crescente a partire dai criteri di attrazione, con l'accortezza di non attribuire costi nulli ad alcuna classe (es. A2 (1), A1 (2), NP (3), P (4), R3 (5) e così via). Per verificare quanto il risultato dipenda da tale scala, una volta concluso il percorso di individuazione dei corridoi, si potrà procedere a una analisi di sensitività, andando a variare gradualmente tale scala e osservandone gli effetti sui risultati. Si nota qui l'importanza di rendere il procedimento ben documentato e facilmente ripercorribile tramite strumenti informatici.

La fase 5 prevede l'individuazione delle celle caratterizzate da un punteggio compreso tra il minimo e il minimo incrementato di una idonea percentuale. Empiricamente si è visto che in molti casi è sufficiente ammettere un incremento dell'ordine dell'1,5% per ottenere corridoi di larghezza sufficiente a permettere, anche nei punti più stretti, il passaggio di almeno una fascia di fattibilità (200 m).

Per generare più corridoi alternativi è possibile ripetere il procedimento modificando alcuni parametri (fase 6). Un parametro sul quale si può agire è proprio la percentuale di cui alla fase 5: suddividendo il raster dei costi in classi di distanza percentuale dal minimo (ad es. 1,5-2,5% e 2,5-3%), si produrranno diversi corridoi precedentemente non evidenziati. Oppure, si potrebbe essere interessati a ripetere il procedimento variando l'attribuzione dei costi ambientali. Ad esempio, è possibile considerare diversamente le aree di attrazione A2: si possono trattare come aree non pregiudiziali per evitare di favorire la localizzazione in aree già fortemente infrastrutturate, oppure come aree di repulsione, nel caso si ipotizzi che i corridoi già infrastrutturati siano saturi (superamento della capacità di carico). Anche in questo passaggio è evidentemente fondamentale documentare e motivare tutte le ipotesi fatte.

Le Figure 3.2, 3.3 e 3.4 illustrano i passaggi principali dell'individuazione di corridoi alternativi in un caso ipotetico.

Ognuno dei corridoi ricavati con questo metodo deve essere validato verificando l'effettiva possibilità di individuare almeno una fascia di fattibilità al suo interno. L'operazione più immediata può consistere nel calcolare un "Indice di percorribilità" utilizzando strati informativi di dettaglio adeguato (ad esempio edificato in scala 1:10.000 se disponibile). A partire dalla distribuzione delle aree di esclusione e dell'edificato discontinuo eventualmente presenti nel corridoio, adeguatamente ampliati della relativa fascia di rispetto CEM, la percorribilità del corridoio è verificata nel caso in cui sia possibile costruire almeno una fascia di fattibilità continua, di larghezza minima opportuna (60-100 m, in funzione della tensione), che congiunga gli estremi da collegare. L'indice di percorribilità esprime un criterio di ammissibilità dei corridoi individuati: se un corridoio risultasse non percorribile, dovrà essere automaticamente scartato. Al fine di evitare che eventuali imprecisioni della cartografia determinino un errore nella valutazione della percorribilità, a ulteriore verifica è possibile analizzare una ortofoto relativa al territorio in esame.

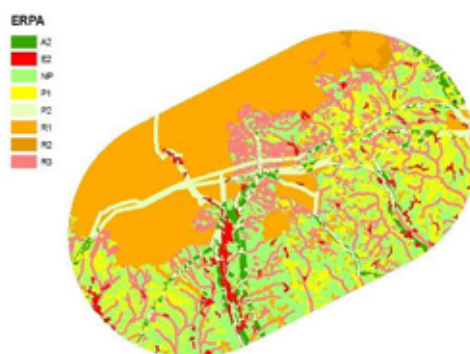


Figura 3.2 – Classificazione ERPA.

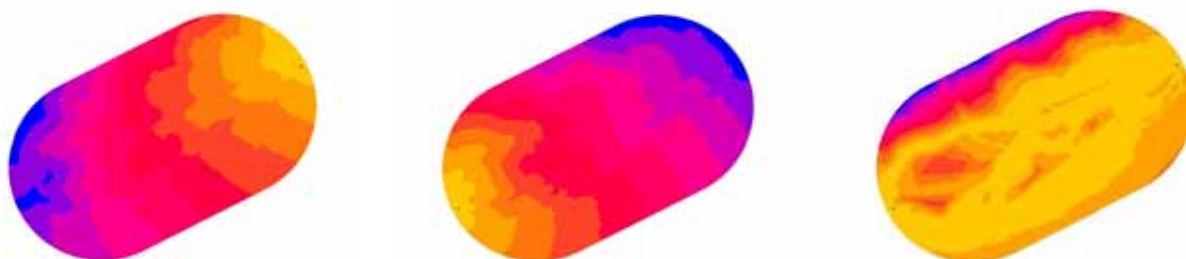


Figura 3.3 – Funzione "cost weighted distance" calcolata rispetto alla stazione di origine (a), rispetto alla stazione di destinazione (b) e somma (c). La scala di colori dal giallo al blu rappresenta classi di costo via via maggiori (per rendere più facilmente leggibile l'andamento delle classi di costo, uno stesso colore è associato a valori diversi nelle tre figure)

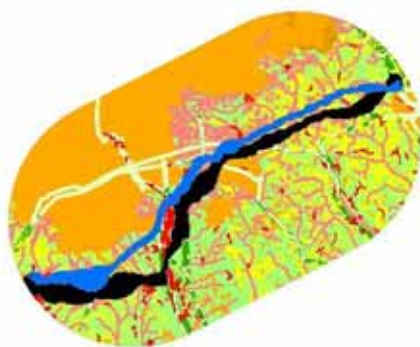


Figura 3.4 – In nero e in blu, due dei corridoi alternativi individuati.

3.4.3 Sistema di indicatori per la valutazione delle alternative

Il confronto tra alternative localizzative si deve basare su un sistema di indicatori che misurino la prestazione delle alternative rispetto agli obiettivi del PdS discussi al capitolo 3.1. Gli ambiti territoriali su cui calcolare gli indicatori sono le aree di intervento, riepilogate in Tabella 3.4; il metodo non differisce a seconda che si riferisca a macroalternative, corridoi o fasce di fattibilità, purché ci si appoggi al sistema di indicatori definito per il livello decisionale corrispondente.

Tabella 3.4 – Ambiti territoriali per interventi di livello strategico, strutturale e attuativo.

Livello	Area di studio	Scala	Area di intervento
Strategico	Non definita a priori	1:250.000, 1:100.000	Macroalternative
Strutturale	Macroalternativa	1:50.000, 1:25.000	Corridoi
Attuativo	Corridoio	1:10.000	Fasce di fattibilità

Questo capitolo illustra una prima proposta, concordata con il Tavolo VAS nazionale nel 2007, di indicatori che si applicano al caso degli elettrodotti aerei. In modo analogo si può procedere per cavi e stazioni. La Tabella 3.5 presenta una lettura d'insieme degli indicatori proposti. Per ciascuno degli aspetti considerati (ad es. "Aspetti tecnici") sono riportati gli obiettivi (ad es. "Sicurezza e continuità della fornitura e del servizio") e quindi elencati gli indicatori che li misurano.

Ogni indicatore può avere validità ad uno o più livelli (indicati dal simbolo "X" nella corrispondente colonna): a livello strategico gli indicatori permettono di caratterizzare le macroalternative, a livello strutturale i corridoi, a livello attuativo le fasce di fattibilità. Gli indicatori possono inoltre essere associati ad uno o più criteri ERPA (ultima colonna della tabella).

Nel sistema di indicatori vengono riproposti gli indicatori che traducono gli obiettivi di sviluppo, ovvero le motivazioni che stanno alla base delle esigenze (Tabella 3.1). Una logica di consistenza impone che per ogni macroalternativa almeno uno di questi indicatori sia positivo. Tali indicatori caratterizzano le esigenze e possono essere utilizzati per valutare le macroalternative qualora il loro valore cambi al variare della

macroalternativa, ma non vengono utilizzati a livello strutturale o attuativo perché il loro valore rimane inalterato, non dipendendo dalle specifiche modalità localizzative.

Gli altri indicatori servono a valutare invece le soluzioni localizzative ai diversi livelli. Il contenuto informativo acquisito ad un livello deve essere almeno conservato al livello successivo. In alcuni casi, lo stesso indicatore viene mantenuto attraverso tutti i livelli del processo decisionale (ad es. "Eco_03 Costo intervento") e ricalcolato rispetto alle aree di intervento sempre più circoscritte e utilizzando, se possibile, dati via-via più dettagliati e precisi. In altri casi, ad un dato indicatore può subentrare un altro diverso al livello successivo, che però traduca sostanzialmente lo stesso tipo di informazione. In linea generale, laddove le informazioni disponibili lo rendano possibile, si preferirà mantenere l'uso dello stesso indicatore ricalcolato ai diversi livelli, al quale si aggiungeranno eventualmente indicatori di dettaglio nei livelli più avanzati del processo decisionale.

Per comprendere nel dettaglio il significato di ciascun indicatore, si rimanda all'allegato C, dove gli indicatori, organizzati per livello e per obiettivo, sono presentati mediante una scheda.

Una volta stimati gli indicatori, essi verranno aggregati applicando a ciascuno un peso concordato con gli Enti coinvolti, al fine di esaminare il comportamento generale della soluzione esaminata. Seguirà quindi il confronto tra il ventaglio di soluzioni analizzate che condurrà ad una scelta condivisa (paragrafo 3.4.6).

Tabella 3.5 – Indicatori per la valutazione delle alternative ai diversi livelli.

		Livello:			Criteri ERPA
		Strategico	Strutturale	Attuativo	
Aspetti tecnici	Obiettivo: Sicurezza e continuità della fornitura e del servizio				
	▪ Tec_01 Riduzione del rischio di disservizio elettrico	X			
	▪ Tec_02 Livello di sicurezza in condizioni degradate della rete	X			
	Obiettivo: Sicurezza dell'approvvigionamento tramite soluzione delle criticità e superamento dei poli limitati di produzione				
	▪ Tec_03 Rimozione dei limiti di produzione	X			
	Obiettivo: Incremento della capacità di scambio tramite rafforzamento delle interconnessioni				
	▪ Tec_04 Variazione della capacità di scambio con l'estero	X			
	Obiettivo: Fattibilità tecnica dell'intervento				
	▪ Tec_05 Superfici aeroportuali e militari		X		E1
	▪ Tec_06 Superfici al massimo dislivello	X	X	X	
	▪ Tec_07 Non-linearità			X	
	▪ Tec_08 Interferenze con infrastrutture			X	
	▪ Tec_09 Accessibilità per lotti			X	

(continua)

(continua)

Livello:				
Strategico Strutturale Attuativo Criteri ERPA				
Aspetti economici	Obiettivo: Riduzione delle perdite e delle congestioni ai fini dell'efficienza del servizio			
	▪ Eco_01 Riduzione delle perdite di rete	X		
	▪ Eco_02 Riduzione delle congestioni	X		
	Obiettivo: Sostenibilità economico-finanziaria dello sviluppo della rete			
	▪ Eco_03 Costo intervento	X	X	X
	▪ Eco_04 Profittabilità	X	X	X
Aspetti sociali	▪ Eco_05 Costo delle opere di mitigazione			X
	Obiettivo: Miglioramento della qualità del servizio			
	▪ Soc_01 Qualità del servizio	X		
	Obiettivo: Distribuzione spaziale della pressione territoriale della rete			
	▪ Soc_02 Pressione relativa dell'intervento	X	X	X
	Obiettivo: Tutela della salute			
Aspetti ambientali	▪ Soc_03 Urbanizzato continuo	X	X	E2
	▪ Soc_04 Popolazione residente	X	X	X
	▪ Soc_05 Aree idonee per rispetto CEM		X	X
	Obiettivo: Rispetto dei beni culturali e paesaggistici			
	▪ Amb_01 Aree di valore culturale e paesaggistico	X	X	X
	▪ Amb_02 Coerenza con la pianificazione territoriale e paesaggistica	X	X	X
Aspetti ambientali	▪ Amb_03 Elementi culturali e paesaggistici puntuali		X	X
	▪ Amb_04 Aree a rischio paesaggistico	X	X	
	▪ Amb_05 Interferenza con la fruizione di beni culturali e paesaggistici			X
	▪ Amb_06 Interferenza con la fruizione documentata del paesaggio		X	
	Obiettivo: Minimizzazione dell'interferenza visiva con elementi di pregio culturale e paesaggistico			
	▪ Amb_07 Compatibilità paesaggistica	X	X	
Aspetti ambientali	▪ Amb_08 Aree con buona capacità di assorbimento visivo		X	
	▪ Amb_09 Visibilità dell'intervento			X
	▪ Amb_10 Interferenza con la percezione (non documentata) del paesaggio		X	

(continua)

(continua)

		Livello:			Criteri ERPA
		Strategico	Strutturale	Attuativo	
Aspetti ambientali	Obiettivo: Minimizzazione dell'interferenza con vegetazione, flora e fauna				
	▪ Amb_11 Aree di pregio per la biodiversità	X	X	X	R1,R2,R3
	▪ Amb_12 Lunghezza minima di tracciato interno ad aree di pregio per la biodiversità		X	X	R1,R2,R3
	▪ Amb_13 Aree vegetate (patrimonio forestale ed arbusteti)			X	
	Obiettivo: Minimizzazione dell'interferenza con aree a rischio idrogeologico				
	▪ Amb_14 Aree a rischio idrogeologico	X	X	X	R1
	Obiettivo: Minimizzazione delle emissioni climalteranti				
	▪ Amb_15 Emissioni evitate di gas climalteranti	X			
Aspetti territoriali	Obiettivo: Minimizzazione della pressione territoriale				
	▪ Ter_01 Lunghezza dell'intervento	X	X	X	
	▪ Ter_02 Impatto territoriale della razionalizzazione		X	X	
	▪ Ter_03 Utilizzazione di suolo già asservito			X	A2
	Obiettivo: Minimizzazione dell'interferenza con gli usi del suolo attuali e previsti				
	▪ Ter_04 Aree preferenziali	X	X	X	A2
	▪ Ter_05 Aree agricole di pregio		X		R1, R3
	▪ Ter_06 Aree di pregio da PRG			X	
	▪ Ter_07 Vincoli da PRG			X	
	▪ Ter_08 Lunghezza minima di tracciato interno ad aree vincolate da PRG			X	
	▪ Ter_09 Urbanizzato discontinuo	X	X		R1

Esclusione

Repulsione

Attrazione

Gli indicatori proposti per la valutazione delle alternative sono definiti adeguatamente? È opportuno considerarne anche altri?

Gli indicatori scelti misurano in modo efficace gli obiettivi corrispondenti?

3.4.4 Indicatori di attraversamento

Molti degli indicatori proposti al paragrafo precedente forniscono un'indicazione circa l'estensione di superfici vulnerabili, problematiche o di pregio nell'area di intervento. Ad integrazione di tale sistema di indicatori, si propone un approfondimento dell'Indice di percorribilità, da intendersi quale spunto per

l'individuazione di una serie di "indicatori di attraversamento" che servano a verificare la reale possibilità di individuare, nell'ambito delle singole aree di intervento in esame, una o più soluzioni localizzative valide da considerarsi al livello successivo di pianificazione.

Per il momento queste riflessioni vengono proposte per il livello strutturale, quando siano disponibili dati di scala adeguata; si tratterà quindi di andare a verificare l'esistenza di eventuali impedimenti ad individuare una o più fasce di fattibilità in ognuno dei corridoi in esame, fatto salvo che sarà nella fase successiva che avverranno l'individuazione puntuale, la valutazione e scelta delle fasce di fattibilità. Considerare un insieme di indicatori di questo tipo contribuirà a selezionare quale corridoio preferenziale quello più adatto ad ospitare fasce di fattibilità, facilitando le scelte di localizzazione che si svolgono al livello successivo.

L'idea è di misurare la collocazione e la distribuzione spaziale delle aree critiche o di pregio: una stessa superficie che è preferibile evitare può infatti costituire un problema più o meno rilevante a seconda che essa sia collocata in una posizione tale da costituire un passaggio obbligato o sia invece distribuita sul territorio in modo da non rappresentare un ostacolo per la realizzazione. Si intende quindi integrare le informazioni di tipo areale con misure specifiche dell'interferenza minima con le aree che sarebbe preferibile evitare.

Per definire questi indicatori di "attraversamento" si possono individuare:

- le "interruzioni" che si generano quando, per evitare l'attraversamento di aree di pregio o di rispetto, il corridoio si riduce a un'ampiezza utile inferiore ai 20 metri (larghezza della fascia di asservimento minima per gli elettrodotti) e quindi viene a mancare lo spazio fisico necessario alla realizzazione dell'intervento;
- le "strettoie" che si generano quando, per evitare l'attraversamento di aree di pregio o di rispetto, il corridoio si riduce a un'ampiezza utile compresa tra i 20 ed i 200 m (massima ampiezza convenzionalmente fissata per le fasce di fattibilità) e quindi viene a mancare lo spazio tale da consentire il passaggio di una fascia di fattibilità di ampiezza massima, se non a scapito di un'area da salvaguardare. Tale area verrebbe intaccata dalla fascia per una lunghezza pari alla lunghezza della strettoia.

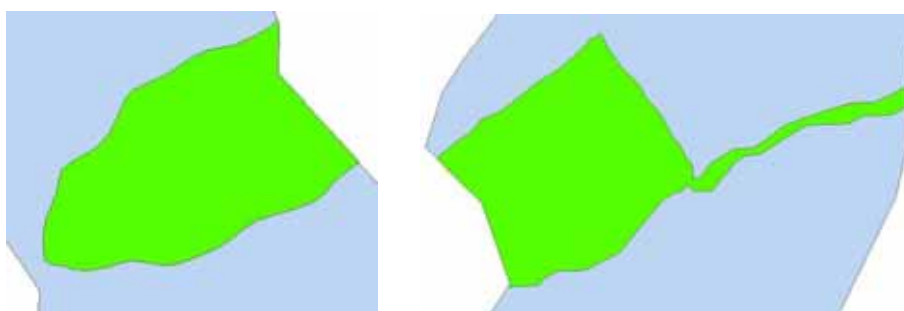


Figura 3.5 – Esempio di strettoia (a sinistra) e di interruzione (a destra) di un ipotetico corridoio, causate dalla presenza di aree protette, rappresentate in colore verde.

Si propone dunque di considerare le interazioni con le seguenti aree, opportunamente ampliate di una "area di tutela" di ampiezza variabile a seconda della tipologia di elemento territoriale (Tabella 3.6):

- i beni culturali e paesaggistici,
- le aree di valore dal punto di vista della biodiversità,
- le aree da salvaguardare ai fini della tutela della popolazione dall'effetto dei campi elettro-magnetici,

e di misurarle considerando sia il numero di strettoie ed interruzioni che caratterizzano ciascun corridoio, sia la loro lunghezza minima. Volendo fornire un'informazione complessiva circa le prestazioni di ogni alternativa, qualora all'interno dello stesso corridoio si presentino più punti critici, si restituisce la lunghezza complessiva di interferenza, ottenuta sommando il contributo relativo ai singoli tratti. Il valore risultante da questa operazione rappresenta l'interferenza minima teorica dell'intervento con le aree di pregio. La realizzazione dell'elettrodotto nel corridoio non potrà in nessun modo interferire in maniera minore con tali aree. È anzi presumibile che, vista la scarsa linearità che potrebbe avere il percorso a interferenza minima, venga in realtà realizzato un tracciato diverso, caratterizzato certamente da un'interferenza maggiore.

Tabella 3.6 – Ampiezza delle aree di rispetto, per tipologia di elemento territoriale¹⁶

Edificato/rispetto CEM (130 – 220 – 380 kV)	30 – 40 – 50 m
Aree pregio paesistico	Su indicazione dell'Autorità competente
Beni artistici e architettonici	Su indicazione dell'Autorità competente
Beni diffusi	Su indicazione dell'Autorità competente
Aree di valore per biodiversità	Nessun buffer
Aree tutelate per interesse paesaggistico	come definite dall'art. 142 del D.Lgs 42/2004
Infrastrutture autostradali	300 m (se non diversamente indicato)
Infrastrutture lineari (parallelismo > 3 km tra Strade Statali e Ferrovie statali)	150 m
Infrastrutture elettriche	150 m

Per quanto riguarda le interruzioni, è possibile procedere con ulteriori elaborazioni. Applicando a ciascun corridoio la medesima procedura utilizzata sull'intera area di studio per l'estrazione dei corridoi stessi (paragrafo 0), si ottiene il percorso a costo ambientale minimo contenuto nel corridoio. È quindi possibile definire due tipologie di indicatori:

- numero e lunghezza delle interruzioni che caratterizzano il tracciato così ricavato;
- differenza tra questi valori e quelli relativi alle interruzioni minime teoriche ricavate in precedenza, al fine di esprimere il massimo margine di miglioramento ottenibile rispetto alla situazione del tracciato a costo ambientale minimo.

Attraverso considerazioni analoghe si può approfondire la valutazione dei corridoi studiando anche la distribuzione sul territorio di quelle aree di attrazione che ne costituirebbero da un punto di vista ambientale la localizzazione ottimale, in quanto già caratterizzate dalla presenza di infrastrutture stradali o elettriche. A questo proposito si propone di affiancare, all'informazione circa la superficie totale di area infrastrutturata

¹⁶ Tali distanze sono perseguite ove tecnicamente possibile in quanto molto più cautelative della normativa vigente.

presente nel corridoio, espressa mediante l'indicatore *Ter_04*, il valore della più lunga direttrice continua di attrazione in esso contenuta, così da indicare la reale possibilità di sovrapposizione tra l'intervento da realizzare e la via preferenziale esistente.

3.4.5 Fonti dati disponibili

La disponibilità di dati con adeguato livello di dettaglio è di fondamentale importanza per la caratterizzazione del territorio attraverso i criteri ERPA, per la generazione delle alternative e per la loro valutazione attraverso il sistema di indicatori sopra definito. Le tipologie di fonti dati da cui attingere sono sintetizzate in Tabella 3.7.

Si segnala che la cartografia attualmente a disposizione di Terna a copertura dell'intero territorio nazionale comprende:

- Corine Land Cover 2000 (scala 1:100.000): uso e copertura del suolo;
- Database MATT (per la maggior parte delle Regioni in scala 1:10.000, altrimenti 1:25.000): Parchi Nazionali Marini e Terrestri, Elenco Ufficiale delle Aree Protette, SIC, ZPS, IBA - aggiornato al 2002-2006;
- Sistema Informativo Territoriale Ambientale Paesaggistico (SITAP) del MiBAC (scala 1:25.000): parchi nazionali, parchi regionali, siti archeologici, vincoli ex L. 1497/39 e 431/85, ora sostituiti dal D.Lgs. 22/01/2004 n. 42. L'attuale sistema nasce da una base dati geografica, denominata "Atlas", realizzata negli anni 1987-90 mediante la digitalizzazione dei dati sulla base della cartografia 1:25.000 dell'Istituto Geografico Militare, unica cartografia omogenea a copertura nazionale disponibile all'epoca del progetto. Copertura del territorio nazionale:
 - o parchi, riserve e aree protette: tutta Italia
 - o ex-1497/39: dati puntuali tutta Italia tranne la Valle d'Aosta, dati lineari e poligonali tutta Italia
 - o ex-1089/39: dati puntuali solo Campania e Puglia
 - o ex-431/85 Galasso: usi civici solo per le Regioni Piemonte, Val d'Aosta, Lombardia, Trentino Alto Adige, Emilia Romagna, Toscana, Marche, Lazio, Abruzzo e Molise; zone umide tutta Italia; vulcani tutta Italia; curve di livello tutta Italia; boschi tutta Italia; fiumi tutta Italia
- Autostrade, strade statali e provinciali (scala 1:10.000);
- Ferrovie (scala 1:10.000);
- Altre infrastrutture da coperture NAVTEQ®¹⁷ (scala nominale: urbano 1:2.000/1:5.000 - extraurbano 1:10.000/1:25.000);

¹⁷ www.navteq.com

- Aeroporti da Corine Land Cover (scala 1:100.000) e Carte degli ostacoli degli aeroporti civili nazionali (scala da 1:5.000 a 1:25.000);
- Linee elettriche AT/AAT di proprietà Terna (scala 1:10.000).

Per poter affrontare adeguatamente gli studi di livello strutturale e attuativo, è necessaria ulteriore cartografia in formato digitale a scala sufficientemente dettagliata. In particolare, è auspicabile la disponibilità delle carte prodotte dai piani generali (PTR, PTCP, PRG).

Una delle finalità della fase di scoping in corso è proprio una ricognizione dei dati di maggiore dettaglio effettivamente disponibili per ciascuna Regione, nonché della normativa e degli strumenti pianificatori vigenti che possano interessare ai fini della pianificazione integrata della RTN.

Tabella 3.7 – Fonti di informazione per l'analisi territoriale e ambientale.

Riferimento		Livello (*)		
		S	s	a
CARTOGRAFIA DI BASE				
Limiti regionali, provinciali e comunali	Regioni	X		
Carta Tecnica Regionale (1:25.000, 1:10.000)	Regioni		X	
Carte IGM (1:25.000)	IGM		X	
PIANIFICAZIONE TERRITORIALE				
Piani Territoriali Regionali (PTR)	Regioni	X	X	
Piani Territoriali di Coordinamento Provinciale (PTCP)	Regioni, Province	X	X	
USO DEL SUOLO				
Corine Land Cover 2000 (1:100.000)	APAT	X	X	
Parchi naturali	MATT, Regioni	X	X	
Mosaicature dei piani urbanistici	Regioni, Province		X	
Piani urbanistici comunali	Comuni			X
Aree agricole DOCG, DOC, DOP e IGP	Regioni		X	
INFRASTRUTTURE				
Autostrade, Strade, Ferrovie, Aeroporti	Regioni	X	X	
Reti tecnologiche; corridoi infrastrutturali	Regioni, Terna	X	X	
Piano nazionale dei trasporti	MIT	X	X	
Programmi Energetici Ambientali Regionali (PEAR)	Regioni	X	X	
Programmi di intervento di ENEL Distribuzione e di altri operatori di reti	ENEL distribuzione e altri operatori	X	X	
Stazioni, impianti di risalita	Regioni		X	
PAESAGGIO E BENI CULTURALI				
Sistema Informativo Territoriale Ambientale e Paesaggistico (SITAP)	MiBAC	X	X	

	Riferimento	Livello ^(*)		
		S	s	a
Piani Paesistici Regionali e Provinciali	Regioni, Province	X	X	
Aree vincolate (D.Lgs. 42/2004)	MiBAC, Regioni		X	
Siti archeologici, Beni ambientali architettonici, etc.	Soprintendenze/direz.reg. MiBAC	X	X	
Carta del rischio del Paesaggio	MiBAC	X	X	X
FLORA, FAUNA, BIODIVERSITÀ ED ECOSISTEMI				
Siti di Interesse Comunitario e Zone di Protezione Speciale	MATT		X	
Riserve naturali, aree attrezzate; Aree protette marine e terrestri	MATT, Regioni		X	
Reti ecologiche	Regioni		X	
RISCHI NATURALI E ANTROPICI				
Aree sottoposte a vincolo idrogeologico	Regioni, Autorità di Bacino	X	X	
Zone sismiche	Regioni, Autorità di Bacino	X	X	
Aree a rischio di incidente rilevante ex D.Lgs. 334/99	Regioni, ARPA		X	
DOCUMENTI DI MONITORAGGIO AMBIENTALE				
Osservatori a livello nazionale	ENEA, Ambiente Italia, etc.	X		
Relazioni sullo stato dell'ambiente di livello nazionale, regionale, provinciale e sub-provinciale	Regioni, ARPA, Province, Comunità Montane	X	X	X

^(*) Strategico (S), strutturale (s), attuativo (a).

Ai fini della definizione delle scelte localizzative è utile consultare ulteriori sistemi informativi, piani, programmi, riferimenti normativi?

Le autorità regionali in particolare sono invitate a segnalare le caratteristiche delle fonti di dati aggiornate che si ritengano utili al fine di generare, caratterizzare e valutare soluzioni localizzative nel territorio di propria competenza. In questa sede ci si riferisce naturalmente alla scala regionale e a quella provinciale: i dati di maggior dettaglio, utili soprattutto a livello attuativo, potranno essere individuati e consultati nella fase di definizione del singolo intervento.

3.4.6 Valutazione e confronto delle alternative

La fase di valutazione e confronto delle soluzioni localizzative alternative, a qualsiasi livello esse si trovino, si basa sul coinvolgimento delle Istituzioni interessate. A seconda del livello dell'intervento in discussione, della sua rilevanza territoriale e delle ricadute sul sistema elettrico nazionale, saranno coinvolti soggetti di diversa tipologia e valenza rappresentativa.

Mentre nella predisposizione del PdS 2007 sono state esplicitate alternative localizzative solo per un numero limitato di casi, che sono state confrontate tra loro tramite il calcolo di alcuni indicatori, per i processi localizzativi degli interventi approvati dal PdS 2007 e per i nuovi interventi individuati dal PdS 2008, ci si intende avvalere di metodi di analisi a molti criteri che, attraverso un approccio strutturato e ben definito, portino alla creazione di un ordinamento tra le alternative, che metta in evidenza sia quelle che possono

essere sicuramente scartate, sia quelle che è opportuno analizzare con un dettaglio maggiore. Non si tratta di un processo automatico di ricerca della soluzione ottima, piuttosto di un processo di generazione delle informazioni necessarie per una decisione condivisa.

In termini operativi, per il confronto tra alternative localizzative ci si intende riferire prevalentemente al metodo di analisi a molti attributi classica, per il quale l'ordinamento preferenziale tra le alternative deve riflettere la pluralità di interessi dei soggetti coinvolti nel processo decisionale (MAVT, Multi Attribute Value Theory; Keeney e Raiffa, 1976).

Per ciascuna alternativa d'intervento viene effettuato il calcolo degli indicatori del livello corrispondente, sintetizzati nella cosiddetta "matrice di valutazione", che riporta sulle colonne le alternative, sulle righe gli indicatori e nelle celle il valore dell'indicatore di riga per l'alternativa di colonna.

Per facilitare l'interpretazione dell'informazione contenuta nella matrice, occorre ordinare i valori assunti da ciascun indicatore in base al livello di soddisfazione che essi comportano, attribuendo cioè un livello di soddisfazione a ciascuno di essi. Un ulteriore passo consiste nel cercare di tradurre su una scala convenzionale l'ordinamento così ottenuto, in modo da esprimere non solo quale valore produce più soddisfazione e quale ne produce meno, ma anche di quanto differiscono i livelli di soddisfazione. Solitamente questa traduzione viene effettuata attraverso una scala numerica compresa tra 0 e 1, o tra 0 e 100, tale che quanto più il valore si avvicina all'unità, o alla centinaia, tanto più è elevata la soddisfazione.

Per individuare l'ordine di preferenza tra i valori assunti dall'indicatore e stimare i livelli di soddisfazione si ricorre ad interviste con esperti o con gli attori coinvolti, appoggiandosi a tecniche e strumenti specifici, quali le *funzioni utilità*, che consentono sia una traduzione grafica del concetto di livello di soddisfazione sia una trasposizione analitica dei valori degli indicatori sulla scala adimensionale che rappresenta la soddisfazione.

Una volta espressi i livelli di soddisfazione per tutti gli indicatori, è opportuno effettuarne una prima analisi. In particolare, è opportuno considerare le prestazioni delle alternative rispetto ai singoli indicatori. A questo scopo ci si può appoggiare a rappresentazioni grafiche in forma di diagramma radar.

Oltre all'informazione disaggregata fornita dal radar, si può cercare di valutare il grado di soddisfazione complessivamente prodotto da un'alternativa, attraverso la creazione di *indici sintetici*. Per il PdS 2008 s'intende calcolare l'*indice di somma pesata* delle prestazioni delle alternative rispetto ai singoli obiettivi, per ottenere il quale introdurre dei *pesi*, o *coefficienti d'importanza relativa*, che rendano comparabili i livelli di soddisfazione attribuiti ai diversi indicatori. A questo scopo, attraverso interviste agli attori, ad ogni indicatore viene associato un peso, espressione del livello di priorità e di importanza relativa, che solitamente è definito in forma numerica e al limite può essere pari a zero. Applicando i pesi ai relativi indicatori si ottengono valori di soddisfazione comparabili; è dunque possibile effettuare la somma su tutti gli indicatori per ottenere l'indice sintetico di somma pesata, in base al quale si può estrarre un ordinamento tra le alternative.

3.5 Modalità per la valutazione complessiva del Piano di Sviluppo

Anche se le valutazioni relative alla localizzazione dei singoli interventi vengono affrontate individualmente, in almeno due momenti della pianificazione integrata è necessario considerare il PdS in modo unitario: in fase di orientamento (scoping), per definirne gli obiettivi e i criteri guida, e in fase di elaborazione, per esprimere una valutazione sulla sostenibilità complessiva dei contenuti del PdS.

In questo secondo momento, è opportuno verificare quattro aspetti:

1. la coerenza fra ogni processo localizzativo effettuato a livello regionale e l'insieme di criteri comuni, stabilito in fase di orientamento nazionale,
2. la coerenza interna del PdS,
3. la sostenibilità degli effetti cumulati degli interventi di sviluppo della rete, sulla base di un set di indicatori aggregati,
4. l'efficacia dei criteri proposti per la pianificazione integrata.

3.5.1 Coerenza fra processi localizzativi regionali e criteri nazionali

Come già discusso, le modalità di concertazione delle scelte localizzative a livello regionale devono seguire, durante tutto l'arco di vita delle esigenze, criteri coerenti con quelli stabiliti a livello nazionale. Una volta che una scelta localizzativa sia ritenuta matura e sia condivisa dalla Regione e/o dagli Enti Locali interessati, il Tavolo VAS nazionale, coordinato dalla Sottocommissione VAS, verificherà tale coerenza, che verrà poi documentata nel Rapporto Ambientale. La verifica mostrerà ad esempio se e quanto i criteri ERPA o gli indicatori utilizzati a livello regionale siano coerenti con quelli stabiliti a livello nazionale. Questo avverrà sia per i processi localizzativi relativi ad esigenze di sviluppo approvate in PdS precedenti, sia per gli eventuali processi localizzativi già avviati per i nuovi interventi.

In sede di valutazione complessiva del PdS, nel caso si evidenziassero eventuali discordanze, il Rapporto Ambientale le esplicherà e fornirà indicazioni su come superarle negli sviluppi futuri del PdS e dei processi di concertazione.

In particolare andrà verificato, soprattutto nel periodo transitorio in corso, nel quale si definiscono sempre più nel dettaglio i diversi aspetti della VAS, che all'occorrenza i processi svolti a livello regionale siano aggiornati in base alle modifiche apportate ai criteri nazionali, o almeno non ne tralascino alcun aspetto fondamentale.

Sarà utile anche mettere in evidenza eventuali criticità relative ai singoli interventi, in particolare i conflitti emersi fra i diversi obiettivi di sostenibilità, fra le posizioni dei diversi soggetti consultati e così via. Questa esplicitazione deve essere effettuata sia per quegli interventi che raggiungono una soluzione condivisa, per i quali quindi si è trovata una composizione del conflitto, sia per quelli che non sono avanzati proprio perché non è stato possibile individuare una soluzione condivisa in tempo utile.

3.5.2 Coerenza interna

L'analisi di coerenza interna evidenzia la corrispondenza tra gli obiettivi e la loro traduzione in scelte di piano, verificando che il piano sia trasparente e leggibile in tutti i suoi aspetti.

Per un generico piano, si può ritenere che la coerenza interna sia rispettata se gli interventi pianificati rispondono effettivamente agli obiettivi esplicitati, e se la valutazione tiene conto di tutti i potenziali effetti indotti dagli interventi pianificati. Di solito si verificano, quindi, le seguenti relazioni:

- per ogni obiettivo di piano deve esistere almeno un intervento in grado di perseguirlo,
- ad ogni obiettivo di piano deve corrispondere almeno un indicatore che permetta di misurarne il livello di raggiungimento,
- tutti gli effetti significativi dovuti agli interventi devono poter essere individuati dal sistema di indicatori.

Nel caso specifico del PdS, è necessario considerare una variazione a questo schema generale: trattandosi di un piano elaborato annualmente con un insieme di obiettivi fissato, è accettabile che, in un determinato anno, non tutti gli obiettivi siano perseguiti da almeno un intervento. D'altra parte la natura annuale del PdS può richiedere delle valutazioni di coerenza temporali fra una edizione e le precedenti. Ad esempio, sarà necessaria, oltre all'esistenza di almeno un indicatore per ogni obiettivo del PdS in corso, anche l'esistenza di un indicatore per ogni obiettivo dei PdS precedenti, per il quale esistono ancora delle esigenze non soddisfatte da interventi. In pratica è necessario che, da quando un'esigenza entra per la prima volta in un PdS a quando essa viene soddisfatta da un intervento sul territorio, gli indicatori che permettono di valutarne il soddisfacimento siano sempre popolati.

3.5.3 Sostenibilità delle scelte

Per quanto le singole scelte di sviluppo della RTN siano effettuate perseguendo gli obiettivi di sostenibilità, è necessario considerare gli effetti cumulati di tutte le scelte, sia quelle introdotte dal PdS corrente, sia quelle risultate dai processi localizzativi relativi ad esigenze di sviluppo approvate in PdS precedenti. A tal fine il Rapporto Ambientale consente di avere una visione di insieme, sotto il profilo localizzativo e di impatto ambientale, degli interventi di sviluppo della RTN.

In base agli scenari di riferimento, alle scelte strategiche nazionali, agli esiti del monitoraggio, e a quanto riportato nei Volumi Regionali del Rapporto Ambientale sui singoli interventi, è necessario verificare se gli effetti cumulati sono compatibili con le previsioni in base alle quali sono stati fissati i criteri, ovvero verificare come l'insieme degli interventi di piano si pone rispetto agli obiettivi di sostenibilità.

Ad esempio, si ipotizzi che una determinata tipologia di area sia tutelata tramite un criterio di repulsione, e se ne possa quindi accettare solo un attraversamento limitato da parte di infrastrutture elettriche. Se si verificasse la presenza di numerosi interventi in diverse Regioni che coinvolgono tali tipi di aree, tale criticità sarà messa in evidenza da questa analisi.

L'aggregazione degli effetti potenziali degli interventi si baserà su un sistema di indicatori condiviso, legato a quello definito per la valutazione dei singoli interventi. L'elaborazione di questo insieme di indicatori

deve tenere conto della presenza di interventi a livelli diversi di definizione (strategico, strutturale, attuativo), e della necessità di studiare i fenomeni ambientali, sociali e territoriali a diverse scale. Va in ogni caso tenuto presente che l'analisi degli indicatori non può costituire un processo automatico. Solo in rari casi è possibile individuare target quantitativi per gli obiettivi a livello regionale o nazionale, con riferimento a valori fissati da norme, piani o programmi, o stabiliti in sede di concertazione. In genere gli indicatori di sostenibilità degli interventi di sviluppo della rete esprimeranno dunque una linea di tendenza qualitativa, misurando la "direzione" che le decisioni di sviluppo assumono nei confronti degli obiettivi, senza consentire tuttavia ragionamenti analitici o automatici di calcolo di un indice di sostenibilità complessiva di tali decisioni. Piuttosto, la valutazione avverrà attraverso un percorso di interpretazione, condivisione e discussione delle informazioni raccolte, con lo scopo di fornire indicazioni e suggerimenti su come eventualmente riorientare o mitigare le scelte del piano, al fine di diminuire eventuali effetti negativi su alcuni obiettivi.

Un insieme di indicatori che permetta e supporti una simile analisi dovrà quindi necessariamente essere ampio e flessibile, comprendendo sia aggregazioni alle diverse scale, che mettano in luce i fenomeni positivi e negativi, i trend generali e gli scostamenti, sia cartografie tematiche che permettano di valutare la distribuzione spaziale dei fenomeni stessi. Va quindi curata la sistematizzazione delle informazioni riguardanti gli scenari di riferimento e gli interventi nei volumi regionali del Rapporto Ambientale, vanno selezionati gli aspetti più significativi, e va definito, calcolato, interpretato e opportunamente rappresentato un ampio set di indicatori. L'idea è di costruire gli indicatori a partire da quelli proposti per la valutazione dei singoli interventi tramite aggregazioni regionali, per ciascun livello di avanzamento (strategico, strutturale e attuativo). In questo modo si mantiene una coerenza fra gli indicatori impiegati nelle diverse fasi del processo, collegati in modo esplicito agli obiettivi del PdS.

A titolo d'esempio, a partire dall'indicatore Amb_11 "Aree di pregio per la biodiversità" calcolato per ogni intervento si possono ricavare, per ogni Regione, gli indicatori rappresentati in Figura 3.6. Analogamente, l'indicatore Amb_07 "Compatibilità paesaggistica", che viene calcolato per ogni intervento di livello strategico o strutturale, può servire a caratterizzare le diverse situazioni regionali tramite gli indicatori aggregati mostrati in Figura 3.7.

Un insieme completo di indicatori verrà sviluppato nel Rapporto Ambientale, anche alla luce dei risultati dell'applicazione del sistema di indicatori per la valutazione dei singoli interventi.

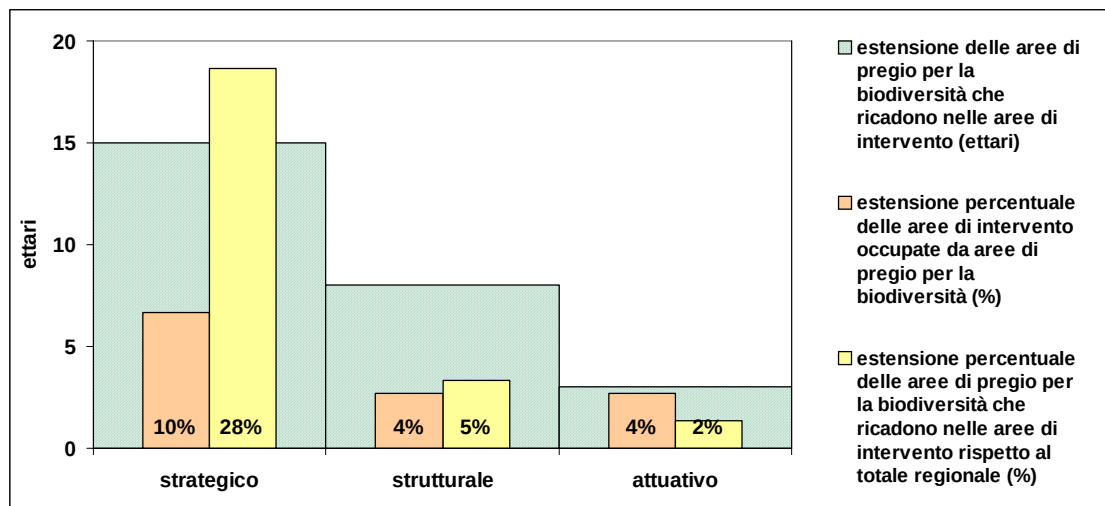


Figura 3.6– Esempio di indicatori relativi alla presenza di aree di pregio per la biodiversità all'interno delle aree di intervento in una data Regione.

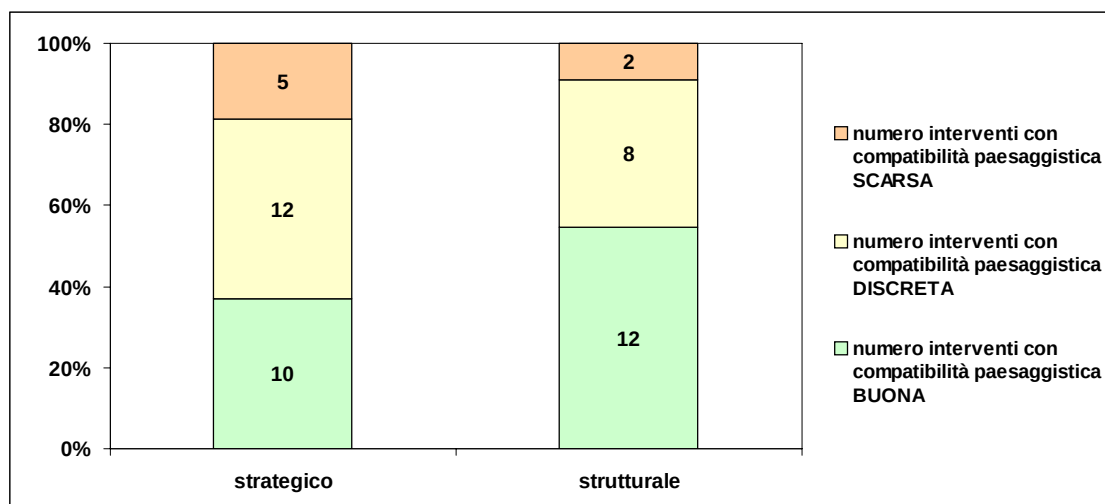


Figura 3.7– Esempio di indicatori relativi alla compatibilità paesaggistica degli interventi in una data Regione.

3.5.4 Efficacia dei criteri

È infine necessario verificare come i criteri fissati con lo scoping siano stati già recepiti nell'elaborazione del PdS e nella conduzione dei processi di localizzazione concertati a livello regionale, nonché valutare le conseguenze che essi avranno sulla sostenibilità delle scelte future. Lo scopo è di comprendere se e quanto i criteri concordati possano contribuire a fronteggiare le esigenze di sviluppo della RTN migliorandone la sostenibilità ambientale, territoriale e sociale.

Quali ulteriori considerazioni potrebbero contribuire a valutare la sostenibilità del PdS?

Quali indicatori si potrebbero utilizzare?

3.6 Indicazioni per la progettazione del sistema di monitoraggio del Piano di Sviluppo

Un aspetto importante della pianificazione integrata è l'opportunità di monitorare l'efficacia del processo stesso e delle sue fasi per poter individuare eventuali criticità e intervenire di conseguenza con un riorientamento delle scelte e degli obiettivi ambientali del piano. Nel caso specifico del PdS, caratterizzato dalla periodicità annuale, i risultati del monitoraggio svolti nel corso dell'anno costituiscono riferimento sin dalla fase di scoping, poiché consentono la caratterizzazione dello scenario di riferimento, in particolare per quanto riguarda le previsioni di assetto della rete elettrica, elemento guida ai fini dell'elaborazione del nuovo PdS.

Il monitoraggio comporta tre momenti: l'*analisi*, nella quale si aggiornano i dati disponibili e si crea la base di conoscenza necessaria all'orientamento e all'elaborazione del nuovo PdS; la *diagnosi*, in cui si valuta se l'evoluzione del contesto ambientale e gli effetti dell'attuazione del PdS in vigore si scostano significativamente dalle previsioni dell'anno precedente, e si individuano le cause di tali scostamenti; l'elaborazione della *terapia*, ovvero delle indicazioni per riorientare il processo di pianificazione integrata in modo da risolvere le criticità emerse. Il riorientamento potrà riguardare l'integrazione della variabile ambientale in vari elementi del piano, dalla costruzione degli scenari di riferimento, all'attribuzione delle priorità di intervento, alla definizione di criteri da applicare nelle scelte localizzative.

Il monitoraggio è fortemente correlato alla valutazione complessiva della sostenibilità: molte delle analisi che vengono svolte nelle due fasi devono dipendere l'una dall'altra. Se nella fase di scoping si propone una revisione dei criteri per risolvere alcune criticità emerse dal monitoraggio, la valutazione di sostenibilità dovrà verificare se e come i nuovi criteri siano in grado di essere applicati e di ottenere i risultati ambientali attesi. Allo stesso modo, se la valutazione individua il permanere di una criticità ambientale nell'assetto della rete elettrica definita dal PdS, in fase di monitoraggio tale aspetto dovrà essere misurato da opportuni indicatori, analizzato, e dovranno essere proposte delle opportune modifiche per risolverlo nella successiva elaborazione. È quindi importante che, benché siano due fasi formalmente e temporalmente separate, il monitoraggio e la valutazione della sostenibilità vengano sviluppate in modo che ci sia rispondenza fra esse, e che rappresentino due momenti di verifica globale del quadro di riferimento, incluse le sue modalità di attuazione attraverso i processi localizzativi a livello regionale, e del processo di pianificazione integrata.

Per quest'anno, ci si è limitati a svolgere il monitoraggio circa lo stato d'avanzamento degli interventi previsti dal PdS 2007 (si veda il capitolo 4).

Per il prossimo anno si prevede di svolgere il monitoraggio del PdS sulla base delle indicazioni di seguito proposte e delle indicazioni che verranno formulate dai soggetti con competenze ambientali e dal pubblico

durante le consultazioni, ai sensi della normativa vigente. In particolare viene qui riportato un inquadramento metodologico che consente di guidare la fase di analisi, alla quale seguiranno, in modo meno formalizzato e fortemente dipendente dagli esiti dell'analisi stessa, le fasi di diagnosi e terapia.

3.6.1 Analisi dello stato di avanzamento e del grado di condivisione degli interventi

Di ciascun intervento occorre verificare lo stato di avanzamento da un anno all'altro e il grado di condivisione. In particolare, come già discusso, in questa fase il Tavolo VAS nazionale ha il compito di verificare la coerenza tra le modalità di conduzione dei processi localizzativi e i criteri fissati a livello nazionale.

Calcolando gli opportuni indicatori per i singoli interventi, per le diverse Regioni e per l'intero Piano nazionale, è possibile ricavare informazioni sulle aree di maggiore conflittualità, sulle modalità di gestione e sul coinvolgimento delle fasi partecipative, sullo snellimento dei processi autorizzativi effettivamente comportato dalla VAS. Sulla base di tali informazioni è quindi possibile procedere ad un riorientamento finalizzato a sbloccare le situazioni più critiche e ad incrementare l'efficacia del processo.

La Tabella 3.8 propone un insieme di indicatori di tipo procedurale che possono essere impiegati a tale scopo. L'elenco non è esaustivo e potrà essere sottoposto ad integrazioni e revisioni.

Tabella 3.8 – Proposta di indicatori procedurali per il monitoraggio del PdS.

Numero interventi pianificati per tipologia e per livello di avanzamento (strategico, strutturale, attuativo, in autorizzazione, già autorizzati)
Numero Regioni, Enti Locali, nazioni straniere coinvolte nel processo di pianificazione
Percentuale interventi in cui sono state individuate alternative di localizzazione
Percentuale interventi per i quali sono stati attivati tavoli di concertazione
Numero medio di soggetti coinvolti nei tavoli di concertazione
Numero medio di iniziative di informazione/partecipazione per intervento
Numero medio di soggetti coinvolti nelle iniziative di informazione/partecipazione per intervento
Numero medio di soggetti che hanno fornito contributi/osservazioni per intervento
Numero medio di iniziative conflittuali per intervento
Numero, tipologia, dimensione, distribuzione territoriale, costo degli interventi realizzati
Numero misure di mitigazione/compensazione

Il quadro degli indicatori procedurali è adeguato?

3.6.2 Analisi del contesto ambientale

Come si è già anticipato, il punto di partenza sia della pianificazione che della sua valutazione di sostenibilità è rappresentato dall'analisi del contesto ambientale e dell'interazione esistente fra la rete elettrica e tale contesto. Anche la fase di monitoraggio, per poter riorientare efficacemente il piano, deve

seguire l'andamento delle variabili ambientali e di pressione della rete per verificare che l'evoluzione dello scenario e degli impatti concordi con le previsioni fatte.

Per rendere il più possibile oggettive e trasparenti queste analisi, è necessario che esse siano condotte sulla base di un sistema di indicatori condiviso. La scelta che si è fatta finora, seguendo l'articolazione del processo di pianificazione, è stata di elaborare tale sistema in modo omogeneo a livello nazionale, richiedendo una valutazione degli indicatori disaggregata al livello regionale. Tutte le considerazioni che seguono, quindi, riguardano analisi da effettuare per ogni Regione interessata dal PdS o dalla presenza di processi di localizzazione degli interventi approvati in PdS precedenti, sulla base delle indicazioni che emergeranno da questa fase di Scoping nazionale. È comunque previsto che, nell'ambito delle fasi di partecipazione regionali, sia possibile definire nuovi criteri ed indicatori specifici. Questi, aggiunti a quelli richiesti a livello nazionale, serviranno a descrivere più a fondo situazioni e peculiarità caratterizzanti le singole Regioni.

L'analisi del contesto va aggiornata annualmente sia a livello nazionale, sia a livello delle singole Regioni.

Quando saranno disponibili, sarà utile riferirsi alle indicazioni fornite dalla strategia ambientale nazionale e a quelle regionali, che dovrebbero costituire un riferimento per le VAS di tutti i piani e programmi.

Per il momento, a livello nazionale, si tratta di aggiornare un'analisi sintetica delle informazioni disponibili sullo stato e l'andamento delle componenti ambientali di interesse e dei relativi riferimenti normativi, finalizzata a mettere in evidenza l'evoluzione delle principali criticità.

A livello regionale, si tratta di aggiornare l'inquadramento degli aspetti ambientali e territoriali specifici con cui si aprono i capitoli regionali. La prima attività consiste nell'aggiornare il quadro di riferimento normativo, pianificatorio e programmatico che insiste sul territorio regionale e che può influenzare l'elaborazione del PdS, con particolare riferimento alle politiche di sostenibilità per le diverse componenti ambientali. Si passerà quindi a caratterizzare il contesto territoriale e ambientale regionale attraverso un sistema di indicatori che tenga conto anche di quelli utilizzati dagli altri strumenti decisionali con cui il PdS deve interagire, garantendo una maggiore omogeneità e mettendo in grado le amministrazioni di coordinare piani e programmi. In ogni caso, gli indicatori di contesto dovranno essere scelti considerando gli aspetti che possono essere utili sia a studiare le criticità ambientali di grande portata, sia a ricostruire il quadro di riferimento per i singoli interventi. Alcuni indicatori potranno riguardare ad esempio:

- ripartizione dell'uso del suolo, intensità di urbanizzazione, indice di naturalità, aree a rischio idrogeologico;
- superficie forestale, aree protette, Rete Natura 2000, composizione dell'avifauna di comparsa regolare;
- luoghi dell'identità regionale, paesaggi agrari tradizionali, viabilità di rilevanza paesistica, visuali sensibili, rischio del patrimonio culturale;
- popolazione residente,
- linee elettriche distinte per tensione;
- emissioni annue di CO₂ totali e per macrosettore (kt/anno).

Per facilitare la progettazione e l'implementazione di un tale sistema di monitoraggio, è indispensabile conoscere le caratteristiche dei dati disponibili presso le Regioni e gli Enti Locali, oltre che di quelli con copertura nazionale: la fase di scoping in corso intende avviare, con la collaborazione dei soggetti con competenza ambientale ai diversi livelli, la raccolta di queste informazioni, che andrà evidentemente tenuta aggiornata negli anni.

Quali ulteriori indicatori potrebbero arricchire l'aggiornamento del contesto ambientale?

3.6.3 Analisi della pressione della rete elettrica

Nel Rapporto Ambientale devono essere riportate le analisi della pressione sull'ambiente e il territorio della rete elettrica esistente. Il quadro delle pressioni sarà rappresentato da un sistema di indicatori calcolati rispetto alla rete elettrica esistente o in fase di realizzazione. Gli effetti reali degli interventi decisi nel PdS possono infatti essere misurati solo quando essi sono definiti a livello di progettazione o si trovano già in fase di realizzazione o in fase di esercizio. Eventuali difformità dalle previsioni o criticità rilevate forniranno indicazioni da recepire nell'ambito del PdS dell'anno successivo.

A differenza degli indicatori di contesto, gli indicatori di pressione della rete elettrica sono calcolati limitatamente alle aree limitrofe a quelle che riguardano gli interventi, e sono poi aggregati a livello regionale.

Quasi tutti questi indicatori hanno una valenza territoriale e considerano le interferenze indotte dagli elementi di rete con determinate tipologie di superfici (ad esempio, aree protette, aree urbanizzate, aree di rilevanza paesaggistica, etc.). Per una corretta valutazione delle interferenze, dunque, gli effetti delle linee elettriche saranno stimati a seconda dei casi con riferimento alle superfici che ricadono all'interno delle fasce di rispetto o delle fasce di asservimento degli elettrodotti. Si ricorda che le fasce di rispetto costituiscono aree inedificabili individuate ai fini della tutela della popolazione, di ampiezza compresa tra 50 e 80 metri; le fasce di asservimento sono molto più strette e delimitano le aree di servitù attribuite a Terna nell'ambito dell'esercizio quotidiano della rete (corrispondono a 15-20-25 m per lato di elettrodotti rispettivamente a 120/132/150-220-380 kV). Ad esempio, per valutare l'interferenza con le superfici urbanizzate, conviene fare riferimento alle fasce di rispetto, mentre per valutare l'interferenza con le superfici agricole conviene riferirsi alle sole fasce di asservimento.

I dati e le informazioni utili per questa fase saranno recuperati da Enti diversi e/o da apposite campagne di rilevamento, qualora i progetti presentassero particolari situazioni di criticità (ad es. campagne di monitoraggio dell'inquinamento acustico nel caso di interventi localizzati in aree densamente popolate).

Tabella 3.9 – Primo elenco di indicatori di pressione della rete elettrica.

■ Suolo
Occupazione di aree naturali (sup)
Occupazione di aree urbane (sup)
Occupazione di aree agricole (sup)
Occupazione di aree a rischio idrogeologico (sup)
Occupazione di corridoi infrastrutturali (sup)
■ Vegetazione, flora, fauna e biodiversità
Occupazione di habitat di interesse comunitario presenti nei Siti Natura 2000 (sup)
Occupazione di aree forestali (sup)
Occupazione di aree protette (sup)
Occupazione di aree ZPS (sup)
Occupazione di aree SIC (sup)
Occupazione di aree di rilevanza ambientale (sup)
Percentuale aree protette interessate dal passaggio della rete elettrica
■ Patrimonio culturale, architettonico e archeologico
Occupazione di ambiti di particolare interesse ambientale (sup)
Interferenza con luoghi dell'identità regionale (n, sup)
Interferenza con paesaggi agrari tradizionali (n, sup)
Interferenza con viabilità di rilevanza paesistica (n, sup)
Interferenza con visuali sensibili (n, sup)
■ Popolazione e salute umana
Popolazione residente all'interno delle fasce di rispetto della rete elettrica
Sviluppo delle linee elettriche distinte per tensione (km)
■ Fattori climatici
Emissioni annue di CO ₂ equivalenti totali evitate correlate alla riduzione delle perdite (kt/anno)

4 PRIMI ELEMENTI DEL PIANO DI SVILUPPO DELLA RTN 2008

4.1 Previsioni per il contesto elettrico

Gli aspetti metodologici per la costruzione degli scenari di riferimento per il contesto elettrico sono descritti nel paragrafo 3.2. Poiché, come anticipato, l'aggiornamento delle previsioni alla base degli scenari di riferimento non è ancora disponibile al momento della stesura del presente documento, viene qui proposta una sintesi delle previsioni contenute nel PdS 2007.

4.1.1 *Fabbisogno di energia e potenza elettrica*

Le previsioni della domanda di energia e potenza elettrica in Italia si estendono attualmente fino al 2016 e sono disaggregate rispetto a quattro macroaree geografiche e ai principali settori. La stima è elaborata sulla base dell'andamento storico del fabbisogno elettrico e delle punte stagionali, e della previsione di alcune variabili socio-economiche (PIL, disaggregato per aree e settori produttivi). In presenza di azioni di tipo energetico-ambientale già operative che possano influenzare in misura significativa il quadro previsto nell'orizzonte pluriennale considerato, l'analisi ne tiene conto.

La grandezza che mette in relazione domanda elettrica e grandezze economiche è l'intensità elettrica I_k (kWh/euro), definita come rapporto tra l'energia elettrica consumata dal settore (in kWh) e il valore aggiunto, cioè il contributo alla formazione del PIL, dello stesso settore (in euro). Si è ipotizzata, per i prossimi undici anni, una crescita dell'intensità elettrica complessiva pari ad un tasso medio di circa + 1.2 % per anno, intermedio tra i livelli riscontrati a consuntivo nel periodo dalla fine degli anni '90 ai primi anni del nuovo decennio. La previsione della domanda di energia elettrica nei prossimi anni è stata dunque calcolata come prodotto tra il valore aggiunto previsto e l'intensità elettrica prevista.

Il risultato mostra per il periodo 2005-2016 una crescita della domanda di energia elettrica in Italia con un tasso medio annuo che varia da 1.5 % a 2.2 %¹⁸, fino a raggiungere nel 2016 un valore massimo di 420 TWh (Figura 4.1).

¹⁸ Per ulteriori approfondimenti consultare sul sito www.terna.it il documento "Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario. Anni 2006-2016".

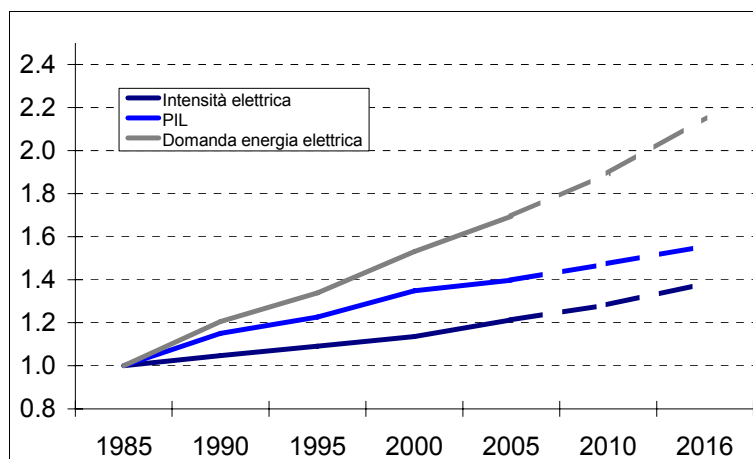


Figura 4.1 – Crescita dell'Intensità elettrica, del PIL e della domanda di energia elettrica rapportati ai valori del 1985.

L'andamento delle variabili considerate (Intensità elettrica, PIL e domanda di energia elettrica) viene inoltre descritto sinteticamente attraverso il *Compound Annual Growth Rate* (CAGR) che estende il tasso di crescita annuo della variabile $V(t)$ su un periodo di $t-t_0$ anni e viene calcolato come:

$$CAGR(t_0, t) = \left(\frac{V(t)}{V(t_0)} \right)^{\frac{1}{(t-t_0)}} - 1$$

Tabella 4.1 – Compound annual growth rate (CAGR).

	CAGR ('85-'05)	CAGR ('05-'16)
Domanda di energia elettrica	+ 2,7 %	+ 2,2 %
PIL	+ 1,7 %	+ 1,0 %
Intensità elettrica	+ 1,0 %	+ 1,2 %

Rispetto alla media nazionale (+ 2.2 %, Tabella 4.1), la crescita della domanda per i prossimi anni 2005-2016 si manifesterà leggermente più sostenuta al Centro (CAGR + 2.3 %), mentre le aree del Nord Italia, del Sud e delle Regioni insulari si collocheranno pressoché in media, con valori compresi tra + 2.1 % e + 2.2 % (Figura 4.2).

Per quanto riguarda i principali settori di consumo (Figura 4.2) l'industria si conferma il settore più rilevante sotto l'aspetto dei consumi elettrici: nel 2016 la sua quota sarà circa pari alla metà del totale dei consumi, con una crescita (+ 1.9 %) leggermente inferiore a quella del totale (tasso medio annuo + 2.2 % sull'intero periodo 2005-2016). Nell'ambito del settore industriale si prospetta nello stesso periodo un andamento disomogeneo: ad un forte sviluppo del settore di produzione di beni finali¹⁹ (+ 2.7 %, incluse le

¹⁹ Industrie alimentari, del tessile-abbigliamento e calzature, meccaniche, per la produzione di mezzi di trasporto, per la lavorazione della gomma e plastica, del legno e del mobilio, delle altre manifatturiere; include inoltre costruzioni edili, energia, gas e acqua, raffinazione, cokerie ed acquedotti.

altre industrie) corrisponderà uno sviluppo più contenuto per le industrie dei beni intermedi²⁰ (+ 1.0 %). Il terziario, che già nell'anno 2000 aveva superato nella struttura dei consumi elettrici il settore domestico, si conferma anche nei prossimi undici anni il settore di maggiore crescita (+ 3.5 %). Nel 2016 il settore terziario raggiungerà una quota pari a quasi ad un terzo dei consumi (30 %). Con un tasso medio annuo di crescita di circa il 1.3 % sull'intero periodo, il settore domestico verrà a detenere nel 2016 una quota dei consumi elettrici pari a circa il 20 %. Sostanzialmente stabile il contributo del settore agricolo, attorno al 2 %.

La crescita nei consumi energetici accomuna dunque tutti i settori analizzati. Questo fattore potrebbe essere ridotto con misure innovative di risparmio energetico che permettano di raggiungere l'efficienza energetica negli usi civili ed industriali, la qualificazione energetica dell'edilizia²¹, la mobilità e i trasporti sostenibili.

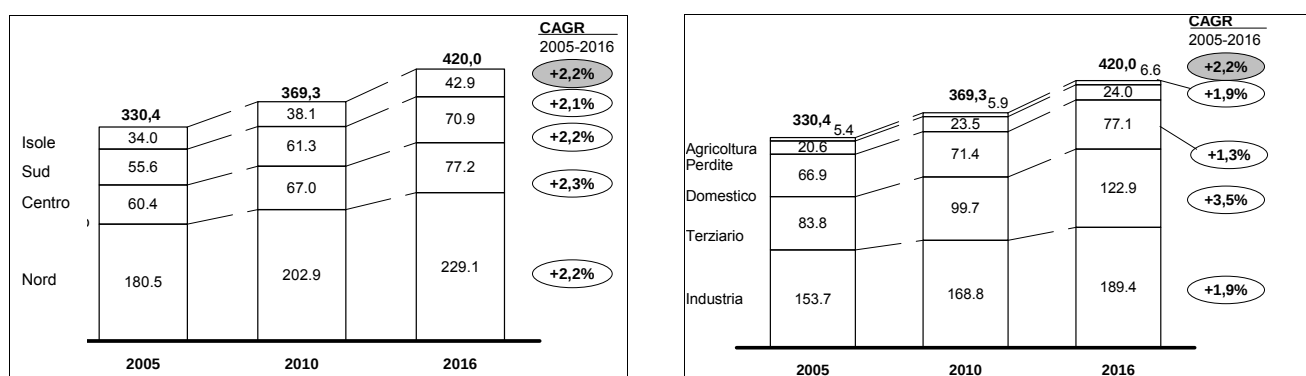


Figura 4.2 – Previsioni della domanda di energia elettrica (TWh) e di CAGR nel periodo 2005-2016: per aree geografiche (sinistra) e per settore (destra).

La previsione del fabbisogno di energia elettrica in potenza è stata elaborata da Terna partendo da quella sulla domanda di energia elettrica descritta nel paragrafo precedente. La metodologia adottata muove da una previsione delle ore di utilizzazione della potenza alla punta, definite come il rapporto fra la domanda annua di energia elettrica e la domanda di potenza alla punta. La potenza alla punta invernale ed estiva viene quindi calcolata come rapporto tra la domanda di energia elettrica e le ore di utilizzazione della potenza alla punta.

In Figura 4.3 è illustrato l'andamento sinora registrato della potenza alla punta invernale ed estiva. Si può osservare come anche in Italia, al pari di quanto è avvenuto in diversi altri Paesi industrializzati, negli ultimi anni si sia sempre più ridotta la differenza tra il valore invernale ed estivo della potenza alla punta.

L'andamento storico delle ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale evidenzia che la graduale fase di crescita in atto fin dalla metà degli anni '70 si è stabilizzata all'inizio degli anni '90, toccando un massimo pari a circa 6000 ore/anno. A partire dal 1992, le ore di utilizzazione della domanda alla punta

²⁰ Industrie dei metalli, dei materiali da costruzione, della chimica, della carta.

²¹ In Italia sono tuttora installati 8 milioni di scaldabagni elettrici, il sistema a peggiore rendimento per il riscaldamento d'acqua per usi sanitari.

invernale sono sostanzialmente stabili nell'intervallo tra 5 900 e 6.000 ore/anno (Figura 4.4²²). Nella stessa figura sono riportate le ore di utilizzazione della domanda alla punta estiva. Si osserva che ad una fase di relativa stabilità attorno a 6 500 ore/anno si è sostituita in anni più recenti una tendenza molto pronunciata alla diminuzione verso livelli potenzialmente anche inferiori a quelli delle ore invernali, come conseguenza della forte crescita della domanda di potenza alla punta estiva. Sono inoltre illustrati i risultati delle estrapolazioni relative alla previsione delle ore di utilizzazione della potenza alla punta estiva ed invernale fino al 2016.

La previsione delle ore di utilizzazione della potenza alla punta invernale ottenuta è quella relativa al cosiddetto "inverno medio", sostanzialmente determinata dal trend di fondo. Nel prevedere le ore di utilizzazione della potenza alla punta estiva è determinata, con criterio analogo, una "estate media". In particolare per la punta estiva si possono prospettare due andamenti previsionali: il primo 'di minima' che prevede una fase di stabilizzazione del trend di riduzione delle ore di utilizzazione ed un secondo 'di sviluppo' in cui il trend di riduzione è ipotizzato proseguire fino al 2016.

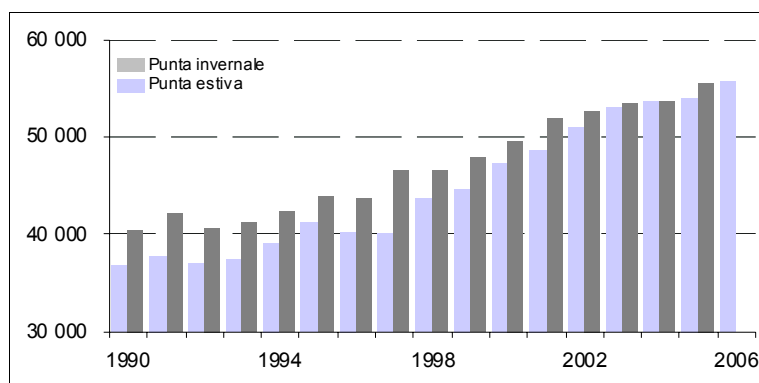


Figura 4.3– Andamento della domanda (MW) alla punta per il periodo 1990-2006.

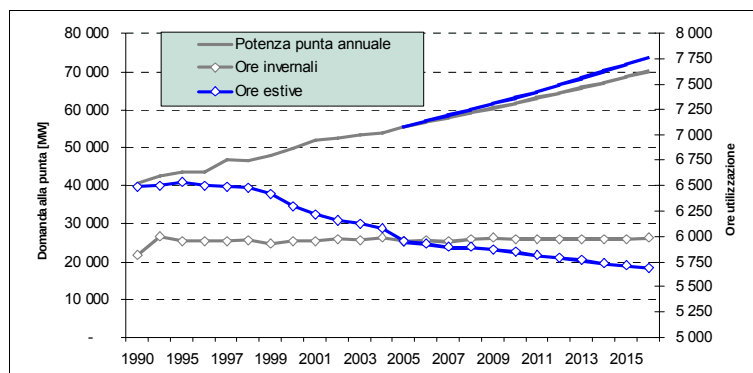


Figura 4.4 – Previsione delle ore di utilizzazione della potenza alla punta invernale ed estiva (ipotesi di sviluppo) e previsione della potenza alla punta in corrispondenza dei due scenari considerati (ipotesi di minima e ipotesi di sviluppo della punta estiva).

²² In figura si è utilizzata la rappresentazione della media mobile. Con la media mobile si raggiunge l'obiettivo di depurare la serie storica dalla componente accidentale, lasciando in evidenza il trend di fondo; in particolare la media a cinque termini (cinque anni) usata è applicata all'anno centrale (media centrata).

La Tabella 4.2 fornisce i dati di riepilogo dell'evoluzione prevista per la potenza alla punta nel nostro Paese in corrispondenza degli ipotetici scenari "di sviluppo" (ipotesi alta) e "di minima" (ipotesi bassa). Si riporta inoltre il valore della punta invernale ed estiva di potenza massima richiesta sulla rete.

Tabella 4.2 – Previsione della domanda di potenza alla punta.

Anno	Potenza (MW)
2005	55 539
2006 (punta estiva)	55 619
2010 (ipotesi bassa/alta)	61 700 / 63 200
2016 (ipotesi bassa/alta)	70.000 / 73 800

4.1.2 Produzione di energia elettrica

Nel corso degli ultimi anni sono stati autorizzati, con le procedure previste dalla legge 55/02 (o dal precedente DPCM 27 dicembre 1988), circa 45 impianti termoelettrici con potenza maggiore di 300 MW, per un totale di oltre 23.000 MW elettrici, in parte già realizzati.

In Figura 4.5 si riporta il quadro di riepilogo della nuova potenza che ad oggi si prevede possa essere disponibile alla fine di ciascun anno, a partire dal 2007 e fino al 2010, in base alle informazioni ricevute dalle diverse società titolari delle autorizzazioni alla costruzione ed esercizio degli impianti termoelettrici.

In figura 3.8. si riporta la distribuzione geografica dell'aumento della capacità produttiva da nuove centrali termoelettriche previsto per il periodo 2007-2010. Si può osservare come circa il 65% degli impianti autorizzati sia concentrato nella parte meridionale del paese, principalmente in Campania, Puglia e Calabria (Figura 4.6).

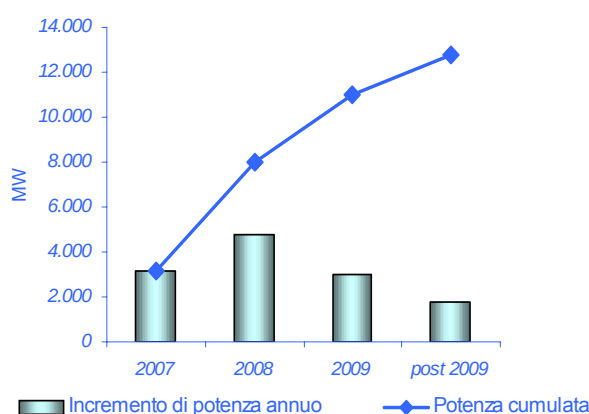
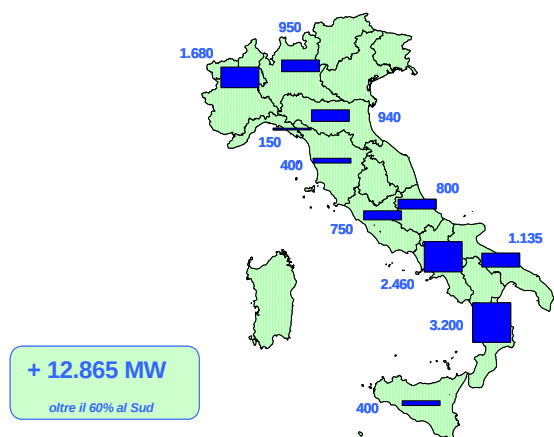


Figura 4.5 – Nuova potenza annuale disponibile da centrali termoelettriche (2006-2010).

In aggiunta agli impianti termoelettrici, si considera anche lo sviluppo di impianti da fonte rinnovabile, che, nonostante un trend in continua crescita negli ultimi anni, non ha permesso uno sviluppo del parco produttivo

tale da permettere un allineamento con i Paesi Europei all'avanguardia (Germania e Spagna) (Figura 4.6 e Figura 4.7). Si può osservare che la maggior parte degli impianti risultano localizzati nel Mezzogiorno e nelle Isole maggiori e che in totale si prevedono per la fine del 2008 circa 3 900 MW di impianti eolici. Particolarmente incoraggiante è la situazione della Sicilia, della Sardegna e della Puglia, che risultano i territori più favorevoli dal punto di vista della disponibilità del vento e nelle quali saranno installati circa due terzi di tutti gli impianti eolici italiani (Figura 4.8).



(*) Totale autorizzato ai sensi del DPCM 27/12/88 e della L.55/02
Considerando i circa 10.000 MW entrati in servizio nel 2006, l'incremento di potenza sale a oltre 23.000 MW

Figura 4.6 – Aumento della capacità produttiva da nuove centrali termoelettriche previsto per il periodo 2006-2010.

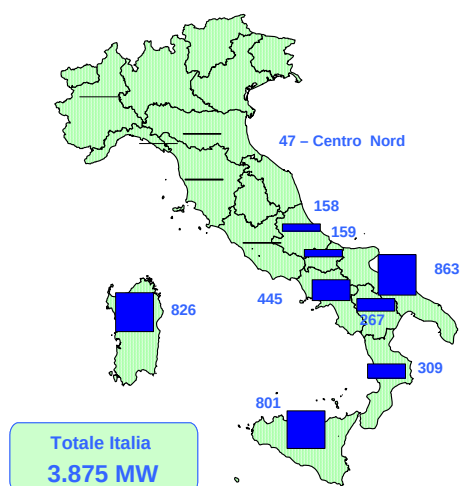


Figura 4.7 – Capacità produttiva da centrali eoliche prevista al 2008.

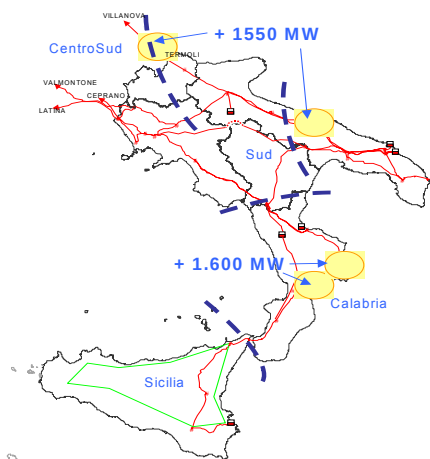


Figura 4.8 – Suddivisione territoriale per incremento di capacità produttiva in realizzazione nella macro-zona Sud.

4.1.3 Capacità di interconnessione con l'estero

In base a quanto previsto dalla Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento, Terna ha il compito di sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici degli altri Paesi, al fine di garantire la sicurezza e ridurre i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica.

Dall'esame degli scenari di evoluzione dei sistemi elettrici in Europa e nei Paesi limitrofi emergono i seguenti elementi, sulla base dei quali è possibile definire le strategie di sviluppo delle future interconnessioni:

- nel medio-lungo periodo si confermerà un elevato valore della capacità di trasporto in importazione alla frontiera nord-orientale italiana (Austria e Slovenia),
- sempre nel medio-lungo periodo si avrà una riduzione delle transazioni e dei differenziali di prezzo sul versante nord-occidentale (Francia e Svizzera) a causa principalmente della minore disponibilità di potenza nell'area
- l'area del Sud Est Europa rappresenta una grossa opportunità per il sistema elettrico nazionale grazie al prezzo particolarmente competitivo dell'energia, alla capacità produttiva diversificata e prevista in aumento, alla opportunità di collegamento diretto a un mercato in espansione verso Ucraina, Russia e Turchia.

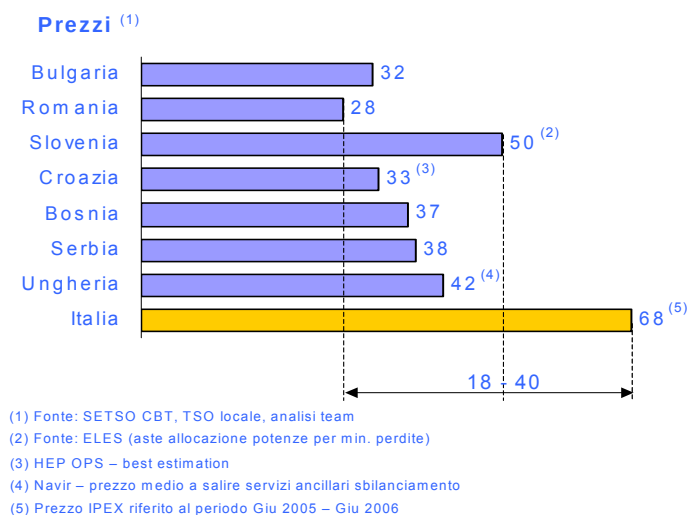


Figura 4.9 – Prezzi mercati area Balcani (euro/MWh).

Inoltre, nella definizione degli scenari di sviluppo finalizzati alla previsione dell'evoluzione del sistema elettrico, sono tenute in debito conto anche le proposte di realizzazione di interconnessioni private con l'estero (Merchant Line), avanzate ai sensi del quadro normativo comunitario e nazionale. Tenuto conto delle linee già autorizzate e del fatto che alcuni interconnector presentano un iter autorizzativo già avviato e/o semplificato e che alcuni proponenti hanno già coinvolto i gestori delle reti di trasmissione interessate, entro il breve-medio termine possono prevedersi alla frontiera Nord interconnector privati che apportino un incremento di *Net Transfer Capacity* (NTC) stimabile tra 1.000 e 2.000 MW.

Lo scenario di riferimento di lungo termine risulta più complesso anche perché, specie sul livello AAT, appare strettamente legato all'effettiva attuazione degli interventi sulla RTN attualmente in fase di studio e alle politiche di sviluppo che Terna assumerà in futuro.

4.2 Interventi oggetto di valutazione ambientale

Il Rapporto Ambientale 2008 conterrà sia la valutazione ambientale delle nuove esigenze di sviluppo emerse nel corso del 2007 e proposte nel PdS 2008, sia la valutazione ambientale delle localizzazioni relative a esigenze di sviluppo approvate con il PdS 2007. Verranno approfonditi gli interventi che, in quanto prioritari o comunque particolarmente rilevanti:

- sono oggetto dei processi di concertazione con Regioni ed Enti Locali, tramite l'applicazione delle metodologie illustrate nel capitolo 3 di questo documento, oppure
- sono oggetto di studi ambientali territoriali svolti autonomamente da Terna, in attesa di attivare la concertazione con Regioni ed Enti Locali.

Le nuove esigenze proposte nel PdS 2008 risponderanno *in primis* alle seguenti funzionalità:

- riduzione delle congestioni e miglioramento della sicurezza della rete;
- interventi nelle aree metropolitane;
- interconnessioni con l'estero;
- qualità del servizio.

Nel presente documento, non essendo disponibili indicazioni specifiche sulle nuove esigenze, ci si limita ad elencare gli interventi già presenti nel PdS 2007 che verranno approfonditi; si tratta per lo più di interventi sulla rete AAT prioritari nel breve-medio termine. L'elenco, articolato su base regionale e distinguendo gli interventi in corso di definizione e quelli in fase di autorizzazione, riporta le seguenti voci:

- denominazione;
- tipologia di intervento (realizzazione/potenziamento/razionalizzazione/riqualificazione);
- oggetto dell'intervento (elettrodotto aereo 380kV, rete aerea/interrata 132kV, stazione blindata 220kV,...);
- altre Regioni eventualmente interessate dall'intervento;
- motivazioni dell'intervento che, come già illustrato al paragrafo 3.1, possono essere uno o più tra i seguenti obiettivi:

1. *Sicurezza dell'approvvigionamento tramite soluzione delle criticità e superamento dei poli limitati di produzione*
2. *Sicurezza e continuità della fornitura e del servizio*
3. *Incremento della capacità di scambio tramite rafforzamento delle interconnessioni*
4. *Riduzione delle perdite e delle congestioni ai fini dell'efficienza del servizio*

5. Miglioramento della qualità del servizio

- attività svolte negli anni precedenti;
- livello di avanzamento attuale;
- previsioni.

Tabella 4.3 – Principali interventi approvati nel Pds2007 attualmente in fase di concertazione o oggetto di studi in attesa di attivare la concertazione.

			Altre Regioni interessate	Motivazioni	Attività svolte negli anni precedenti	Livello di avanzamento attuale	Previsioni
Regione Abruzzo							
Foggia-Villanova	realizzazione	elettrodotto aereo 380 kV	Molise, Puglia	1 4	strutturale 2007	Strutturale	chiusura attuativo entro 2008
S. Giacomo	razionalizzazione	linee aeree 380 kV	-	1 2 4 5	strutturale 2007	Strutturale	chiusura strutturale entro 2008
Fano-Teramo	realizzazione	elettrodotto aereo 380 kV	Marche	1 3 4 5	strutturale – studio autonomo – dal 2006; strutturale autunno 2007	Attuativo	chiusura attuativo entro 2008
Canestro-allacciamento Morino	riqualificazione	elettrodotto aereo 150 kV	-	1	strutturale 2007	attuativo	
Regione Basilicata							
Nord Calabria	razionalizzazione	linee aeree 380 kV	Calabria	2 4 5	strutturale dal 2006	Attuativo	chiusura attuativo entro 2008
Regione Calabria							
Trasversale calabra	realizzazione	elettrodotto aereo 380 kV	-	1 4	nel PdS dal 2005?"	Strutturale/attuativo	chiusura attuativo entro 2008
Nord Calabria	razionalizzazione	linee aeree 380 kV	Basilicata	1 2 4 5		Attuativo	chiusura attuativo entro 2008
Messina e Scilla	razionalizzazione	linee aeree 150 kV	Sicilia	3 5			
Provincia Reggio Calabria	razionalizzazione	linee aeree 150 kV	-				
Regione Campania							
Montecorvino-Benevento	realizzazione	elettrodotto aereo 380 kV	-	1 2 4	strutturale 2005	Strutturale/attuativo	autorizzazione entro 2008

			Altre Regioni interessate	Motivazioni	Attività svolte negli anni precedenti	Livello di avanzamento attuale	Previsioni
Avellino	realizzazione	stazione 380 kV	-	5	strutturale 2006	Strutturale	autorizzazione entro 2008
Candela	realizzazione	raccordi aerei 380 kV	Puglia	1 2 4	strutturale dal 2006	Strutturale	chiusura attuativo entro 2008
Napoli	razionalizzazione	linee aeree/ interrate 220 kV	-	2 3 5			autorizzazione entro 2008
Regione Emilia Romagna							
Pavia-Piacenza	realizzazione	elettrodotto aereo 380 kV	Lombardia	2 3 4	nel PdS dal 2005	Strategico	chiusura strategico 2008
Mantova-Modena	realizzazione	elettrodotto aereo 380 kV	Lombardia	1 2 4	nel PdS dal 2005	Strategico	studio macroalternative
Calenzano-Colunga	riclassamento	elettrodotto aereo 220 -> 380 kV	Toscana	1 4		Strutturale	studio corridoi
Regione Friuli Venezia Giulia							
Redipuglia-Udine ovest	realizzazione	elettrodotto aereo 380 kV	-	1 2 3 4 5	strutturale	Attuativo	chiusura attuativo entro 2007 in autorizzazione 2008
Interconnessione Italia-Slovenia	realizzazione	elettrodotto aereo 380 kV	-	3	nel PdS dal 2003		attivazione strategico 2008
Regione Lazio							
Roma	razionalizzazione	linee aeree 380 kV	-	2 4 5		Attuativo	autorizzazione 2008
Roma sud ovest	realizzazione	stazione 380 kV	-	2 4 5		Attuativo	autorizzazione 2008
Regione Liguria							
Genova	razionalizzazione	linee aeree/ interrate 132 kV	-	1 2 4		Attuativo	autorizzazione 2008
Regione Lombardia							
Mantova-Modena	realizzazione	elettrodotto aereo 380 kV	Emilia-Romagna	1 2 4		Strategico	chiusura strategico 2008
Pavia-Piacenza	realizzazione	elettrodotto aereo 380 kV	Emilia-Romagna	2 3 4	nel PdS dal 2005	Strategico	chiusura strategico 2008
Media Valtellina (fase B)	razionalizzazione	linee aeree 380 kV	-	2 4	strutturale dal 2002	Strutturale	chiusura strutturale 2008 attuativo 2008

			Altre Regioni interessate	Motivazioni	Attività svolte negli anni precedenti	Livello di avanzamento attuale	Previsioni
Provincia di Lodi	razionalizzazione	linee aeree 380 kV	-	1 2 4	strategico dal 2005	strutturale/attuativo	chiusura attuativo 2007
Trino-Lacchiarella	realizzazione	elettrodotto aereo 380 kV	Piemonte	1 2 4	nel PdS dal 2003; strutturale dal 2006	attuativo	chiusura attuativo 2007
Regione Marche							
Fano-Teramo	realizzazione	elettrodotto aereo 380 kV	Abruzzo	1 3 4 5	strutturale dal 2006	attuativo	attivazione tavolo fase attuativa autunno 2007
Provincia di Macerata	realizzazione	stazione 380 kV	-	2 4 5	strategico 2005	attuativo	attivazione tavolo fase attuativa autunno 2007
Interconnessione Italia-Croazia	realizzazione	elettrodotto sottomarino 400 kV	-	3	PdS 2007		
Regione Molise							
Foggia-Villanova	realizzazione	elettrodotto aereo 380 kV	Abruzzo, Puglia	1 4	strutturale 2007	strutturale	
Regione Piemonte							
Borgomanero nord-Bornate	potenziamento	elettrodotto aereo 132 kV	-	1 2 4 5	strutturale 2004-2007	attuativo	chiusura attuativo 2008
Nord-ovest Torino	razionalizzazione	linee aeree 132 kV	-	1 2 4	nel PdS dal 2004	strutturale	chiusura attuativo 2007
Provincia di Asti		stazione	-	1 4 5	strategico dal 2006	strutturale	chiusura strutturale 2008
Valle d'Aosta-Piemonte	razionalizzazione	linee aeree/interrate 120/132 kV	Valle d'Aosta	5	nel PdS dal 2002	strutturale	
Borgoticino-Arona	potenziamento	elettrodotto aereo 132 kV	-	2 5	nel PdS dal 2002	strutturale	attuativo 2008
Trino-Lacchiarella	realizzazione	elettrodotto aereo 380 kV	Lombardia	1 2 4	nel PdS dal 2003; strutturale 2003-2006	attuativo	chiusura attuativo 2007
Cerreto Castello-Biella est	potenziamento	elettrodotto aereo 132 kV	-	2 5	strutturale dal 2005	attuativo	chiusura attuativo 2008
Torino	razionalizzazione	linee aeree 220 kV	-	2 4 5	nel PdS dal 2005	attuativo	chiusura attuativo 2007

			Altre Regioni interessate	Motivazioni	Attività svolte negli anni precedenti	Livello di avanzamento attuale	Previsioni
Magliano-Fossano	realizzazione	elettrodotto aereo 132 kV	-	2 4 5	nel PdS dal 2001; strutturale 2004	attuativo	
Regione Puglia							
Foggia-Villanova	realizzazione	elettrodotto aereo 380 kV	Abruzzo, Molise	1 4	strutturale 2007	strutturale	chiusura attuativo entro 2008
Candela	realizzazione	raccordi aerei 380 kV	Campania	1 2 4	strutturale dal 2006	strutturale	
Regione Sardegna							
S.E. S.Teresa-Buddusò	realizzazione	elettrodotto aereo 150 kV + stazione	-	1 2 5	strutturale dal 2005 – studio autonomo	strutturale	chiusura strutturale entro 2008 – attuativo 2008
Selargius-Goni	realizzazione	elettrodotto aereo 150 kV		2	-	strutturale – studio autonomo	chiusura attuativo entro 2008
Regione Sicilia							
Chiaramonte Gulfi-Ciminna	realizzazione	elettrodotto aereo 380 kV	-	1 2 4 5	nel PdS dal 2003	strutturale	attuativo 2008
Paternò-Priolo	realizzazione	elettrodotto aereo 380 kV	-	1 2 5	nel PdS dal 2003	strutturale	attuativo 2008
Sorgente-Ciminna	realizzazione	elettrodotto aereo 380 kV	-	1 2 4 5		strutturale	chiusura strutturale 2008
Messina e Scilla	razionalizzazione	linee aeree 150 kV	Calabria	3 5			
Regione Toscana							
Calenzano-Colunga	realizzazione	elettrodotto aereo 380 kV	Emilia Romagna	1 4		strutturale	
Regione Umbria							
Umbria	razionalizzazione	linee aeree/ interrate 120/132 kV	-	4			
Regione Valle d'Aosta							
Valle d'Aosta-Piemonte	razionalizzazione	linee aeree/ interrate 120/132 kV	Piemonte	5	nel PdS dal 2002	strutturale	
Regione Veneto							
Province di Padova e Venezia	razionalizzazione	linee aeree/ interrate/ sottomarine 380 kV	-	1 2 5	strategico 2004-2006; strutturale 2007	strutturale	

Tabella 4.4 – Principali interventi approvati nel PdS 2007 attualmente in fase autorizzativa.

			Altre Regioni interessate	Motivazioni	Attività svolte negli anni precedenti	Livello di avanzamento attuale	Previsioni
Regione Calabria							
Sorgente-Rizziconi	realizzazione	elettrodotto aereo/ interrato/ sottomarino 380 kV	Sicilia	1 2 4 5	strutturale 2005; attuativo 2006	in autorizzazione	
Regione Campania							
Foggia-Benevento II	realizzazione	elettrodotto aereo 380 kV	-	1 2 4	strutturale 2005; attuativo 2006	in autorizzazione	
Regione Lazio							
Sardegna-Italia penisola	Realizzazione	cavo sottomarino 500 kV	Sardegna	1 2 3 4	in autorizzazione dal 2004	In realizzazione	esercizio 2009
Regione Lombardia							
Alta Valtellina (fase A2)	Razionalizzazione	linee aeree 220 kV	-	-		in autorizzazione	
Regione Piemonte							
Val d'Ossola nord	razionalizzazione	linee aeree 132 kV	-	2 5		in autorizzazione	
Val d'Ossola sud	razionalizzazione	linee aeree 132 kV	-	2 5		in autorizzazione	
Regione Puglia							

			Altre Regioni interessate	Motivazioni	Attività svolte negli anni precedenti	Livello di avanzamento attuale	Previsioni
Foggia-Benevento II	realizzazione	elettrodotto aereo 380 kV	-	1 2 4	strutturale 2005; attuativo 2006	in autorizzazione	
Troia per impianti eolici	realizzazione	stazione 380 kV	-	1 4	strutturale e attuativo 2006	in autorizzazione	
Regione Sardegna							
Ittiri-Codranganos	realizzazione	elettrodotto aereo 380 kV + stazione 380 kV	-	1 2 4	Attuativo 2006/2007	in autorizzazione	esercizio 2009
Sardegna-Italia penisola	realizzazione	cavo sottomarino 500 kV	Sardegna	1 2 3 4	in autorizzazione dal 2004	In realizzazione	esercizio 2009
Regione Sicilia							
Sorgente-Rizziconi	realizzazione	elettrodotto aereo/ in cavo/ sottomarino 380 kV	Calabria	1 2 4 5	strutturale 2005; attuativo 2006	in autorizzazione	
Regione Toscana							
S.Barbara-Tavarnuzze	realizzazione	elettrodotto aereo 380 kV	-	1 2 4 5		in autorizzazione	
Isola d'Elba-Continente	realizzazione	elettrodotto aereo/ in cavo/ sottomarino 132 kV	-	1 2 4 5		in autorizzazione	
Regione Umbria							
Villa Valle-Spoleto	realizzazione	elettrodotto aereo/ in cavo 132 kV	-	2 4		in autorizzazione	
Regione Veneto							
Castegnero	realizzazione	stazione in aria 220/132 kV	-	2 5		in autorizzazione	

ALLEGATI

A: Soggetti con competenze ambientali destinatari del documento

Ente	Ufficio	Referente	email
Ministero per lo sviluppo economico	Direzione generale per l'energia e le risorse minerarie	Sara Romano (direttore generale)	sara.romano@attivitaproductive.gov.it
	Direzione generale per l'energia e le risorse minerarie – Ufficio C3 Distribuzione elettricità e rapporti con gli EE.LL.	Gianfelice Poligoni Claudio Maffei	gianfelice.poligoni@sviluppoeconomico.gov.it claudio.maffei@sviluppoeconomico.gov.it
		Elisabetta D'Agostino	elisabetta.dagostino@sviluppoeconomico.gov.it
Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare	Direzione per la Protezione della natura	Aldo Cosentino (direttore generale)	dpn-dg@minambiente.it
	Direzione per la qualità della vita	Gianfranco Mascazzini (direttore generale)	minamb.tai@mclink.it
	Direzione per la ricerca ambientale e lo sviluppo	Corrado Clini (direttore generale)	pia-sdg@minambiente.it
	Direzione per la difesa del suolo	Mauro Luciani (direttore generale)	luciani.mauro@minambiente.it
	Direzione per i servizi interni del ministero	Sergio Basile (direttore generale)	ferrucci.cristina@minambiente.it
	Direzione per la salvaguardia ambientale	Bruno Agricola (direttore generale)	berardi.daniela@minambiente.it
	Direzione per la salvaguardia ambientale - Divisione VIII Certificazione ambientale e valutazione ambientale strategica di piani e programmi	Giuseppe Italiano (direttore)	italiano.giuseppe@minambiente.it
		Luciana Polizzy	polizzy.luciana@minambiente.it
		Cristina Spagnoli	spagnoli.cristina@minambiente.it
		Federica Tarducci	tarducci.federica@minambiente.it
		Gianluca Imparato	imparato.gianluca@minambiente.it
		Giorgia Coviello	coviello.giorgia@minambiente.it
		Lucio Eleuteri	eleuteri.lucio@minambiente.it
		Paola Andreolini	andreolini.paola@minambiente.it
		Paolo Boccardi	boccardi.paolo@minambiente.it
		Mauro di Prete	mdiprete@inwind.it
	Commissione VAS	Maria Rosa Vittadini	mariarosa.vittadini@iuav.it
	Commissione VAS (sottocommissione Terna)	Mario Zambrini	zambrini@alice.it
	Commissione VIA	Andreina Zitelli	andreina.zitelli@iuav.it
Agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi tecnici		Giancarlo Viglione (commissario straordinario)	carmela.bumbaca@apat.it
	Dipartimento stato dell'ambiente e metrologia ambientale	Roberto Caracciolo (capo dipartimento)	roberto.caracciolo@apat.it
		Giampiero Baccaro	giampiero.baccaro@apat.it
		Anna Cacciuni	anna.cacciuni@apat.it
		Settimio Fasano	settimio.fasano@apat.it
		Patrizia Fiorletti	patrizia.fiorletti@apat.it
		Marilena Flori	marilena.flori@apat.it

Ente	Ufficio	Referente	email
		Gianluca Leone	gianluca.leone@apat.it
		Adelaide Polizzotti	mariaadelaide.polizzotti@apat.it
		Stefano Pranzo	stefano.pranzo@apat.it
		Paolo Sciacca	paolo.sciacca@apat.it
		Valentina Sini	valentina.sini@apat.it
		Gilio Vulcano	giulio.vulcano@apat.it
Ministero per i beni e le attività culturali	Direzione generale	Roberto Cecchi (direttore generale)	segreteria@direttore@bap.beniculturali.it
	Direzione generale – Servizio II Paesaggio	Anna Di Bene (direttore)	a.dibene@bap.beniculturali.it
		Riccardo Brugnoli	r.brugnoli@bap.beniculturali.it
	Direzione Generale per i Beni Architettonici e Paesaggistici	Piero Aebischer	p.aebischer@bap.beniculturali.it
		Marina Gentili	m.gentili@bap.beniculturali.it
		Carmela Iannotti	c.iannotti@bap.beniculturali.it
		Annino Isola	a.isola@bap.beniculturali.it
		Clarice Marsano	c.marsano@bap.beniculturali.it
		Giulia Minotti	g.minotti@bap.beniculturali.it
		Silvia Patrignani	s.patrignani@bap.beniculturali.it
		Maurizio Pece	m.pecce@bap.beniculturali.it
		Maria Giulia Picchione	mg.picchione@bap.beniculturali.it
		Rocco Tramutola	r.tramutola@bap.beniculturali.it
		Giacomo Carlo Tropeano	gc.tropeano@bap.beniculturali.it
		Dora Campisi	d.campisi@bap.beniculturali.it
		Maria Concetta Cassata	maria_concetta.cassata@beniculturali.it
Ministero delle infrastrutture	Direzione per le politiche dello sviluppo del territorio	Stefania Costantini	s.costantini@bap.beniculturali.it
		Caterina Lilla	caterina.lilla@beniculturali.it
		Angela Marquez	a.marquez@bap.beniculturali.it
		Loredana Cappelloni	loredana.cappelloni@yahoo.com
Parco nazionale d'Abruzzo, Lazio e Molise			info@parcoabruzzo.it
Parco nazionale Alta Murgia			info@parcoaltamurgia.it
Parco nazionale Appennino Tosco-Emiliano			info@parcoappennino.it
Parco nazionale dell'Arcipelago di La Maddalena			info@lamaddalenapark.it
Parco nazionale Arcipelago Toscano			parco@islepark.it
Parco nazionale dell'Asinara			parco@asinara.org
Parco nazionale Aspromonte			enteparcoaspromonte@tin.it
Parco nazionale del Circeo			pn.circeo@parks.it
Parco nazionale del Cilento e Vallo di Diano			ente@pncvd.it

Ente	Ufficio	Referente	email
Parco nazionale delle Dolomiti Bellunesi			info@dolomitipark.it
Parco nazionale delle Cinque Terre			parconazionale5terre@libero.it
Parco nazionale Foreste Casentinesi, Monte Falterona, Campigna			info@parcoforestecasentinesi.it
Parco nazionale del Gargano			info@parcogargano.it
Parco nazionale del Gennargentu			parcogennargentu@tiscalinet.it
Parco nazionale del Gran Paradiso			segreteria@pngp.it
Parco nazionale Gran Sasso e Monti della Laga			ente@gransassolagapark.it
Parco nazionale della Majella			pnmajella@arc.it
Parco nazionale dei Monti Sibillini	Servizio Gestione del territorio e Sviluppo Sostenibile	Paolo Salvi	salvi@sibillini.net parco@sibillini.net
Parco nazionale del Pollino			ente@parcopollino.it
Parco nazionale della Sila			info@parcosila.it
Parco nazionale dello Stelvio			info@stelviopark.it
Parco nazionale della Val Grande			pvrgrande@tin.it
Parco nazionale del Vesuvio			protocollo@parconazionaledelvesuvio.it
Autorità di bacino del fiume Po			segreteria@adbpo.it
Autorità di bacino del fiume Adige			authority@bacino-adige.it
Autorità di bacino dei fiumi dell'Alto Adriatico			segreteria@adbve.it
Autorità di bacino del fiume Arno	Settore Pianificazione e Monitoraggio - Unità Operativa Monitoraggio, Programmazione e Grandi Opere	Luigi del Fante	l.delfante@adbarno.it segretario@adbarno.it
Autorità di bacino del fiume Tevere			segreteria@abtevere.it
Unione delle Province d'Italia			upiroma@tin.it
Unione Nazionale Comuni, Comunità, Enti montani			uncem.nazionale@uncem.net
Associazione Nazionale Comuni Italiani			info@anci.it
Amici della Terra	Amministrazione		amiterra@amicidellaterra.it

Ente	Ufficio	Referente	email
Green Peace Italia	Dipartimento comunicazione	Andrea Pinchera (direttore)	andrea.pinchera@it.greenpeace.org
Italia Nostra	Ufficio Territorio		territorio@italianostra.org
Lega Italiana Protezione Uccelli	Direzione generale	Elena D'Andrea (direttore generale)	elena.dandrea@lipu.it
Legambiente	Direzione generale	Roberto Della Seta (presidente)	legambiente@mail.legambiente.com
WWF Italia	Direzione comunicazione e relazioni con le imprese	Irma Biseo	i.biseo@wwf.it

Per ogni Regione e Provincia Autonoma d'Italia vengono consultati: l'ufficio competente in materia di valutazione ambientale, quello competente in materia di energia, le Agenzie regionali per la protezione dell'ambiente e le Direzioni regionali per i beni culturali e paesaggistici del MiBAC.

Si prega di segnalare le informazioni mancanti relativamente a uffici di riferimento e referenti, nonché comunicare eventuali lacune o errori, per quanto di propria competenza.

Ente	Ufficio	Referente	email
Regione Abruzzo	Direzione parchi, territorio, ambiente, energia	Antonio Sorgi (direttore)	antonio.sorgi@regione.abruzzo.it
	Direzione parchi, territorio, ambiente, energia - Tutela, valorizzazione del paesaggio e valutazione ambientale	Patrizia Pisano	patrizia.pisano@regione.abruzzo.it
	Direzione parchi, territorio, ambiente, energia - Politica energetica, qualità dell'aria e SINA	Iris Flacco	iris.flacco@regione.abruzzo.it
	Direzione Territorio, Parchi, Ambiente e Energia	Andrea Alessandrini Luca Iagnemma Angelo Tarquini Tommaso Valerio	andrea.alessandrini@regione.abruzzo.it luca.iagnemma@regione.abruzzo.it angelo.tarquini@regione.abruzzo.it tommaso.valerio@regione.abruzzo.it
Agenzia Regionale per la Tutela dell'Ambiente della Regione Abruzzo			info@artaabruzzo.it
Direzione regionale per i beni culturali e paesaggistici dell'Abruzzo			dirregabruzzo@beniculturali.it
Regione Basilicata	Direzione Generale Ambiente, Territorio e Politiche della Sostenibilità	Viviana Capiello (dirigente generale)	dg_ambiente.territorio@regione.basilicata.it

Ente	Ufficio	Referente	email
	Direzione generale Ambiente, Territorio, Politiche della Sostenibilità - Ufficio Compatibilità Ambientale	Salvatore Lambiase Nicola Grippa	salvatore.lambiase@regione.basilicata.it nicola.grippa@regione.basilicata.it
	Direzione generale Attività Produttive, Politiche dell'Impresa, Innovazione tecnologica	Andrea Freschi (dirigente generale)	dg_attivita.produttive@regione.basilicata.it
	Direzione generale Attività Produttive, Politiche dell'Impresa, Innovazione tecnologica - Ufficio Energia	Rocco Frontuto	rocco.frontuto@regione.basilicata.it
		Giuseppe Bianchini	giuseppe.bianchini@regione.basilicata.it
		Luigi Gianfranceschi	luigi.gianfranceschi@regione.basilicata.it
		Massimo Scuderi	massimo.scuderi@regione.basilicata.it
			autorita.ambientale@regione.basilicata.it
			girasola@regione.basilicata.it
Agenzia regionale per la protezione dell'ambiente della Basilicata			arpab@tin.it
Direzione regionale per i beni culturali e paesaggistici della Basilicata			dirregbasilicata@beniculturali.it
Provincia autonoma di Bolzano	Dipartimento all'urbanistica, ambiente ed energia	Walter Huber (direttore)	walter.huber@provincia.bz.it
	Dipartimento all'urbanistica, ambiente ed energia – Ufficio tutela del paesaggio	Adriano Oggiano	adriano.oggiano@provincia.bz.it
	Dipartimento all'urbanistica, ambiente ed energia - Ripartizione Acque Pubbliche ed Energia	Oscar Misfatto	oscar.misfatto@provincia.bz.it
	Dipartimento alla famiglia, ai beni culturali ed alla cultura tedesca – Ripartizione beni culturali	Helmut Stampfer	helmut.stampfer@provincia.bz.it
Agenzia provinciale per l'ambiente	Ufficio valutazione dell'impatto ambientale	Paul Gaensbacher	paul.gaensbacher@provincia.bz.it
Regione Calabria	Dipartimento Politiche dell'ambiente	Giuseppe Graziano (direttore generale)	g.graziano@regcal.it
	Dipartimento Politiche dell'ambiente – Settore Informazione ed educazione ambientale, programmazione ambientale, sviluppo sostenibile	Francesco Civitelli	f.civitelli@regcal.it
	Dipartimento Attività Produttive	Francesco De Grano (direttore generale)	f.degrano@regcal.it

Ente	Ufficio	Referente	email
	Dipartimento Attività Produttive – Settore 2 Politiche energetiche	Carmelo Misiti	c.misiti@regcal.it
		G. Ferraro	g.ferraro@regcal.it
		A. tavernese	a.tavernese@regcal.it
Agenzia regionale per la protezione dell'ambiente della Calabria			sedecentrale@arpacal.it
Direzione regionale per i beni culturali e paesaggistici della Calabria			dirregcalabria@beniculturali.it
Regione Campania	Area Governo del Territorio, Tutela Beni, Paesistico-Ambientali e Culturali	Bruno Andreucci (coordinatore)	b.andreucci@regione.campania.it
	Area Governo del Territorio, Tutela Beni, Paesistico-Ambientali e Culturali – Settore Politica del territorio	Luigi Lucarelli	l.lucarelli@regione.campania.it
	Area generale di coordinamento Ecologia – Tutela dell'Ambiente – C.I.A.	Vincenzo Pellecchia Mario Lupacchini	v.pellecchia@regione.campania.it m.lupacchini@regione.campania.it
	Area sviluppo attività settore secondario	Federico Lasco (coordinatore)	f.lasco@regione.campania.it agc12@regione.campania.it
	Area sviluppo attività settore secondario – servizio energia e affari generali	Vincenzo Guerriero	v.guerriero@regione.campania.it
	Area Sviluppo attività settore secondario		agc12@regione.campania.it
		M. Grazioli	m.grazioli@maildip.regione.campania.it
		Marina Sacco	m.sacco@eficampania.it
Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale della Campania			info@arpacampania.it
Direzione regionale per i beni culturali e paesaggistici della Campania			dirregcampania@beniculturali.it
Regione Emilia-Romagna	Direzione Generale Ambiente e Difesa del Suolo e della Costa	Giuseppe Bortone (direttore)	dgambsegr@regione.emilia-romagna.it
	Direzione Generale Ambiente e Difesa del Suolo e della Costa - Valutazione impatto e promozione sostenibilità ambientale	Alessandro Di Stefano Rosanna Zavattini	vipsa@regione.emilia-romagna.it rzavattini@regione.emilia-romagna.it via@regione.emilia-romagna.it
	Direzione Generale Attività Produttive, Commercio, Turismo	Morena Diazzi (direttore)	attprod@regione.emilia-romagna.it

Ente	Ufficio	Referente	email
	Direzione Generale Attività Produttive, Commercio, Turismo	Massimo Cenerini (direttore)	energia@regione.emilia-romagna.it
Agenzia regionale per la prevenzione e l'ambiente dell'Emilia-Romagna	Area Progetti Complessi Energia, Via, Vas, Ecosistemi Naturali	Paolo Cagnoli	pcagnoli@arpa.emr.it
Direzione regionale per i beni culturali e paesaggistici dell'Emilia Romagna			dirregemilia@beniculturali.it
Regione Friuli Venezia Giulia	Direzione ambiente e lavori pubblici	Roberto Della Torre (direttore centrale)	ambiente.ll.pubblici@regione.fvg.it
	Direzione ambiente e lavori pubblici - Servizio valutazione impatto ambientale	Paolo Cartagine Ramiro Castro Rossana Giorgi Paola Porro Valentina Tull	s.via@regione.fvg.it ramiro.castro@regione.fvg.it rossana.giorgi@regione.fvg.it paola.porro@regione.fvg.it valentina.tull@regione.fvg.it
	Pianificazione territoriale, energia, mobilità e infrastrutture di trasporto	Dario Danese (direttore centrale)	viab.trasporti@regione.fvg.it
	Pianificazione territoriale, energia, mobilità e infrastrutture di trasporto - Servizio infrastrutture energetiche e di telecomunicazione	Pietro Giust	pietro.giust@regione.fvg.it
Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente del Friuli Venezia Giulia			dirtec@arpa.fvg.it segreteria@arpa.fvg.it
Direzione regionale per i beni culturali e paesaggistici del Friuli Venezia Giulia			dirregfriuli@beniculturali.it
Regione Lazio	Direzione Ambiente e cooperazione tra i popoli	Raniero Vincenzo de Filippis (direttore)	rdefilippis@regione.lazio.it
	Direzione Ambiente e cooperazione tra i popoli - Area valutazione impatto ambientale e danno ambientale	Bruno D'Amato Maria Gabriella Lalli A.L. Gizzi	bdamato@regione.lazio.it mglall@regione.lazio.it agizzi@regione.lazio.it
	Direzione attività della Presidenza	Agostino Coinu (direttore)	acoinu@regione.lazio.it
	Direzione attività della Presidenza – Area Energia e Rifiuti	Mauro Berrettoni	mberrettoni@regione.lazio.it
	Assessorato Piccola Media Impresa Commercio e Artigianato - Dip. Economico Occupazionale - Direzione Regionale delle Attività Produttive	I Bergamini (direttore)	ibergamini@regione.lazio.it
	Assessorato Urbanistica - Dip. Territorio - Direzione Territorio e Urbanistica	D. Iacovone (direttore)	diacovone@regione.lazio.it

Ente	Ufficio	Referente	email
	Assessorato Lavori Pubblici - Dip. Territorio - Direzione Infrastrutture	Maurizio Meiattini (direttore)	mmeiattini@regione.lazio.it
	Assessorato Piccola Media Impresa Commercio e Artigianato - Dip. Economico Occupazionale - Direzione Agricola	G. Settimi (direttore)	gsettimi@regione.lazio.it
		Fabio Pelli	fpelli@regione.lazio.it
Agenzia Regionale Protezione Ambientale del Lazio			direzione.gen@arpalazio.it
Direzione regionale per i beni culturali e paesaggistici del Lazio			sgregori@beniculturali.it
Regione Liguria	Dipartimento Ambiente	Gabriella Minervini (direttore generale)	gabriella.minervini@regione.liguria.it
	Dipartimento Ambiente	Edoardo De Stefanis	edoardo.destefanis@regione.liguria.it
	Dipartimento Ambiente - Settore Valutazione Impatto Ambientale	Paola Solari	paola.solari@regione.liguria.it
	Dipartimento Ambiente - Ufficio Energia	Gianfranco Aresca	gianfranco.aresca@regione.liguria.it
Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente Ligure			info@arpal.org
Direzione regionale per i beni culturali e paesaggistici della Liguria			dirregliguria@beniculturali.it
Regione Lombardia	Direzione generale territorio e urbanistica	Mario Nova (direttore generale)	mario_nova@regione.lombardia.it
	Direzione generale territorio e urbanistica - Struttura valutazione ambientale strategica	Alberto De Luigi Piero Garbelli Vincenzina Cristofaro	alberto_de_luigi@regione.lombardia.it piero_garbelli@regione.lombardia.it enza_cristofaro@regione.lombardia.it
	Direzione generale reti e servizi di pubblica utilità	Raffaele Tiscar (direttore generale)	raffaele_tiscar@regione.lombardia.it
	Direzione generale reti e servizi di pubblica utilità - Sviluppo reti e investimenti	Lino Bertani	lino_bertani@regione.lombardia.it
Agenzia regionale per la Protezione dell'Ambiente della Lombardia			info@arpalombardia.it
Direzione regionale per i beni culturali e paesaggistici della Lombardia			info@lombardia.beniculturali.it

Ente	Ufficio	Referente	email
Regione Marche	Servizio ambiente e paesaggio	Antonio Minetti (direttore)	antonio.minetti@regione.marche.it servizio.ambiente@regione.marche.it
	Servizio ambiente e paesaggio	Caterina Cucchi Massimo Spigarelli	caterina.cucchi@regione.marche.it massimo.spigarelli@regione.marche.it
	Servizio ambiente e paesaggio – Valutazioni ed Autorizzazioni ambientali	David Piccinini	david.piccinini@regione.marche.it
	Servizio Industria Artigianato ed Energia	Paola Bichisecchi (direttore)	paola.bichisecchi@regione.marche.it
	Servizio Industria Artigianato ed Energia - Energia, fonti rinnovabili e risparmio energetico	Luciano Calvarese	luciano.calvarese@regione.marche.it
Agenzia regionale per la Protezione dell'Ambiente delle Marche		Federica Allegrezza	federica.allegrezza@ambiente.marche.it
Direzione regionale per i beni culturali e paesaggistici delle Marche			dirregmarche@beniculturali.it
Regione Molise	Direzione generale Politiche del territorio e dei trasporti, pianificazione urbanistica, beni ambientali, politiche della casa	Giovanni Di Renzo (direttore generale)	direnzo@regione.molise.it
	Direzione generale Politiche del territorio e dei trasporti, pianificazione urbanistica, beni ambientali, politiche della casa - Servizio Conservazione e tutela dell'ambiente e VIA	Di Grezia Vincenzo (direttore) Antonio Campana	digrazia@regione.molise.it campana@regione.molise.it
	Politiche agricole e forestali politica della montagna, pesca produttiva, attività produttive, cave e torbiere, energia, turismo, sport	Lorenzo Ortis	dirgen2@regione.molise.it
	Politiche agricole e forestali politica della montagna, pesca produttiva, attività produttive, cave e torbiere, energia, turismo, sport - Servizio Energia ed Attività Estrattive	Luigi Vecere	servizioenergia@regione.molise.it
Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale del Molise			dirgen@arpamolise.it
Direzione Regionale per i beni culturali e paesaggistici del Molise			dirregmolise@beniculturali.it

Ente	Ufficio	Referente	email
Regione Piemonte	Direzione Tutela e Risanamento Ambientale, Programmazione e Gestione Rifiuti	Salvatore De Giorgio	salvatore.degiorgio@regione.piemonte.it
	Direzione Tutela e Risanamento Ambientale, Programmazione e Gestione Rifiuti	Filippo Baretta	filippo.baretta@regione.piemonte.it
	Direzione Tutela e Risanamento Ambientale, Programmazione e Gestione Rifiuti	Giuseppina Sestito	giuseppina.sestito@regione.piemonte.it
			vas@regione.piemonte.it
Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale Piemonte			via.vas@arpa.piemonte.it
Direzione Regionale per i beni culturali e paesaggistici del Piemonte			dr-pie.direzione@beniculturali.it
Regione Puglia	Settore Ecologia e attività estrattive - Autorità ambientale regionale	Giuseppe Angelini Domenico Tedesca	settoreambiente@regione.puglia.it
	Settore Ecologia e attività estrattive Autorità ambientale regionale - Ufficio VAS	Luca Limongelli	ufficio.vas@regione.puglia.it
	Settore Industria ed Industria energetica	Davide Filippo Pellegrino	settoreindustria@regione.puglia.it
	Settore Industria ed Industria energetica - Ufficio Industria energetica	Gaetano Lavopa	ufficio.energia@regione.puglia.it
Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale Puglia			info@arpa.puglia.it
Direzione Regionale per i beni culturali e paesaggistici della Puglia			dirregpuglia@beniculturali.it
Regione Sardegna	Direzione generale della difesa dell'ambiente	Alessandro De Martini (direttore generale)	difesa.ambiente@regione.sardegna.it
	Direzione generale della difesa dell'ambiente - Servizio della sostenibilità ambientale e valutazione impatti	Franca Leuzzi Franco Corosu	amb.sivea@regione.sardegna.it fcoroso@regione.sardegna.it
	Direzione generale dell'industria	Salvatore Silvano Sirigu (direttore generale)	industria@regione.sardegna.it
	Direzione generale dell'industria - Servizio energia	Antonio Pusceddu	ind.energia@regione.sardegna.it
		N. Scano	nscano@regione.sardegna.it

Ente	Ufficio	Referente	email
Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente della Sardegna			info@arpa.sardegna.it
Direzione Regionale per i beni culturali e paesaggistici della Sardegna			dirregsardegna@beniculturali.it
Regione Sicilia	Dipartimento Territorio e Ambiente	Pietro Tolomeo (direttore generale)	dta@artasicilia.it
	Dipartimento Territorio e Ambiente – Servizio VAS e VIA	Vincenzo Sansone Guglielmo Loria	vsansone@artasicilia.it gloria@artasicilia.it
	Dipartimento Industria	Giuseppe Incardona (direttore generale)	giuseppe.incardona@regione.sicilia.it
	Ufficio speciale per il coordinamento delle iniziative energetiche	Gandolfo Gallina Claudio Basso	ggallina@regione.sicilia.it cbasso@regione.sicilia.it
			industriamoci@regione.sicilia.it
Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente			arpa@arpa.sicilia.it
Direzione generale del dipartimento beni culturali, ambientali ed educazione permanente			dirgenbca@regione.sicilia.it
Regione Toscana	Direzione Generale Presidenza	Valerio Pelini (direttore generale)	valerio.pelini@regione.toscana.it
	Direzione generale Presidenza - Settore Strumenti della Valutazione Integrata e dello Sviluppo Sostenibile	Moreno Mugelli	moreno.mugelli@regione.toscana.it
	Direzione Generale Politiche Territoriali e Ambientali	Mauro Grassi (direttore generale)	mauro.grassi@regione.toscana.it
	Direzione Generale Politiche Territoriali e Ambientali - Settore energia	Edo Bernini	edo.bernini@regione.toscana.it
	Direzione Generale delle Politiche Territoriali ed Ambientali - Settore Tutela dall'inquinamento elettromagnetico ed acustiche e radioattività ambientale	Giardina	luigi.giardina@regione.toscana.it
		Fabiana Annibali	fabiana.annibali@regione.toscana.it
		Riccardo Guardi	riccardo.guardi@regione.toscana.it
		Elena Poli	elena.poli@regione.toscana.it
		Simona Signorini	simona.signorini@regione.toscana.it
Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente della Toscana			dirgen@arpat.toscana.it

Ente	Ufficio	Referente	email
Direzione regionale per i beni culturali e paesaggistici della Toscana			dirregtoscana@beniculturali.it
Provincia Autonoma di Trento	Dipartimento Urbanistica e Ambiente	Fabio Scalet (dirigente generale)	dip.urbambiente@provincia.tn.it
	Dipartimento Urbanistica e Ambiente	Paola Matonti	dip.urbambiente@provincia.tn.it
	Agenzia provinciale per l'energia	Roberto Bertoldi	roberto.bertoldi@provincia.tn.it
	Agenzia provinciale per l'energia - Servizio gestioni ed autorizzazioni in materia di energia	Franco Pocher	franco.pocher@provincia.tn.it
Agenzia Provinciale per la Protezione dell'Ambiente			appa@provincia.tn.it
Regione Umbria	Dipartimento Politiche Territoriali, Ambiente ed Infrastrutture	Luciano Tortoioli (direttore)	ltortoioli@regione.umbria.it attiambiente@regione.umbria.it
	Direzione Politiche Territoriali, Ambiente ed Infrastrutture – Servizio Programmi per l'assetto del territorio - Servizio VIA	Nicola Beranzoli Alfredo Manzi	pat@regione.umbria.it amanzia@regione.umbria.it
	Direzione Regionale Sviluppo Economico e Attività Produttive, Istruzione, Formazione e Lavoro	Ciro Becchetti (direttore generale)	cbecchetti@regione.umbria.it
	Direzione Regionale Sviluppo Economico e Attività Produttive, Istruzione, Formazione e Lavoro – Servizio energia	Pierluigi Manna Roberta Rosichetti	pmanna@regione.umbria.it servizioenergia@regione.umbria.it
		M. Trinei	mtrinei@regione.umbria.it
			gabriM.mg@libero.it
Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale dell'Umbria			arpa@arpa.umbria.it
Direzione regionale per i beni culturali e paesaggistici dell'Umbria			dirregumbria.info@beniculturali.it
Regione Valle d'Aosta	Dipartimento territorio, ambiente e risorse idriche	Raffaele Rocco (coordinatore)	r.rocco@regione.vda.it
	Direzione Ambiente. Assessorato Territorio e Ambiente	Liliana Cazaban (direttore)	l.cazaban@regione.vda.it

Ente	Ufficio	Referente	email
	Dipartimento territorio, ambiente e risorse idriche - Direzione Ambiente Servizio - Valutazione Impatto Ambientale	Paolo Bagnod	p.bagnod@regione.vda.it
	Dipartimento industria, artigianato ed energia	Luciano Moussanet (coordinatore)	l.moussanet@regione.vda.it
	Dipartimento industria, artigianato ed energia - Direzione Energia	Mario Sorsoloni	m.sorsoloni@regione.vda.it
Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente		D. Ducourtil	d.ducourtil@arpa.vda.it arpa@arpa.vda.it
Direzione tutela beni paesaggistici e architettonici		C. Salussolia	c.salussolia@regione.vda.it
Regione Veneto	Direzione Tutela Ambiente	Fabio Fior (direttore)	ambiente@regione.veneto.it
	Direzione Tutela Ambiente	Roberto Pelloni	roberto.pelloni@regione.veneto.it
	Unità di progetto Energia	Alberto Conte	energia@regione.veneto.it
Agenzia Regionale per la Prevenzione e Protezione Ambientale del Veneto	Servizio Valutazioni Ambientali e degli Impatti sulla Salute	Paolo Bortolami	dsiea@arpa.veneto.it
Direzione regionale per i beni culturali e paesaggistici del Veneto			dirregveneto@beniculturali.it

B: Modello della scheda-intervento

Le schede-intervento, inserite all'interno di ogni Volume Regionale del Rapporto Ambientale, hanno due scopi. Il primo scopo è quello di tenere traccia di come la dimensione ambientale è stata inserita nel processo di pianificazione e localizzazione di ogni intervento e di permettere quindi, in fase di valutazione della sostenibilità complessiva del PdS, di verificare che siano rispettati i criteri e gli obiettivi fissati a livello generale. Il secondo scopo, comunicativo, è quello di favorire la partecipazione: un cittadino, un'associazione, un ente che sia interessato a partecipare al processo decisionale di un singolo intervento che lo riguarda, può trovare nella scheda-intervento un comodo strumento per essere aggiornato sulla situazione e sui dati significativi.

Sulla base di questi due obiettivi, viene proposto il seguente modello di scheda-intervento.

Intervento ⁽¹⁾:	_____
Livello ⁽²⁾:	_____
Anno di individuazione dell'esigenza:	_____
Tipologia ⁽⁴⁾:	_____
Altre Regioni coinvolte ⁽⁵⁾:	_____
Motivazioni ⁽⁶⁾:	_____

- (1) È utilizzata la stessa denominazione che compare nel documento del PdS, per rendere immediata la corrispondenza
- (2) Strategico, strutturale o attuativo
- (3) Descrizione sintetica della tipologia dell'intervento, ad es. elettrodotto aereo 380kV, stazione 380kV, elettrodotto + riassetto rete, etc.
- (4) Sono indicati gli altri capitoli regionali in cui sono presenti informazioni sull'intervento
- (5) Motivazioni alla base dell'esigenza di intervento

1 Finalità

L'esigenza di sviluppo si propone determinati obiettivi, per eliminare o ridurre le criticità evidenziate dall'analisi del contesto elettrico (ad es. crescita del fabbisogno energetico in un'area o congestione delle infrastrutture esistenti). Vengono esposti sinteticamente i risultati attesi dal punto di vista elettrico.

2 Tappe principali

Breve riassunto delle tappe che hanno portato l'esigenza allo stadio attuale: studi tecnici e ambientali realizzati, momenti di concertazione con le istituzioni e i soggetti interessati.

3 Inquadramento generale

Caratteristiche tecniche

Enunciazione delle caratteristiche tecniche di massima ipotizzate, che verranno prese come riferimento nelle considerazioni sui potenziali effetti dell'intervento sull'ambiente.

Localizzazione dell'area di studio

Cartografia che delimita l'area di studio, breve inquadramento geografico, dimensioni approssimative dell'area di studio e dell'intervento (ad es. lunghezza dell'elettrodotto).

Fonti di dati e pianificazione di riferimento

Elenco dei dati e dei piani/programmi che sono stati utilizzati nell'analisi e indicazione delle principali informazioni e prescrizioni che ne sono state derivate.

4 Analisi ambientale e territoriale dell'area di studio

Le considerazioni svolte in questo capitolo sono finalizzate alla comprensione e comunicazione della caratteristiche e delle criticità del territorio in esame per quanto riguarda le componenti interessate dagli interventi del PdS.

Aspetti fisici

Discussione sintetica delle caratteristiche orografiche, geologiche, idrogeologiche e idrografiche generali del territorio di interesse. La discussione è supportata con idonee cartografie dell'area.

Uso del suolo

È riportata una classificazione dell'uso del suolo tramite carte, grafici, tabelle.

Popolazione

Con riferimento alla cartografia sopra riportata e ad altra eventualmente disponibile qui inserita (ad es.: densità della popolazione), si discute della popolazione esposta ad eventuali impatti dell'intervento. Sono riportate anche, se disponibili, ulteriori informazioni riguardo alla percezione del rischio delle popolazioni coinvolte e ad eventuali situazioni di conflittualità verificatesi nella zona a proposito di scelte territoriali.

Paesaggio

Discussione sintetica delle caratteristiche paesaggistiche generali del territorio. Cartografia delle aree e dei beni di rilevanza paesaggistica.

Beni culturali e archeologici

Cartografia e commento sintetico dei beni culturali e archeologici presenti nell'area di studio.

Vegetazione, flora e fauna

Caratteristiche della vegetazione, della flora e della fauna. Dove rilevante ai fini della tutela della biodiversità, sono elencate le specie principali e/o a rischio e, se possibile, gli areali di diffusione sono segnalati sulla cartografia.

Aree protette

Carta delle aree protette presenti nell'area di studio, accompagnata da una breve descrizione delle rispettive caratteristiche e criticità. Ove presenti aree Natura 2000, è indicato il grado di vulnerabilità del sito, è segnalata la presenza di habitat e specie prioritarie ai sensi della Direttiva Habitat e, laddove disponibile, è inclusa la carta degli habitat.

Infrastrutture

Cartografia delle principali infrastrutture elettriche, energetiche, per la mobilità, che sia funzionale a mettere in risalto l'interazione dell'intervento con le infrastrutture già esistenti.

5 Generazione e caratterizzazione delle alternative

Criteri localizzativi

Con riferimento alla cartografia e alle criticità evidenziate nel capitolo 4, e introducendo eventuali elementi di sintesi (cartografia con classificazione ERPA ove disponibile), discussione sintetica dei passi fondamentali svolti per generare le alternative proposte, esplicitando i criteri utilizzati.

Caratterizzazione delle alternative individuate

Descrizione e rappresentazione delle alternative individuate; caratterizzazione delle alternative sia in termini discorsivi, sia tramite gli opportuni indicatori, ove possibile.

6 Esiti della valutazione

Resoconto di come, tramite il processo di concertazione a livello regionale, si è giunti a definire una soluzione condivisa a partire da quelle proposte. Caratterizzazione ambientale della soluzione finale, possibilmente tramite indicatori, motivando la scelta, specificando i soggetti che hanno preso parte alle attività partecipative e le rispettive preferenze, e indicando eventuali criticità ambientali che potrebbero richiedere azioni di mitigazione/compensazione.

7 Prossime attività previste

Alla luce degli esiti del percorso compiuto, cenno alle attività in corso e previsione delle attività che seguiranno.

8 Documentazione disponibile

Eventuale elenco della principale documentazione disponibile relativa all'intervento: studi, verbali, osservazioni, delibere, etc.

C: Schede di approfondimento degli indicatori per la valutazione delle alternative

ASPETTI TECNICI

Tec_01: Riduzione del rischio di disservizio elettrico

Codice	Tec_01
Obiettivo	Sicurezza e continuità della fornitura e del servizio

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
	X		

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

Modalità di calcolo	Indicatore qualitativo, fornisce un giudizio in merito al miglioramento del servizio elettrico, in termini di un minore rischio di disservizio, che è ragionevole prevedere come conseguenza dell'intervento in oggetto (ad es. un rinforzo della rete). Il concetto di "disservizio elettrico" è tipicamente associato a un servizio non erogato in piena continuità (cioè con discontinuità della fornitura elettrica) a causa del verificarsi di eventi che comportano inevitabilmente disalimentazioni d'utenza. L'indicatore viene valutato attraverso una stima del valore dell'energia non fornita (ENF) prima e dopo l'intervento. Tale differenza di ENF viene poi rapportata ai valori assunti da Terna come target di qualità per la continuità del servizio elettrico. Il giudizio sarà BUONO se ci saranno tangibili riduzioni del rischio di disservizio di rete, DISCRETO se le riduzioni sono marginali e SCARSO se non si prevedono miglioramenti significativi.
Fonti	
Note	Le elaborazioni per il calcolo si avvalgono di simulazioni di <i>load-flow</i> mediante software che impiegano la modellizzazione di una rete previsionale all'anno obiettivo dell'analisi, in genere a 10 anni, ove sono definite la domanda di energia elettrica e il parco produzione (quest'ultimo sulla base delle richieste e autorizzazioni di nuove centrali). La simulazione restituisce le criticità e le esigenze di rete.

Tec_02: Livello di sicurezza in condizioni degradate della rete

Codice	Tec_02
Obiettivo	Sicurezza e continuità della fornitura e del servizio

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
	X		

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

Modalità di calcolo	Indicatore qualitativo, fornisce un giudizio in merito al miglioramento delle condizioni di servizio della rete in condizioni già degradate (con uno o più elementi della rete fuori servizio) in conseguenza di un intervento. Si attribuirà BUONO se in seguito alla realizzazione dell'opera si prevede un miglioramento sensibile della sicurezza in condizioni degradate della rete, DISCRETO se il miglioramento è marginale e SCARSO se non si prevede un miglioramento significativo.
Fonti	
Note	Le elaborazioni per il calcolo si avvalgono di simulazioni di <i>load-flow</i> mediante software che impiegano la modellizzazione di una rete previsionale all'anno obiettivo dell'analisi, in genere a 10 anni, ove sono definite la domanda di energia elettrica e il parco produzione (quest'ultimo sulla base delle richieste e autorizzazioni di nuove centrali). La simulazione restituisce le criticità e le esigenze di rete.

Tec_03: Rimozione dei limiti di produzione

Codice	Tec_03
Obiettivo	Sicurezza dell'approvvigionamento tramite la soluzione delle criticità e il superamento dei poli limitati di produzione

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
	X		

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

Modalità di calcolo	I limiti di produzione si rendono necessari per alcune centrali a causa del sovraccaricamento delle linee o della portata insufficiente delle stesse o dell'insufficienza dei collegamenti ad esse funzionali più o meno direttamente; la limitazione della produzione di manifesta comunemente attraverso vincoli di scambio fra zone di mercato e zone virtuali di produzione. Per superare tali limiti si realizzano rinforzi di rete, ossia si aumenta la capacità di trasmissione in sicurezza. L'indicatore misura la potenza (MW) aggiuntiva resa disponibile in seguito alla rimozione dei limiti di produzione ottenuta tramite l'intervento in oggetto. $I = P_2 - P_1$ dove: P_1 e P_2 indicano la produttività del/i polo/i produttivo/i (centrali di produzione di energia elettrica), rispettivamente prima e dopo l'intervento. Le elaborazioni vengono effettuate da Terna a partire da dati statistici e da simulazioni.
Fonti	
Note	Le elaborazioni per il calcolo si avvalgono di simulazioni di <i>load-flow</i> mediante software che impiegano la modellizzazione di una rete previsionale all'anno obiettivo dell'analisi, in genere a 10 anni, ove sono definite la domanda di energia elettrica e il parco produzione (quest'ultimo sulla base delle richieste e autorizzazioni di nuove centrali). La simulazione restituisce le criticità e le esigenze di rete.

Tec_04: Variazione della capacità di scambio con l'estero

Codice	Tec_04
Obiettivo	Incremento della capacità di scambio tramite rafforzamento delle interconnessioni

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
	X		

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

Modalità di calcolo	Esprime la variazione della capacità di scambio di energia elettrica (MW) con l'estero in sicurezza, conseguente all'intervento in oggetto. $I = SC_2 - SC_1$ dove: SC₁ e SC₂ indicano la capacità di scambio, rispettivamente prima e dopo l'intervento. Le elaborazioni vengono effettuate da Terna a partire da dati statistici e da simulazioni. Il calcolo dell'indicatore è ovviamente limitato al caso di elettrodotti di interconnessione con l'estero: in tutti gli altri casi non deve essere considerato.
Fonti	
Note	Le elaborazioni per il calcolo si avvalgono di simulazioni di <i>load-flow</i> mediante software che impiegano la modellizzazione di una rete previsionale all'anno obiettivo dell'analisi, in genere a 10 anni, ove sono definite la domanda di energia elettrica e il parco produzione (quest'ultimo sulla base delle richieste e autorizzazioni di nuove centrali). La simulazione restituisce le criticità e le esigenze di rete.

Tec_05: Superfici aeroportuali e militari

Codice	Tec_05
Obiettivo	Fattibilità tecnica dell'intervento

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
	X	X	-

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	E1	-	-	-

Modalità di calcolo	A livello strategico, l'indicatore misura la frazione dell'area di intervento (%) occupata da superfici aeroportuali e militari. L'indicatore viene calcolato come segue: $I_{\text{strategico}} = \frac{S_{E1}}{S_{\text{intervento}}} \cdot 100$ dove: S_{E1} indica la superficie (kmq) di aree aeroportuali e militari (criterio di esclusione E1) $S_{\text{intervento}}$ indica la superficie (kmq) complessiva dell'area di intervento. A livello strutturale verrà calcolato il numero delle potenziali interferenze, selezionando tutte le aree ricomprese all'interno e nelle immediate vicinanze (500m) del corridoio, al fine di misurare l'incidenza del corridoio sulle stesse.
Fonti	Corine Land Cover, per le superfici aeroportuali Regioni, per le superfici militari e aeroportuali
Note	-

Tec_06: Superfici al massimo dislivello

Codice	Tec_08
Obiettivo	Fattibilità tecnica dell'intervento

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
	X	X	X

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

Modalità di calcolo	Fornisce un'indicazione di quanto impervio, e quindi tecnicamente meno consigliabile, possa essere il percorso individuato per l'alternativa in esame. La valutazione viene effettuata calcolando la percentuale di aree con pendenza superiore al 45%, tramite l'ausilio di software GIS. $I = \frac{\sum S_{P>45\%}}{S_{\text{intervento}}} \cdot 100$ dove: $S_{P>45\%}$ = superfici (kmq) con pendenze comprese nella classe III; $S_{\text{intervento}}$ indica la superficie (kmq) complessiva dell'area di intervento.
Fonti	Modelli digitali del terreno (DEM)
Note	A completamento dell'informazione, è possibile classificare il territorio calcolando e visualizzando sulla carta, tramite GIS, le seguenti classi di pendenza: - I classe: superfici con $P < 20\%$ - II classe: superfici con $20\% < P < 45\%$ - III classe: superfici con $P > 45\%$. L'indicatore ha implicazioni paesaggistiche, in quanto alcune particolari condizioni di pendenza potrebbero richiedere l'utilizzo, durante la successiva fase di progettazione, di sostegni aventi una struttura più massiccia ed ingombrante. Si ricorda che la progettazione di elettrodotti in aree impervie viene di norma affrontata disponendo le linee a mezza costa, al fine di ridurre l'impatto paesaggistico. Inoltre, tale approccio tende a minimizzare le difficoltà tecnico-realizzative e manutentive delle linee stesse.

Tec_07: Non-linearità

Codice	Tec_07
Obiettivo	Fattibilità tecnica dell'intervento

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
			X

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

Modalità di calcolo	L'intervento ideale dal punto di vista tecnico è quello che contiene il minor numero possibile di deviazioni (punti in cui la fascia cambia direzione): quindi che risulti al limite lineare. Nella pratica, ciò non si verifica, almeno non per l'intera lunghezza della linea, ad es. a causa della morfologia del territorio o dell'interferenza con l'edificato o con emergenze culturali. L'indicatore si calcola sull'asse mediano dell'area di intervento, con l'ausilio di software GIS, come numero di angoli descritti dall'asse, ovvero come numero di deviazioni presenti sull'asse meno due, che sono i due punti estremi dell'asse; il risultato viene normalizzato rispetto alla lunghezza presunta della linea: $I = \frac{V - 2}{L}$ dove: V è il numero di deviazioni sull'asse mediano dell'area di intervento L indica la lunghezza dell'intervento (Ter_01).
Fonti	
Note	Ha implicazioni paesaggistiche, in quanto i sostegni utilizzati per i vertici hanno una struttura più massiccia e ingombrante.

Tec_08: Interferenze con infrastrutture

Codice	Tec_08
Obiettivo	Fattibilità tecnica dell'intervento

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
			X

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

Modalità di calcolo	L'indicatore è definito come somma pesata del numero di volte che il tracciato del nuovo elettrodotto si troverà ad attraversare altre infrastrutture. Quanto più alto è l'indicatore, tanto maggiori saranno le difficoltà tecniche legate alla realizzazione dell'intervento. I pesi sono legati alle tipologie di infrastrutture da attraversare, da cui dipende l'elevazione necessaria affinché l'elettrodotto possa superare l'infrastruttura stessa (ad es. il superamento di un altro elettrodotto o di una ferrovia elettrificata richiede una elevazione maggiore rispetto a quella necessaria per una strada o un metanodotto):							
	$I = \sum_i^N p_i X_i$ dove: l'indice i denota il tipo di infrastruttura X_i è il numero di attraversamenti di infrastrutture di tipo i p_i è il peso attribuito al tipo di infrastruttura i, ad esempio: <table border="1"> <thead> <tr> <th>Infrastruttura</th><th>Peso (p_i)</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ferrovie; Autostrade; Strade statali; Funivie</td><td>3</td></tr> <tr> <td>Rete AT e AAT; Strade provinciali; Strade comunali</td><td>2</td></tr> <tr> <td>Gasdotti/Metanodotti; Oleodotti</td><td>1</td></tr> </tbody> </table>	Infrastruttura	Peso (p_i)	Ferrovie; Autostrade; Strade statali; Funivie	3	Rete AT e AAT; Strade provinciali; Strade comunali	2	Gasdotti/Metanodotti; Oleodotti
Infrastruttura	Peso (p_i)							
Ferrovie; Autostrade; Strade statali; Funivie	3							
Rete AT e AAT; Strade provinciali; Strade comunali	2							
Gasdotti/Metanodotti; Oleodotti	1							
Fonti								
Note	Ha implicazioni ambientali in quanto, per sorvolare infrastrutture pre-esistenti, è necessario innalzare i sostegni.							

Tec_09: Accessibilità per lotti

Codice	Tec_09
Obiettivo	Fattibilità tecnica dell'intervento

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
			X

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

Modalità di calcolo	La possibilità di sfruttare la viabilità esistente per accedere agevolmente all'area dell'intervento, sia in fase di cantiere che successivamente alla realizzazione per interventi di manutenzione, è un aspetto fondamentale, in quanto consente di limitare al minimo l'interferenza con il territorio. Ove la cartografia disponibile riporta la viabilità nel dettaglio, può essere calcolato come rapporto tra la lunghezza delle strade statali, provinciali e comunali (km) e la superficie occupata dalla fascia di fattibilità. Tale risultato restituisce una sorta di densità di viabilità all'interno delle fasce di fattibilità, consentendo un confronto tra le fasce selezionate. $I = \frac{\sum_i Str_i}{S_{fascia}} \cdot 100$ dove: Str_i indica la lunghezza delle strade di tipo i comprese all'interno della fascia di fattibilità S_{fascia} indica la superficie della fascia di fattibilità.
Fonti	Regioni: strati cartografici di base, con limiti amministrativi, idrografia, viabilità, centri urbani.
Note	Ha implicazioni ambientali per la fase di cantiere, in quanto, in assenza di accessi, è necessario realizzare strade di servizio o utilizzare elicotteri.

ASPETTI ECONOMICI

Eco_01: Riduzione delle perdite di rete

Codice	Eco_01
Obiettivo	Riduzione delle perdite e delle congestioni ai fini dell'efficienza del servizio

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
	X		

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

Modalità di calcolo	Le perdite legate alla trasmissione di energia elettrica corrispondono alla potenza elettrica che, immessa nel nodo di partenza di ciascun elettrodotto della rete, non raggiunge il nodo di arrivo. Specifici algoritmi di calcolo effettuano previsioni sul funzionamento della rete previsionale in alta e altissima tensione e consentono di stimare le perdite elettriche (MWh) prima e dopo l'intervento, a parità di altre condizioni (in particolare produzione e domanda): $I = P_{\text{post}} - P_{\text{pre}}$ dove: P_{pre} e P_{post} indicano le perdite (MWh) sulla rete d'influenza (previsionale) rispettivamente prima dell'intervento e previste a seguito dell'intervento. La porzione di rete considerata è quella influenzata dall'intervento e non viene definita a priori in quanto dipendente da numerosi e complessi fattori; il software di simulazione calcola le perdite su una porzione molto estesa della rete, conteggiando il contributo di riduzione delle perdite su quegli elementi in cui esso si manifesta. Il calcolo del differenziale di perdite viene effettuato "individualmente" per ogni intervento e pertanto non è "sommabile" per più interventi che si influenzano vicendevolmente.
Fonti	
Note	Le elaborazioni per il calcolo si avvalgono di simulazioni di <i>load-flow</i> mediante software che impiegano la modellizzazione di una rete previsionale all'anno obiettivo dell'analisi, in genere a 10 anni, ove sono definite la domanda di energia elettrica e il parco produzione (quest'ultimo sulla base delle richieste e autorizzazioni di nuove centrali). La simulazione restituisce le criticità e le esigenze di rete.

Eco_02: Riduzione delle congestioni

Codice	Eco_02
Obiettivo	Riduzione delle perdite e delle congestioni ai fini dell'efficienza del servizio

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
	X		

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

Modalità di calcolo	Le congestioni di rete derivano dalla presenza di particolari vincoli di funzionamento, imposti dal rispetto delle condizioni di sicurezza, che non consentono l'esercizio ottimale di tutti gli elementi del sistema elettrico. Il calcolo si basa su una simulazione che tiene conto di diversi aspetti (continuità, sicurezza ed economicità del servizio). La simulazione viene effettuata sulla porzione di rete influenzata dall'intervento (variabile al variare della tipologia di intervento). L'indicatore viene espresso in una scala qualitativa: il valore dell'indicatore sarà BUONO se ci saranno tangibili riduzioni delle congestioni di rete, DISCRETO se le riduzioni delle congestioni sono marginali e SCARSO se non si prevedono miglioramenti significativi.
Fonti	
Note	Le elaborazioni per il calcolo si avvalgono di simulazioni di <i>load-flow</i> mediante software che impiegano la modellizzazione di una rete previsionale all'anno obiettivo dell'analisi, in genere a 10 anni ove sono definite la domanda di energia elettrica e il parco produzione (quest'ultimo sulla base delle richieste e autorizzazioni di nuove centrali). La simulazione restituisce le criticità e le esigenze di rete.

Eco_03: Costo intervento

Codice	Eco_03
Obiettivo	Sostenibilità economico-finanziaria dello sviluppo della rete

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
	X	X	X

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

Modalità di calcolo	Restituisce una stima del costo dell'intervento; nel corso del processo di VAS la stima può subire variazioni.																
	A livello <u>strategico e strutturale</u> l'indicatore si calcola con la formula:																
	$I = (C_p \cdot P + C_h \cdot H + C_m \cdot M) \cdot L$																
	dove:																
	L indica la lunghezza dell'intervento (Ter_01)																
	P, H e M indicano la frazione di superficie dell'area di intervento (km ² /km ²) rispettivamente in pianura, in collina e in montagna;																
	C _p , C _h , e C _m indicano i costi al chilometro, rispettivamente per la costruzione in pianura (p), collina (h) e montagna (m), che sono funzione del livello di tensione. La tabella che segue riporta tali costi di costruzione normalizzati rispetto al costo di costruzione in pianura per una linea a 380 kV. I coefficienti si riferiscono a linee in singola terna. In caso di linee in doppia terna, tali coefficienti devono essere maggiorati del 30%.																
	<table><tr><td></td><td>132 kV</td><td>220 kV</td><td>380 kV</td></tr><tr><td>Pianura (<200 metri) (C_p)</td><td>0.45</td><td>0.57</td><td>1</td></tr><tr><td>Collina (201-800 metri) (C_h)</td><td>0.46</td><td>0.57</td><td>1.14</td></tr><tr><td>Montagna (> 800 metri)(C_m)</td><td>0.47</td><td>0.57</td><td>1.57</td></tr></table>		132 kV	220 kV	380 kV	Pianura (<200 metri) (C _p)	0.45	0.57	1	Collina (201-800 metri) (C _h)	0.46	0.57	1.14	Montagna (> 800 metri)(C _m)	0.47	0.57	1.57
	132 kV	220 kV	380 kV														
Pianura (<200 metri) (C _p)	0.45	0.57	1														
Collina (201-800 metri) (C _h)	0.46	0.57	1.14														
Montagna (> 800 metri)(C _m)	0.47	0.57	1.57														
	A livello <u>attuativo</u> l'indicatore si calcola con la formula:																
	$I = (C_p \cdot L_p + C_h \cdot L_h + C_m \cdot L_m)$																
	dove																
	L _p , L _h , e L _m indicano la lunghezza dell'intervento (Ter_01) suddiviso per tratti in pianura (p), collina (h) e montagna (m).																
Fonti																	
Note	Dal momento che le informazioni sul costo preliminare stimato delle opere sono ad oggi riservate, tali costi vengono normalizzati rispetto all'alternativa più onerosa.																

Eco_04: Profittabilità

Codice	Eco_04
Obiettivo	Sostenibilità economico-finanziaria dello sviluppo della rete

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
	X	X	X

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

Modalità di calcolo	Fornisce una valutazione della convenienza dell'investimento, confrontando economicamente i benefici e i costi attualizzati legati alla realizzazione dell'intervento in oggetto. Si calcola con la formula: $I = \frac{\sum_{t=0}^N (B_t / (1+k)^t)}{\sum_{t=0}^N (C_t / (1+k)^t)}$ dove: B_t e C_t indicano rispettivamente i benefici e i costi (euro) all'anno t; I benefici sono riconducibili a: incremento affidabilità rete, sicurezza servizio, riduzione delle perdite, costi evitati per il potenziamento rete AT, impatto ambientale minore rispetto al potenziamento della rete AT esistente, riduzione rischi di interruzioni su reti a tensione inferiore, aumento margine di trasporto rete AT, capacità produttiva più efficiente liberata, eliminazione vincoli esercizio, possibilità di approvvigionamento a prezzi più bassi, riduzione congestioni, aumento sicurezza copertura fabbisogni. I costi comprendono i costi unitari ricavati da consuntivi di analoghe opere realizzate, per livello tensione, morfologia interessata, aspetti tecnici peculiari, raccomandazioni e prescrizioni da iter autorizzativo. Per informazioni sulle modalità di stima di costi e benefici, si vedano le Note. k è il tasso di sconto; N la vita media dell'opera: è stimata in 40 anni per le linee e 33 anni per le stazioni (in base al Del. 05/04 AEEG), ma cautelativamente Terna assume $N=20$ anni La Profittabilità è un indice di rotazione: indica quanto beneficio rende l'investimento per ogni unità di costo. Perché l'intervento sia "profitevole" l'indicatore deve essere maggiore di 1. Sono comunque ammissibili anche interventi il cui indice di profittabilità è minore di 1, qualora approvati da MSE ed AEEG, ad esempio per esigenze di sicurezza/qualità/continuità del servizio del sistema elettrico nazionale.
Fonti	

(continua)

(continua)

Codice	Eco_04
Note	Le voci di costo considerate nelle analisi sono: - i costi capitale; - gli oneri di esercizio e manutenzione; - i costi per eventuali demolizioni. I benefici considerati, a seconda dei casi, appartengono alle seguenti tipologie: - derivanti dall'aumento di energia importata dall'estero: laddove il costo di produzione è minore, questi benefici si calcolano moltiplicando l'aumento della Total Transfer Capacity) stimata, convertita in energia annua, per il differenziale tra costo estero e quello italiano; - derivanti dalla diminuzione delle perdite di rete: l'indicatore tecnico "Variazione delle perdite di rete" viene calcolato come "Potenza perduta alla punta del carico" mediante i programmi di simulazione. Il differenziale di potenza nei due casi, con e senza l'intervento di sviluppo in esame, viene moltiplicato per il coefficiente "ore di utilizzazione delle perdite alla punta", specifico per ciascuna macro-area del Paese. Moltiplicando il valore dell'energia recuperata all'anno per il costo medio di produzione dell'energia, si arriva ad una monetizzazione approssimata delle minori perdite di rete, o meglio della loro riduzione, derivante dall'entrata in servizio dell'intervento in esame; - derivanti dall'energia non fornita evitata: per calcolare questi costi evitati si moltiplica la stima della minore energia non fornita (ENF) media annua nella zona di rete dove insiste il nuovo intervento per il valore economico dell'ENF; - derivanti dalla eliminazione di congestioni e di poli limitati: tali vincoli, se non rimossi possono rendere inefficiente la produzione. I benefici di questo tipo hanno un duplice aspetto, in potenza (evitano l'ulteriore installazione di capacità produttiva per far fronte alla richiesta del carico) ed in energia (evitano la produzione di impianti non competitivi); - derivanti dalla liberazione di energia prodotta da impianti eolici: si stima un risparmio derivante dal differenziale fra il costo di combustibile (nullo per un impianto eolico); non viene considerata la componente potenza, dal momento che l'installazione di impianti tradizionali non può considerarsi perfettamente sostituibile da nuovi parchi eolici; - derivanti da investimenti evitati: la realizzazione di un intervento consente spesso ulteriori risparmi, in quanto permette di evitare altre soluzioni di sviluppo, altrimenti comunque necessarie, le quali peraltro potrebbero non essere pienamente risolutive o avere un maggiore impatto. Per alcune di queste stime vengono effettuate elaborazioni che si avvalgono di simulazioni di <i>load-flow</i> mediante software che impiegano la modellizzazione di una rete previsionale all'anno obiettivo dell'analisi, in genere a 10 anni ove sono definite la domanda di energia elettrica e il parco produzione (quest'ultimo sulla base delle richieste e autorizzazioni di nuove centrali). La simulazione restituisce le criticità e le esigenze di rete.

Eco_05: Costo delle opere di mitigazione

Codice	Eco_05
Obiettivo	Sostenibilità economico-finanziaria dello sviluppo della rete

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
			X

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

Modalità di calcolo	Stima il costo delle opere di mitigazione che potrebbero rendersi necessarie al fine di ridurre gli impatti negativi dell'intervento in oggetto, quali ad esempio: - sostegni monostelo in aree ad elevato pregio paesaggistico; - colorazione dei sostegni, al fine del mascheramento in aree protette o ad elevato pregio paesaggistico; - piantumazione di essenze vegetali per schermare la visibilità da parte di un ricettore sensibile; - spirali per l'avifauna all'interno di aree IBA, SIC, corridoi per avifauna, etc. Il valore non è restituito in euro, ma come % del costo stimato dell'intervento ricavato con Eco 03: $I = \sum \text{costi mitigazioni} / \text{costo intervento} * 100$
Fonti	
Note	

ASPETTI SOCIALI

Soc_01: Qualità del servizio

<i>Codice</i>	Soc_01
<i>Obiettivo</i>	Miglioramento della qualità del servizio

<i>Livello</i>	Strategico	Strutturale	Attuativo
	X		

<i>Criteri ERPA</i>	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

<i>Modalità di calcolo</i>	Indicatore qualitativo, fornisce un giudizio di efficienza e di qualità della fornitura di energia elettrica nella situazione prevista a seguito della realizzazione dell'intervento in esame. Il concetto di qualità del servizio è associato alla fornitura in condizioni di continuità di alimentazione elettrica e nel pieno rispetto degli standard ed obiettivi di qualità anche per tensione e frequenza di alimentazione messe a disposizione dei clienti finali. La verifica del miglioramento della qualità del servizio avviene attraverso l'osservazione della stabilità della tensione della rete attuale sulla base di dati storici ed il successivo confronto con i dati ottenuti attraverso la simulazione della rete con l'inserimento del nuovo intervento. Il giudizio sarà BUONO se ci saranno significativi miglioramenti nella stabilità della tensione, DISCRETO se il risultato è marginale e SCARSO se non si prevedono miglioramenti significativi.
<i>Fonti</i>	
<i>Note</i>	-

Soc_02: Pressione relativa dell'intervento

Codice	Soc_02
Obiettivo	Equilibrio della distribuzione spaziale della pressione territoriale della rete

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
	X	X	X

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

Modalità di calcolo	Per ogni Provincia interessata, viene calcolato I_{prov}, come: $I_{prov} = \frac{L_{eq}}{ab}$ dove: L_{eq} è l'estensione equivalente della rete interoperabile (RTN e distribuzione AT, km) presente nel territorio provinciale ab è il numero di abitanti nel territorio provinciale. Il risultato così ottenuto per ciascuna macroalternativa viene sintetizzato in una tabella suddivisa per province interessate. L'indicatore si calcola con la formula: $I = \sum \left(I_{prov-n} \cdot \frac{L_n}{L_{intervento}} \right)$ dove: L_n indica la lunghezza di attraversamento della provincia n-esima (o del comune n-esimo a seconda della fase di applicazione) $L_{intervento}$ indica la lunghezza totale dell'asse mediano dell'intervento I_{prov-n} indica la distribuzione pro-capite della rete interoperabile per la provincia n-esima
Fonti	Regioni: abitanti per provincia
Note	L'indicazione della pressione della rete è inevitabilmente mediata e parziale, in quanto non tiene conto del carico locale (consumo di energia a livello locale in MWh), influenzato dalla presenza di attività produttive energivore, ad es. poli industriali, acciaierie, etc.

Soc_03: Urbanizzato continuo

Codice	Soc_03
Obiettivo	Tutela della salute

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
	X	X	

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	E2	-	-	-

Modalità di calcolo	A livello strategico, l'indicatore misura la frazione dell'area di intervento (%) occupata da tessuto urbanizzato continuo. L'indicatore viene calcolato come segue: $I_{\text{strategico}} = \frac{S_{\text{UC}}}{S_{\text{intervento}}} \cdot 100$ dove: $S_{\text{intervento}}$ indica la superficie totale dell'area di intervento. S_{UC} indica la superficie (kmq) di urbanizzato continuo (criterio di esclusione E2); per urbanizzato continuo, secondo la definizione Corine - Land Cover, si intendono le aree dove gli edifici, la viabilità e le superfici ricoperte artificialmente occupano più dell'80 % della superficie totale. A livello strutturale, verrà calcolato il numero delle potenziali interferenze, selezionando tutte le aree ricomprese all'interno e nelle immediate vicinanze (500m) del corridoio.
Fonti	Corine Land Cover, per il tessuto urbanizzato continuo
Note	-

Soc_04: Popolazione residente

Codice	Soc_04
Obiettivo	Tutela della salute

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
	X	X	X

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

Modalità di calcolo	Quantifica la popolazione residente negli ambiti amministrativi interessati dall'area di intervento (ab): $I = ab$ dove: <i>ab</i> indica la popolazione residente all'interno dei confini amministrativi dei comuni toccati dall'area d'intervento.
Fonti	ISTAT: in funzione del livello di studio (strategico, strutturale, attuativo), rispettivamente dati provinciali, comunali o disaggregati per sezioni di censimento
Note	- Pertanto il dato sarà approssimato per eccesso, conteggiando per intero anche comuni appena lambiti dall'alternativa, se non presenti sezioni di censimento.

Soc_05: Aree idonee per rispetto CEM

Codice	Soc_05
Obiettivo	Tutela della salute

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
		X	X

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

Modalità di calcolo	Misura la frazione dell'area in esame idonea al passaggio del nuovo elettrodotto con continuità e nel rispetto della normativa sui Campi Elettro-Magnetici (CEM). Per il calcolo è necessario individuare le fasce, all'interno del corridoio, tali per cui, se l'opera venisse localizzata al loro interno, la popolazione (residenti e utenti) non verrebbe esposta ad un campo magnetico superiore all'obiettivo di qualità di 3 µT, fissato dal DPCM 8 luglio 2003. $I = \frac{S_{\text{intervento}} - S_{\text{CEM}}}{S_{\text{intervento}}} \cdot 100$ Dove: S_{CEM} indica la superficie occupata dall'edificio e dalla relativa fascia di rispetto. La fascia di rispetto è stata calcolata in funzione delle possibili tensioni, utilizzando il valore di induzione magnetica di 3 µT e considerando la massima corrente di riferimento, cioè la corrente al limite termico consentita, come stabilito dalla norma CEI 11-60; i valori calcolati sono approssimati a 30-40-50 m rispettivamente per 130-220-380 kV. S_{intervento} indica la superficie dell'area di intervento.
Fonti	Regioni: carte uso del suolo in scala non inferiore a 1:10.000, mosaicatura regionale dei PRG, CTR.
Note	-

ASPETTI AMBIENTALI

Amb_01: Aree di valore culturale e paesaggistico

Codice	Amb_01
Obiettivo	Rispetto dei beni culturali e paesaggistici

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
	X	X	X

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	R1	-	-

Modalità di calcolo	Misura la frazione dell'area di intervento (%) occupata da aree di valore culturale e paesaggistico: $I = \frac{S_{\text{siti}}}{S_{\text{intervento}}} \cdot 100$ dove: S_{siti} indica la superficie (kmq) di aree archeologiche o di valore storico-monumentale o di valore paesaggistico (che rientrano nel criterio di repulsione R1, ovvero sono aree da prendere in considerazione solo in assenza di alternative) S_{intervento} indica la superficie (kmq) complessiva dell'area di intervento.
Fonti	MiBAC: Sistema Informativo Territoriale Ambientale e Paesaggistico (SITAP) MondoGIS: siti archeologici e aree di valore storico monumentale
Note	-

Amb_02: Coerenza con la pianificazione territoriale paesaggistica

Codice	Amb_02
Obiettivo	Rispetto dei beni culturali e paesaggistici

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
	X	X	X

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

Modalità di calcolo	In base al Nuovo Codice del Paesaggio, ove i Piani Paesaggistici (PTP, PTR e/o PTPR a livello strategico, PTCP a livello strutturale, PRG a livello attuativo) consentano la identificazione di aree la cui futura destinazione d'uso è finalizzata alla riqualificazione paesaggistica, è possibile quantificare l'interferenza di tali aree all'interno dell'area di intervento, ai fini di limitarne l'interferenza o all'occorrenza, se gli Enti Locali convengano, prevedere delle azioni compensative volte a favorire tale riqualificazione (art. 143, c.2, lettera c). $I = \frac{A_{RP}}{S_{intervento}} \cdot 100$ dove: A_{RP} indica la superficie delle aeree di riqualificazione paesaggistica; $S_{intervento}$ indica la superficie dell'area di intervento.
Fonti	Regioni e Province: PTP, PTCP, PTPR, PTRC, in funzione del livello di studio
Note	-

Amb_03: Elementi culturali e paesaggistici puntuali

<i>Codice</i>	Amb_03
<i>Obiettivo</i>	Rispetto dei beni culturali e paesaggistici

<i>Livello</i>	Strategico	Strutturale	Attuativo
		X	X

<i>Criteri ERPA</i>	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	E2	-	-	-

<i>Modalità di calcolo</i>	Quantifica la presenza di beni culturali e paesaggistici, intesi come elementi puntuali all'interno dell'area di intervento, quali pievi, borghi, monumenti, ville, giardini, etc. Oltre ad essere quantificati, tali beni saranno tutelati creando loro intorno un buffer di dimensioni definite sulla base delle norme tecniche vigenti al livello di competenza.
<i>Fonti</i>	Soprintendenze competenti: ubicazione beni MiBAC: Sistema Informativo Territoriale Ambientale e Paesaggistico (SITAP)
<i>Note</i>	-

Amb_04: Aree a rischio paesaggistico

Codice	Amb_04
Obiettivo	Rispetto dei beni culturali e paesaggistici

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
	X	X	

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	R1	-	-

Modalità di calcolo	Misura la frazione dell'area di intervento (%) occupata da aree considerate ad elevato rischio paesaggistico, ovvero ricadenti nelle classi "Alto" e "Molto Alto" della Carta del Rischio del Paesaggio (www.icr.beniculturali.it/rischio00.htm). Il rischio paesaggistico è ottenuto dalla mappatura delle pericolosità naturali e antropiche e dalla successiva sovrapposizione con le aree sottoposte a vincolo paesaggistico ex L.1497/1939. Il rischio si riferisce a una lettura incrociata della presenza del vincolo paesistico e del livello di antropizzazione dell'area che può comportare un deterioramento del bene presente. $I = \frac{S_{\text{rischio}}}{S_{\text{intervento}}} \cdot 100$ dove: S_{rischio} indica la superficie (kmq) di aree a rischio paesaggistico (che rientrano nel criterio di repulsione R1, ovvero sono aree da prendere in considerazione solo in assenza di alternative) $S_{\text{intervento}}$ indica la superficie (kmq) complessiva dell'area di intervento.
Fonti	MiBAC: Sistema Informativo Territoriale Ambientale e Paesaggistico (SITAP); Carta del Rischio del Paesaggio (rischio su aree tutelate + rischio naturale) ISTAT: censimento per il disturbo antropico (confronto tra classi censimento sulla popolazione residente con cadenza decennale)
Note	-

Amb_05: Interferenza con la fruizione di beni culturali e paesaggistici

<i>Codice</i>	Amb_05
<i>Obiettivo</i>	Rispetto dei beni culturali e paesaggistici

<i>Livello</i>	Strategico	Strutturale	Attuativo
			X

<i>Criteri ERPA</i>	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	R1, R2	-	-

<i>Modalità di calcolo</i>	Si considera la densità dei beni diffusi, come definiti nel Testo Unico dei Beni Culturali, calcolata come numero di elementi interferiti dalla fascia di fattibilità, aumentata di ulteriori 500 metri per parte.
<i>Fonti</i>	Soprintendenze competenti: tipologia e ubicazione beni MiBAC: Sistema Informativo Territoriale Ambientale e Paesaggistico (SITAP)
<i>Note</i>	-

Amb_06: Interferenza con la fruizione documentata del paesaggio

<i>Codice</i>	Amb_06
<i>Obiettivo</i>	Rispetto dei beni culturali e paesaggistici

<i>Livello</i>	Strategico	Strutturale	Attuativo
		X	

<i>Criteri ERPA</i>	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	R1, R2	-	-

<i>Modalità di calcolo</i>	Numero di siti UNESCO che interferiscono con il Corridoio, calcolata come quantità di siti presenti all'interno dei corridoi in esame.
<i>Fonti</i>	UNESCO: localizzazione OASI MiBAC: Sistema Informativo Territoriale Ambientale e Paesaggistico (SITAP)
<i>Note</i>	-

Amb_07: Compatibilità paesaggistica

Codice	Amb_07
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza visiva con elementi di pregio culturale e paesaggistico

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
	X	X	

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

Modalità di calcolo	Misura la possibilità di sfruttare la morfologia del territorio e la copertura del suolo come mezzo per favorire l'assorbimento visivo del nuovo elettrodotto. L'elaborazione dell'indicatore avviene attraverso il seguente procedimento: - produzione di una carta delle pendenze in formato elettronico, che assegna ad ogni cella (100x100 m a livello strategico, 40x40 m a livello strutturale) un valore di pendenza media - calcolo, per ogni cella, della superficie effettiva sviluppata sul suolo: $A_{\text{reale}} = A_{\text{carta}} / \cos(\alpha)$ dove A_{carta} indica la superficie della proiezione cartografica della cella (10.000 mq) e α è la pendenza media della cella (in gradi) - calcolo della compatibilità paesaggistica come rapporto tra la superficie effettiva sviluppata complessivamente dalle celle comprese nell'area di intervento e la rispettiva proiezione cartografica, moltiplicato per un fattore di mascheramento vegetale: $I = \frac{\sum A_{\text{reale}}}{\sum A_{\text{carta}}} \cdot C_v$ dove C_v è il fattore di mascheramento vegetale, adimensionale, proporzionale alla frazione di aree vegetate nell'area d'intervento (classe 311-boschi di latifoglie, 312-boschi di conifere e 313-boschi misti della classificazione Corine - Land Cover). $C_v = 1 + \left(\frac{S_{\text{boschi}}}{S_{\text{int ervento}}} \right)$ L'indicatore può essere tradotto in una scala qualitativa applicando le seguenti soglie basate sull'esperienza: <table border="1"> <tr> <td>$I > 1.5$</td><td>Buono</td></tr> <tr> <td>$1.25 < I < 1.5$</td><td>Discreto</td></tr> <tr> <td>$1 < I < 1.25$</td><td>Scarso</td></tr> </table>	$I > 1.5$	Buono	$1.25 < I < 1.5$	Discreto	$1 < I < 1.25$	Scarso
$I > 1.5$	Buono						
$1.25 < I < 1.5$	Discreto						
$1 < I < 1.25$	Scarso						

Fonti	Modelli digitali del terreno (DEM) Corine - Land Cover
Note	-

Amb_08: Aree con buone capacità di assorbimento visivo

Codice	Amb_08
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza visiva con elementi di pregio culturale e paesaggistico

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
		X	

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	A1

Modalità di calcolo	Misura la frazione dell'area di intervento (%) in cui l'inserimento di un'opera elettrica determina un impatto relativamente trascurabile sul paesaggio: $I = \frac{S_{A1}}{S_{intervento}} \cdot 100$ dove: S_{A1} indica la superficie (kmq) di aree che, per caratteristiche morfologiche e/o di copertura del suolo (ad es. quinte arboree), favoriscono l'assorbimento visivo delle opere (criterio di attrazione A1) $S_{intervento}$ indica la superficie (kmq) complessiva dell'area di intervento. Le superfici A1 vengono individuate attraverso una procedura GIS, considerando come punti di vista i centroidi delle aree urbane presenti nell'area di studio e, qualora disponibili, i luoghi di fruizione del paesaggio, le strade e i punti panoramici. Da tali punti di vista, tramite una copertura tridimensionale del terreno, sono individuate quelle aree che non risultano percepibili all'osservatore. Tali aree morfologicamente mascherate sono considerate aree adatte ad ospitare nuove infrastrutture elettriche per quanto riguarda la capacità di assorbimento visivo.
---------------------	---

Fonti	Regioni: PTP, PTCP, etc. Corine - Land Cover
Note	-

Amb_09: Visibilità dell'intervento

Codice	Amb_09
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza visiva con elementi di pregio culturale e paesaggistico

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
			X

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

Modalità di calcolo	Si suppone che i sostegni del futuro elettrodotto siano distribuiti ad intervalli regolari, lungo l'asse mediano della fascia di fattibilità; la loro altezza dipende dalla tensione della linea. Si suppongono inoltre osservatori posti in cima agli ipotetici sostegni con vista a 360°, senza alcun fattore di limitazione alla visus. Tramite GIS si suddivide il territorio circostante in celle (reticolo da 20, 10, 5 m, in funzione della disponibilità dei dati). Utilizzando il Modello Digitale del Terrono e una specifica funzione GIS, è possibile individuare le celle visibili da ogni sostegno. A partire da tale elaborazione vengono conteggiati i sostegni visibili da ogni cella, ovvero viene stimato il grado di visibilità dell'elettrodotto per ogni cella. Il valore ottenuto è attribuito alla sottostante classe di uso del suolo, contribuendo alla compilazione della tabella sotto riportata.																															
	<table><tr><th rowspan="2">Tipologia di ricettore</th><th rowspan="2">di</th><th colspan="3">Visibilità</th></tr><tr><th>Bassa</th><th>Media</th><th>Alta</th></tr><tr><td>residenziale</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>industriale</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>servizi</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>beni architettonici</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr></table>				Tipologia di ricettore	di	Visibilità			Bassa	Media	Alta	residenziale					industriale					servizi					beni architettonici				
	Tipologia di ricettore	di	Visibilità																													
			Bassa	Media	Alta																											
	residenziale																															
industriale																																
servizi																																
beni architettonici																																
A partire dalla tabella, è possibile confrontare in maniera diretta le alternative.																																
Fonti	Regioni: CTR, carte di uso del suolo Comuni: PRG Modelli digitali del terreno (DEM)																															
Note																																

Amb_10: Interferenza con la percezione (non documentata) del paesaggio

<i>Codice</i>	Amb_10
<i>Obiettivo</i>	Minimizzazione dell'interferenza visiva con elementi di pregio culturale e paesaggistico

<i>Livello</i>	Strategico	Strutturale	Attuativo
			X

<i>Criteri ERPA</i>	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	R1, R2	-	-

<i>Modalità di calcolo</i>	Misura la visuale di pregio occultata dall'intervento in esame. Restituirà un valore di interferenza potenziale sulla fruizione del paesaggio, sulla base di simulazioni tridimensionali in funzione dei bacini visivi, dei punti di vista notevoli e del numero di fruitori, desumibili dai Piani Paesistici o dai Piani Regionali a valenza paesistica.
<i>Fonti</i>	MiBAC Regioni: Piani Paesistici o Piani Regionali a valenza paesistica
<i>Note</i>	

Amb_11: Aree di pregio per la biodiversità

Codice	Amb_11
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza con vegetazione, flora e fauna

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
	X	X	X

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	R1, 2, 3	-	-

Modalità di calcolo	Misura la frazione dell'area di intervento (%) occupata da aree di pregio per la biodiversità: $I = \frac{S_{R1} \cdot p_{R1} + S_{R2} \cdot p_{R2} + S_{R3} \cdot p_{R3}}{S_{\text{intervento}}} \cdot 100$ dove: S_{R1}, S_{R2} e S_{R3} indicano la superficie (kmq) di aree di pregio per la biodiversità, che ricadono: - in parte nel criterio di repulsione R1: parchi naturali nazionali e regionali; - in parte nel criterio di repulsione R2: SIC, ZPS, IBA, rete ecologica, riverse; - in parte nel criterio di repulsione R3: aree ex Galasso, boschi misti, latifoglie, conifere. p_{R1}, p_{R2} e p_{R3} indicano i pesi attribuiti ai singoli criteri di repulsione, pari rispettivamente a 1, 0.7, 0.5. $S_{\text{intervento}}$ indica la superficie (kmq) complessiva dell'area di intervento.
Fonti	MATT: Rete Natura 2000, EUAP (Elenco Ufficiale Aree Protette) MiBAC: SITAP Regioni: CTR, carte di uso del suolo, cartografia delle reti ecologiche regionali Comuni: PRG
Note	

Amb_12: Lunghezza minima di attraversamento di aree di pregio per la biodiversità

Codice	Amb_12
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza con vegetazione, flora e fauna

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
		X	X

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	R1, 2, 3	-	-

Modalità di calcolo	Misura la lunghezza minima dell'asse mediano del corridoio che attraversa aree di pregio per la biodiversità, stimata ipotizzando il passaggio dell'elettrodotto lungo un asse che interferisca il meno possibile con tali aree. $I = L_{R1} \cdot p_{R1} + L_{R2} \cdot p_{R2} + L_{R3} \cdot p_{R3}$ dove: L_{R1}, L_{R2} e L_{R3} indicano la lunghezza minima (km) di attraversamento di aree di pregio per la biodiversità, che ricadono: - in parte nel criterio di repulsione R1: parchi naturali nazionali e regionali; - in parte nel criterio di repulsione R2: SIC, ZPS, IBA, rete ecologica, riverse; - in parte nel criterio di repulsione R3: aree ex Galasso, boschi misti, latifoglie, conifere. p_{R1}, p_{R2} e p_{R3} indicano i pesi attribuiti ai singoli criteri di repulsione, pari rispettivamente a 1, 0.7, 0.5.
Fonti	MATT: Rete Natura 2000, Elenco Ufficiale Aree Protette Regioni: CTR, carte di uso del suolo, cartografia delle reti ecologiche regionali Comuni: PRG
Note	È un indicatore di attraversamento (paragrafo 0).

Amb_13: Aree vegetate

Codice	Amb_13
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza con vegetazione, flora e fauna

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
			X

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

Modalità di calcolo	Misura la frazione della fascia (%) occupata da aree vegetate (potenzialmente soggette a taglio periodico lungo le campate o a sradicamento in corrispondenza dei sostegni): $I = \frac{S_{vegetata}}{S_{fascia}} \cdot 100$ dove: $S_{vegetata}$ indica la superficie (kmq) di aree boschive ed arbustive, vincolate e non, all'interno della fascia di asservimento $S_{fascia \text{ di asservimento}}$ indica la superficie (kmq) della fascia di asservimento, la cui ampiezza varia in funzione della tensione, e rispetto all'asse linea corrisponde a circa 15m per parte per un 132kV, a circa 20m per un 220kV e a circa 25m per un 380kV.
Fonti	Regioni: cartografia regionale, carte delle reti ecologiche regionali, carte della vegetazione, PPT regionali/provinciali. Comuni: PRG
Note	-

Amb_14: Aree ad elevato rischio idrogeologico

Codice	Amb_14
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza con aree a rischio idrogeologico

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
	X	X	X

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	R1	-	-

Modalità di calcolo	Misura la frazione dell'area di intervento (%) occupata da aree a rischio idrogeologico: $I = \frac{S_{P1}}{S_{intervento}} \cdot 100$ dove: S_{P1} indica la superficie (kmq) di aree a rischio idrogeologico (criterio di problematicità P1), per le quali è vietato il posizionamento dei sostegni, ma è consentito il sorvolo, quali: - frane attive - aree a rischio elevato di frane - aree a rischio elevato di valanghe - aree a rischio elevato di inondazione S_{intervento} indica la superficie (kmq) complessiva dell'area di intervento.
Fonti	Autorità di Bacino: PAI Regioni
Note	-

Amb_15: Emissioni evitate di gas climalteranti

<i>Codice</i>	Amb_15
<i>Obiettivo</i>	Minimizzazione delle emissioni climalteranti

<i>Livello</i>	Strategico	Strutturale	Attuativo
	X		

<i>Criteri ERPA</i>	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

<i>Modalità di calcolo</i>	Stima le emissioni di gas climalteranti evitate grazie all'intervento in esame. Note le perdite evitate (Eco_01), il calcolo prevede la stima della quantità di combustibile fossile (petrolio) che sarebbe necessario per produrre l'energia risparmiata e quindi la converte in tonnellate di CO ₂ equiv.
<i>Fonti</i>	
<i>Note</i>	Anche le emissioni inquinanti vengono ridotte quando si evitano perdite energetiche e quindi impiego di combustibile fossile. L'indicatore pertanto fornisce un'indicazione anche su perseguimento dell'obiettivo Tutela della salute.

ASPETTI TERRITORIALI

Ter_01: Lunghezza dell'intervento

<i>Codice</i>	Ter_01
<i>Obiettivo</i>	Minimizzazione della pressione territoriale

<i>Livello</i>	Strategico	Strutturale	Attuativo
	X	X	X

<i>Criteri ERPA</i>	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

<i>Modalità di calcolo</i>	Stima della lunghezza (km) dell'intervento.
<i>Fonti</i>	
<i>Note</i>	Oltre che valenza territoriale, questo indicatore ha valenza tecnica ed economica perché soluzioni localizzative troppo lunghe sono evidentemente da scartare.

Ter_02: Impatto territoriale della razionalizzazione

Codice	Ter_02
Obiettivo	Minimizzazione della pressione territoriale

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
	X	X	X

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

Modalità di calcolo	Bilancio chilometrico, nell'ambito di un intervento di razionalizzazione, tra le linee aeree che verranno costruite e quelle che verranno demolite. $I = \sum_i (p_{D,i} \cdot L_{D,i} - p_{C,i} \cdot L_{C,i})$ dove: L indica la lunghezza delle linee aeree, realizzate (L_C) o demolite (L_D) p è un coefficiente, funzione della tensione di isolamento della linea i = 380, 220, 150-132 e <120 kV $p_{380} = 2,8$ $p_{220} = 1,8$ $p_{130} = 1,1$ $p_{<120} = 1$ Il calcolo dell'indicatore è ovviamente limitato al caso di interventi che includono azioni specifiche di razionalizzazione della rete: in tutti gli altri casi non deve essere considerato.
Fonti	
Note	Oltre che valenza territoriale, questo indicatore ha valenza tecnica ed economica perché soluzioni localizzative troppo lunghe sono evidentemente da scartare.

Ter_03: Utilizzazione di suolo già asservito

Codice	Ter_03
Obiettivo	Minimizzazione della pressione territoriale

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
			X

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	A2

Modalità di calcolo	La realizzazione di un nuovo elettrodotto aereo comporta l'individuazione di una fascia di asservimento che, sia pure non interessata da strutture, prevede limitazioni all'uso di quella porzione di territorio. Nelle situazioni in cui, internamente alla area di intervento siano presenti altre linee elettriche (in caso di sostituzione) o autostrade, è possibile limitare la sottrazione di suolo, accostandovi il nuovo elettrodotto e venendo a sovrapporre, almeno parzialmente, le fasce di asservimento. L'indicatore misura la frazione della fascia di asservimento (%) già vincolata da altre strutture a sviluppo lineare cui la nuova opera si affiancherebbe: $I = \frac{S_S}{S_F} \cdot 100$ dove: S_S indica la superficie (kmq) di sovrapposizione tra la fascia di asservimento del nuovo elettrodotto e la fascia di asservimento dell'opera già esistente che si intende affiancare (ricadente nel criterio di attrazione A2) S_F indica la superficie (kmq) della fascia di asservimento del nuovo elettrodotto.
Fonti	Autostrade: rete infrastrutturale e fasce di rispetto RFI: rete infrastrutturale e fasce di rispetto ANAS: rete infrastrutturale e fasce di rispetto
Note	-

Ter_04: Aree preferenziali

Codice	Ter_04
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza con gli usi del suolo attuali e previsti

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
	X	X	X

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	A2

Modalità di calcolo	Misura la frazione dell'area di intervento (%) occupata da aree preferenziali: $I = \frac{S_{A2}}{S_{intervento}} \cdot 100$ dove: S_{A2} indica la superficie (kmq) di aree preferenziali (criterio di attrazione A2), ovvero aree già compromesse dal punto di vista ambientale, più adatte alla realizzazione dell'opera, nel rispetto però della capacità di carico del territorio, quali ad esempio: - corridoi autostradali - corridoi elettrici - corridoi infrastrutturali - aree adiacenti zone degradate (buffer di attrazione per discariche e aree estrattive) S_{intervento} indica la superficie (kmq) complessiva dell'area di intervento.
Fonti	Regione: PTP, PTCP,... Corine - Land Cover
Note	-

Ter_05: Aree agricole di pregio

Codice	Ter_05
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza con gli usi del suolo attuali e previsti

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
		X	

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	R1, R3	-	-

Modalità di calcolo	Misura la frazione dell'area di intervento (%) occupata da aree agricole di pregio: $I = \frac{S_{agr}}{S_{intervento}} \cdot 100$ dove: S_{agr} indica la superficie (kmq) di aree DOCG (criterio di repulsione R1), DOC, DOP, IGP (criterio di repulsione R2),... $S_{intervento}$ indica la superficie (kmq) complessiva dell'area di intervento.
Fonti	Regioni: PTR, cartografia delle reti ecologiche regionali, PTCP, Usi del suolo regionali di dettaglio
Note	-

Ter_06: Aree di pregio da PRG

Codice	Ter_06
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza con gli usi del suolo attuali e previsti

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
			X

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

Modalità di calcolo	Misura la frazione dell'area di intervento (%) occupata da aree di pregio in base alla zonizzazione del PRG: $I = \frac{S_{\text{pregio}}}{S_{\text{intervento}}} \cdot 100$ dove: S_{pregio} la superficie (kmq) di aree di pregio riconducibili ad una delle seguenti categorie territoriali: - aree agricole di particolare pregio - aree di pregio ambientale e documentario - fasce di rispetto (vincolo archeologico, aree Galasso, etc.) - aree per attività terziarie - aree polifunzionali - aree residenziali - aree turistico-ricettive - vincoli legati ad altri elementi di pregio $S_{\text{intervento}}$ indica la superficie (kmq) complessiva dell'area di intervento.
Fonti	Comuni: PRG
Note	-

Ter_07: Vincoli da PRG

Codice	Ter_07
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza con gli usi del suolo attuali e previsti

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
			X

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

Modalità di calcolo	Misura la frazione dell'area di intervento (%) occupata da aree vincolate dal PRG: $I = \frac{S_{PRG}}{S_{intervento}} \cdot 100$ dove: S_{PRG} la superficie (kmq) di aree vincolate secondo i PRG comunali e riconducibili ad una delle seguenti categorie territoriali: - ambiti di pericolosità geologica e di piano - fasce di rispetto (vincolo archeologico, aree Galasso, etc.) - idoneità e/o limitazioni geologiche - vincoli da destinazione d'uso (ad es. sottoservizi, acquedotto, etc.), che non ricadono cioè in aree a vincolo ex lege - zone di rispetto da legislazione vigente (ad es. Galassini, parchi comunali) $S_{intervento}$ indica la superficie (kmq) complessiva dell'area di intervento.
Fonti	Comuni: PRG
Note	È un indicatore di attraversamento (paragrafo 0).

Ter_08: Lunghezza minima di tracciato interno ad aree vincolate da PRG

Codice	Ter_08
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza con gli usi del suolo attuali e previsti

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
			X

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	-	-	-

Modalità di calcolo	Calcola la minima lunghezza dell'asse mediano, stimata ipotizzando il passaggio dell'elettrodotto sull'asse mediano dell'area di intervento, che attraversa aree vincolate dai PRG comunali, riconducibili ad una delle seguenti categorie territoriali: - ambiti di pericolosità geologica e di piano - fasce di rispetto (vincolo archeologico, aree Galasso, etc.) - idoneità e/o limitazioni geologiche - vincoli da destinazione d'uso (ad es. fascia autostradale, sottoservizi, acquedotto, etc.), che non ricadono cioè in aree a vincolo ex lege - zone di rispetto da legislazione vigente (ad es. Galassini, parchi comunali)
Fonti	Comuni: PRG
Note	-

Ter_09: Urbanizzato discontinuo

Codice	Ter 09
Obiettivo	Minimizzazione dell'interferenza con gli usi del suolo attuali e previsti

Livello	Strategico	Strutturale	Attuativo
	X	X	

Criteri ERPA	Esclusione	Repulsione	Problem.	Attrazione
	-	R1	-	-

Modalità di calcolo	Misura la frazione dell'area in esame occupata da tessuto urbanizzato discontinuo: $I = \frac{S_{UD}}{S_{intervento}} \cdot 100$ dove: $S_{intervento}$ indica la superficie totale dell'area di intervento. S_{UD} indica la superficie (kmq) di urbanizzato discontinuo (criterio di repulsione R1).
Fonti	Corine Land Cover, per il tessuto urbanizzato discontinuo
Note	-

D: Riepilogo dei contributi attesi

In questo allegato vengono riepilogate le domande poste all'inizio dei diversi capitoli, che forniscono uno stimolo e una guida per le osservazioni dei soggetti coinvolti nello scoping. Si ricorda tuttavia che l'intero processo di pianificazione integrata è sottoposto alla fase di scoping, e che quindi le osservazioni possono riguardare qualunque elemento di esso, indipendentemente dalle domande qui elencate.

Si sottolinea infine che le osservazioni e i contributi attesi in questa fase possono riguardare tanto elementi validi a livello nazionale quanto elementi riferiti alle specifiche realtà regionali, funzionali alla contestualizzazione dei processi di localizzazione degli interventi (riferimenti normativi, fonti dati, criteri ERPA, obiettivi, indicatori, etc.).

Condivisione dei contenuti e della portata del Rapporto Ambientale

- Quali modifiche o integrazioni si potrebbero introdurre nella struttura o nei contenuti del Rapporto Ambientale? (capitolo 1.9)
- Quali informazioni aggiuntive potrebbero arricchire la definizione dello scenario di riferimento? Quali elementi possono contribuire a caratterizzare l'evoluzione delle variabili ambientali e territoriali? Rispetto alle ipotesi di scenario illustrate, è opportuno considerare altre azioni concrete di tipo energetico-ambientale previste ad esempio dai piani energetici regionali? (capitolo 3.2)
- L'insieme degli aspetti ambientali presi in considerazione è completo rispetto ai potenziali effetti degli interventi del PdS? Per ciascuno di questi aspetti, ci sono altri potenziali effetti degli interventi che andrebbero presi in considerazione? (capitolo 2.2)

Condivisione di criteri, obiettivi e indicatori

- È opportuno considerare anche altri obiettivi sociali, ambientali o territoriali? Come integrare e dettagliare gli obiettivi a livello regionale? (capitolo 3.1)
- Il sistema di indicatori per la caratterizzazione di esigenze e macroalternative è soddisfacente? Quali ulteriori indicatori specifici potrebbero essere utilizzati per generare e caratterizzare le macroalternative? (capitolo 3.3)
- È appropriata l'attribuzione delle tipologie di uso e copertura del suolo alle diverse classi ERPA? È necessario classificare ulteriori tipologie di uso e copertura del suolo? (capitolo 3.4.1)
- Gli indicatori proposti per la valutazione delle alternative sono definiti adeguatamente? È opportuno considerarne anche altri? Gli indicatori scelti misurano in modo efficace gli obiettivi corrispondenti? (capitolo 3.4.3)

- Quali ulteriori basi di dati e/o documenti devono essere consultati ai fini della definizione delle scelte localizzative? (capitolo 3.4.5)

Condivisione della procedura di valutazione complessiva e del monitoraggio del PdS

- Quali ulteriori considerazioni potrebbero contribuire a valutare la sostenibilità del PdS? Quali indicatori si potrebbero utilizzare? (capitolo 3.5)
- Il quadro degli indicatori procedurali è adeguato? (capitolo 3.6.1)
- Quali ulteriori indicatori potrebbero arricchire l'aggiornamento del contesto ambientale? (capitolo 3.6.2)

Quadro delle fonti normative e dei dati ambientali

- È opportuno considerare anche altri riferimenti a livello nazionale e internazionale? Quali riferimenti di livello regionale dovranno essere considerati? (capitolo 2.3)
- Ai fini della definizione delle scelte localizzative è utile consultare ulteriori sistemi informativi, piani, programmi, riferimenti normativi? (capitolo 3.4.5)
- Le autorità regionali in particolare sono invitate a segnalare le caratteristiche delle fonti di dati aggiornate che si ritengano utili al fine di generare, caratterizzare e valutare soluzioni localizzative nel territorio di propria competenza. In questa sede ci si riferisce naturalmente alla scala regionale e a quella provinciale: i dati di maggior dettaglio, utili soprattutto a livello attuativo, potranno essere individuati e consultati nella fase di definizione del singolo intervento. (capitolo 3.4.5)