

**IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN
POTENZA NOMINALE 29 MWp DC – 25,8 MW AC**
Località Monte Cheia Comune di Bessude (SS)

PROPONENTE:

TEP RENEWABLES (BESSUDE PV) S.R.L.
Viale SHAKESPEARE,71 – 00144 - Roma
P. IVA e C.F. 16376261000 – REA RM - 1653248

PROGETTISTA:

ING. MATTEO BERTONERI
Iscritto all'Ordine degli Ingegneri della Provincia di Massa Carrara
al n. 669

PROGETTO DEFINITIVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
(art. 23 del D. Lgs 152/2006 e ss. mm. ii)

Studio di Inserimento Urbanistico

Cod. Documento	Data	Tipo revisione	Redatto	Verificato	Approvato
21-00013-IT- BESSUDE_SA_R01_Rev0_Studio di inserimento urbanistico	03/2022	Prima emissione	ST	MB	F. Battafarano

INDICE

1. PREMESSA	5
1.1 PRESENTAZIONE DELL'INTERVENTO	5
1.2 DATI GENERALI DEL PROGETTO	7
1.3 TUTELE E VINCOLI	8
1.3.1 Programmazione energetica	8
1.3.2 Pianificazione territoriale	36
1.3.3 Pianificazione urbanistica	56
1.3.4 Pianificazione settoriale	60
1.3.5 Aree Naturali Protette (ANP).....	73
1.3.6 Verifica dei criteri regionali per l'individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione di impianti fotovoltaici a terra	73
1.3.7 Conclusioni	78

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1.1: PARERS - Scenari di evoluzione dei Consumi interni Lordi della Regione Sardegna (elab. RAS)	12
Figura 1.2: PEARS 2015-2030. Ripartizione dei consumi di energia elettrica in Sardegna suddivisi per settore merceologico (Fonte dei dati: Terna)	21
Figura 1.3: PEARS 2015-2030. Ripartizione dei consumi di energia elettrica della Sardegna sulla base dei livelli di tensione del sistema di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (Fonte dei dati: Terna & Enel Distribuzione).....	22
Figura 1.4: PEARS 2015-2030. Ripartizione dei consumi elettrici nel settore industriale tra le province della Sardegna nel periodo 2006-2014 (Fonte dati: Terna)	22
Figura 1.5: PEARS 2015-2030. Evoluzione dei consumi finali di energia elettrica in Sardegna per categoria merceologica (Fonte dei dati: Terna).	23
Figura 1.6: PEARS 2015-2030. Ripartizione della produzione di energia elettrica netta in Sardegna – Anno 2014 (Fonte de dati: Terna).....	23
Figura 1.7: PEARS 2015-2030. Energia elettrica prodotta in Sardegna nel periodo 1997-2014 (Fonte dati: Terna)	24
Figura 1.8: PEARS 2015-2030. Andamento del rapporto percentuale dell'energia elettrica esportata rispetto al consumo della Sardegna (1997-2014) (Fonte dati: Terna)	25
Figura 1.9: PEARS 2015-2030. Evoluzione storica della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabili in Sardegna (Fonte dati: GSE, Terna).....	26
Figura 1.10: PEARS 2015-2030. Potenza totale FV installata [kW] - in giallo il comune di Bessude	28
Figura 1.11: PEARS 2015-2030. Potenza [MW] e [kWp] per il fotovoltaico - in giallo il comune di Bessude	29
Figura 1.12: PEARS 2015-2030. Bilancio Energetico Regionale (BER) 2013	31
Figura 1.13: PEARS 2015-2030. Possibili distretti energetici – Dati consumo e generazione distribuita 2013.....	33
Figura 1.14: PEARS 2015-2030. Analisi di sensitività su produzione da FER non programmabili. Confronto scenario di riferimento e conservativo.....	35
Figura 1.15: PEARS 2015-2030. Analisi di sensitività su produzione da FER non programmabili. Confronto scenari di riferimento, conservativo, sviluppo e intenso sviluppo	36
Figura 1.16: PPR – Mappa dei comuni interessati dagli Ambiti di Paesaggio costieri (Fonte: Allegato 4 alle NTA)	40
Figura 1.17: elab. di progetto “21-00013-IT-BESSUDE_SA_T05_Rev0_Analisi PPR_Assetto ambientale” tratto dalla Tav.2 del PPR (estratto non in scala)	42
Figura 1.18: elab. di progetto “21-00013-IT-BESSUDE_SA_T03_Rev0_Analisi PPR_Vincoli” (estratto non in scala)	47
Figura 1.19: PUP-PTC “Tav. A-G08.2. Modello della capacità d’uso del suolo” (estratto non in scala).....	50
Figura 1.20: PUP-PTC “Tav. A-G08.4. Modello della suscettività al miglioramento dei pascoli” (non in scala)	52
Figura 1.21: PUP-PTC “Tav. A-G09. Modello del manto vegetale” (estratto non in scala).....	53
Figura 1.22: PUP-PTC “Tav. D-C06. Campi dello sviluppo rurale” (estratto non in scala).....	55
Figura 1.23: PUP-PTC “Tav. A-G17. Sistema della pianificazione comunale” (estratto non in scala)	57
Figura 1.24: PUP-PTC “Tav. A-G18. Sistema dei vincoli e delle gestioni speciali” (estratto non in scala).....	58

Figura 1.25: Delimitazione dei Sub-bacini Regionali Sardi – PAI Regione Autonoma della Sardegna – Relazione Generale, luglio 2004 (in rosso l’ubicazione dell’area di intervento)61

Figura 1.26: AdB regionale della Sardegna – PAI del bacino unico regionale – Sardegna Mappe PAI – Carte della pericolosità da frana e idraulica (non in scala).....63

Figura 1.27: AdB regionale della Sardegna – PAI del bacino unico regionale – Sardegna Mappe PAI – Carte del rischio geomorfologico e idraulico (non in scala)71

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1.1: PARERS – Bilancio energia elettrica Sardegna 2006-2010. Dati in GWh (Fonte: Terna S.p.A.).....11

Tabella 1.2: PARERS - O1:15%. Scenario Ragionevole. Quadro complessivo comparto elettrico.....14

Tabella 1.3: PARERS - O1:15%. Scenario Ragionevole. Comparto Elettrico. Riepilogo per fonte14

Tabella 1.4: PARERS - O2:17,8 %. Scenario Limite. Quadro complessivo comparto elettrico.....15

Tabella 1.5: PARERS - O2:17,8 %. Scenario Estremo. Comparto Elettrico. Riepilogo per fonte.....15

Tabella 1.6: PEARS 2015-2030. Il bilancio elettrico della Regione Sardegna. Anni 2005 201420

Tabella 1.7: PEARS 2015-2030. Fonte solare fotovoltaica. Numerosità impianti e potenza installata per classe e province al 23.11.2015 (Fonte dati: GSE)26

Tabella 1.8: Quadro complessivo energia elettrica prodotta da FER (Fonte dati: GSE)27

Tabella 1.9: PEARS 2015-2030. Consistenza della Rete di Trasmissione della Sardegna (Fonte dei dati: Terna) .30

Tabella 1.10: PEARS 2015-2030. Configurazioni settore elettrico per i tre scenari proposti – 203034

Tabella 1.11: Verifica della presenza di Aree incompatibili con la localizzazione dell’impianto di progetto ex Allegato B alla D.G.R. n.27/16 del 2011 per Impianti FV a terra con $p > 200$ kWp (N.I.= Non Idonea; I.= Idonea) 74

Tabella 1.12: Valutazione della conformità del progetto agli strumenti di pianificazione e tutele e vincoli78

1. PREMESSA

1.1 PRESENTAZIONE DELL'INTERVENTO

TEP Renewables (Foggia 6 PV) S.r.l. è una società italiana del Gruppo TEP Renewables. Il gruppo, con sede legale in Gran Bretagna, ha uffici operativi in Italia, Cipro e USA. Le attività principali del gruppo sono lo sviluppo, la progettazione e la realizzazione di impianti di medie e grandi dimensioni per la produzione di energia da fonti rinnovabili in Europa e nelle Americhe, operando in proprio e su mandato di investitori istituzionali.

Il progetto in questione prevede la realizzazione di un impianto solare fotovoltaico da realizzare in **regime agrovoltaiico** nel comune di Bessude di potenza nominale pari a 29 MWp su un'area pari a 56,4 ha, di cui oltre 35 ha per l'installazione del campo fotovoltaico e si inserisce nella strategia di decarbonizzazione perseguita da EGP.

Il progetto nel suo complesso ha contenuti economico-sociali importanti e tutti i potenziali impatti sono stati sottoposti a mitigazione.

Nel caso di studio, le strutture sono posizionate in modo tale da consentire lo sfruttamento agricolo ottimale del terreno. I pali di sostegno sono distanti tra loro 8,5 m per consentire il pascolo tra le interfila e garantire la giusta illuminazione al terreno, mentre i pannelli sono distribuiti in maniera da limitare al massimo l'ombreggiamento, così da garantire una perdita pressoché nulla del rendimento annuo in termini di produttività dell'impianto fotovoltaico in oggetto e la massimizzazione dell'uso agronomico del suolo coinvolto.

Entrando nel merito, la superficie complessiva dell'area catastale è pari a 56,4 ha, dei quali la superficie sede delle infrastrutture di progetto, completamente recintata, è pari a 35,14 ha: qui, la scelta operata da parte della Società proponente di sfruttare l'energia solare per la produzione di energia elettrica optando per il regime agrovoltaiico, consente di coniugare le esigenze energetiche da fonte energetica rinnovabile con quelle di minimizzazione della copertura del suolo, allorché tutte le aree lasciate libere dalle opere, saranno rese disponibili per fini agro-pastorali. Infatti, come dettagliato nell'elab. di progetto *"21-00013-IT-BESSUDE_SA_R13_Rev0_Relazione pedo-agronomica"*, a cui si rimanda, per i terreni di cui dispone la Società proponente è stato elaborato il progetto colturale che, in sintesi, prevede:

- **Interventi di miglioramento del pascolo**

Nei pascoli, oltre alla corretta gestione degli animali, si possono effettuare interventi volti al recupero delle superfici e interventi per l'aumento della produttività del cotico. Il principale obiettivo prefissato dal miglioramento del pascolo è l'ottimizzazione della produzione quantitativa del cotico erboso, attraverso:

- L'incremento della durata della stagione di crescita e dei periodi di utilizzazione;
- La stabilizzazione la produzione (condizioni low input);
- La valorizzazione delle risorse "marginali";
- La prevenzione dalle calamità naturali;
- L'aumento della fruibilità degli spazi per altre attività;
- La conservazione della biodiversità

- **Interventi proposti, attività preliminari:**

La scelta degli interventi relativi al miglioramento ed al recupero dei pascoli dipende da vari fattori, come la pietrosità, rocciosità, pendenza, profondità dei suoli e caratteristiche fisico-meccaniche e chimiche, composizione floristica e grado di copertura.

Di seguito vengono descritti i principali interventi di miglioramento proposti per l'area di progetto:

- Spietramento: asportazione delle pietre poste in cumuli o di quelle sparse all'interno delle aree a pascolo. Tuttavia, non verranno asportate le pietre di grosse dimensioni in quanto l'intervento prevede il miglioramento delle superfici attualmente utilizzate a pascolo per le quali è possibile effettuare i successivi interventi di miglioramento, così come non verranno eseguite escavazione di rocce affioranti.
- Controllo delle specie infestanti: tale intervento potrà essere realizzato mediante il decespugliamento meccanico, prodotti chimici e mediante l'estirpazione.
- Preparazione del terreno: per favorire la trasemina delle essenze del pascolo sarà necessario effettuare delle lavorazioni superficiali del terreno, quali vangatura, erpicatura e rullatura.
- Concimazione minerale: il mezzo più semplice ed economico che garantisce la concimazione in condizioni di cotica non degradata è la concimazione fosfo-azotata. Attraverso la concimazione minerale si ottiene l'incremento della produzione, il miglioramento della composizione floristica, ampliamento del periodo di pascolamento. La distribuzione dei concimi sarà fatta prima delle lavorazioni del terreno o tra la vangatura e la successiva erpicatura al fine di favorire l'incorporazione degli stessi.
- Infittimento del pascolo (semina): In condizioni di cotica degradata ed in assenza di limitazioni d'uso da elevata pendenza, pietrosità e rocciosità affiorante o eccessiva superficialità dei suoli, l'infittimento o l'impianto dei pascoli artificiali con graminacee e leguminose annuali autoriseminanti, con tecniche di minima lavorazione, può consentire l'incremento delle disponibilità foraggere e l'ampliamento del periodo di pascolamento.
Le specie adatte a questo scopo si sono dimostrate: Loglio rigido (*Lolium rigidum*), Trifoglio subterraneo (*Trifolium subterraneum* L.), Medica polimorfa (*Medicago polymorpha*)
- Corretta gestione degli animali: Consiste nel mantenere un carico adeguato alla produttività del pascolo nel controllare i movimenti degli animali per garantire sufficiente regolarità di prelievo dell'erba e di restituzione dei nutrienti con le deiezioni.

Infine, l'impianto fotovoltaico sarà tecnicamente connesso mediante un cavidotto interrato in AT di lunghezza pari a ca. 5,2 km, con tracciato prevalentemente su strada pubblica, ad un futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380 kV denominata "Ittiri".

1.2 DATI GENERALI DEL PROGETTO

Nella Tabella 1.1 sono riepilogate in forma sintetica le principali caratteristiche tecniche dell'impianto di progetto.

Tabella 1.1: Dati di progetto

ITEM	DESCRIZIONE
Richiedente	TEP RENEWABLES (BESSUDE PV) S.R.L.
Luogo di installazione:	Bessude (SS)
Denominazione impianto:	Bessude - Porqueddu
Dati catastali area impianto in progetto:	Foglio 19 - Particelle 61, 63
Potenza di picco (MWp):	29 MWp
Informazioni generali del sito:	Sito ben raggiungibile, caratterizzato da strade esistenti, idonee alle esigenze legate alla realizzazione dell'impianto
Connessione:	Interfacciamento alla rete mediante soggetto privato nel rispetto delle norme CEI
Tipo strutture di sostegno:	Strutture fisse disposte in direzione Est-Ovest
Inclinazione piano dei moduli:	30°
Azimuth di installazione:	0°
Caratterizzazione urbanistico vincolistica:	Secondo la cartografica del PUP-PTC (Mosaico degli strumenti urbanistici), l'area dell'impianto e del cavidotto interrato, nonché della nuova SE "Ittiri" risultano in zona E "agricola". I vincoli emergenti dal PAI (aree in pericolosità da frana) e dal PPR (fascia di rispetto da corsi d'acqua) rimangono escluse dell'area netta dell'impianto
Cabine PS:	n.11 distribuite nell'area del campo fotovoltaico
Posizione cabina elettrica di interfaccia:	n.1 in campo
Rete di collegamento:	Alta Tensione – 36 kV sino alla SE "Ittiri" di futuro ampliamento
Coordinate:	40° 34' 35.64" N 8° 37' 22.51" E Altitudine media 610 m s.l.m.

1.3 TUTELE E VINCOLI

1.3.1 Programmazione energetica

Prima di procedere all'analisi della pianificazione energetica regionale pare opportuno fare un accenno al quadro di riferimento normativo energetico, in particolare riguardo alle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), e agli indirizzi comunitari e nazionali di carattere strategico e di indirizzo.

1.3.1.1 Orientamenti ed indirizzi comunitari

- **Roadmap 2050:** guida pratica per la decarbonizzazione degli stati europei. Entro il 2050 si prevede una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra dell'80% rispetto ai livelli del 1990 in tutta l'Unione Europea. Entro il 2030 si prevede una riduzione del 40% e entro il 2040 una riduzione del 60%. Si specifica che, **entro il 2050, il settore "Produzione e distribuzione di energia" dovrebbe ridurre quasi annullare le emissioni di CO2 attraverso il ricorso a fonti rinnovabili o a basse emissioni.**
- **Pacchetto Clima-Energia 2030:** tappa intermedia per conseguire gli obiettivi di lungo termine previsti dalla Roadmap 2050. Rispetto agli obiettivi imposti per il 2020 viene alzato al 40% (rispetto al 1990) il taglio delle emissioni di gas serra, **sale al 27 % dei consumi finali lordi la quota percentuale di rinnovabili che compongono il mix energetico** e l'incremento dell'efficienza energetica è fissato al 27%.
- **Direttiva Efficienza Energetica:** risparmio di chilowattora dell'energia primaria utilizzata, riduzione delle emissioni di gas serra, sostenibilità delle fonti energetiche primarie, limitazione dei cambiamenti climatici, rilancio della crescita economica, creazione di nuovi posti di lavoro, aumento della competitività delle aziende.
- **Direttiva Fonti Energetiche Rinnovabili (Direttiva 2009/28/EC):** modifica e abroga le precedenti direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE e crea un quadro comune per l'utilizzo di energie rinnovabili nell'Unione Europea al fine di ridurre le emissioni di gas serra e promuovere trasporti più puliti. L'obiettivo è quello di portare la quota di energia da fonti energetiche rinnovabili al 20% di tutta l'energia dell'UE e al 10% per il settore dei trasporti entro il 2020.
- **Direttiva Emission Trading (Direttiva 2009/29/CE):** regola in forma armonizzata tra tutti gli stati membri le emissioni nei settori energivori, che pesano per circa il 40% delle emissioni europee, stabilendo un obiettivo di riduzione complessivo per tutti gli impianti vincolati dalla normativa del -21% al 2020 rispetto ai livelli del 2005.

1.3.1.2 Orientamenti e indirizzi nazionali

- **D.Lgs. n.28/2011:** Legge quadro sull'energia, recepisce la Direttiva 2009/28 definendo gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi, il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e di quota energia da fonti rinnovabili.
- **Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 15 Marzo 2012 "Burden Sharing":** definisce e quantifica gli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili, assegnando a ciascuna Regione una quota minima di incremento dell'energia (elettrica, termica e trasporti) prodotta con fonti rinnovabili (FER), necessaria a raggiungere l'obiettivo nazionale al 2020 del 17% del consumo finale lordo assegnato dall'Unione Europea all'Italia con Direttiva 2009/28.

- **D.M. Sviluppo Economico dell'11 maggio 2015:** formalizza la metodologia di monitoraggio degli obiettivi del "Burden Sharing", comportando l'avvio di una fase che prevede obblighi stringenti a carico di tutte le Regioni in termini di monitoraggio, controllo e rispetto dei propri obiettivi finali e intermedi.
- **D.M. Sviluppo Economico 23 giugno 2016:** incentiva l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico. Il periodo di incentivazione avrà durata di vent'anni.
- **Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017:** approvata dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con Decreto 10 novembre 2017. Focalizzato su tre obiettivi principali al 2030 in linea con il Piano dell'Unione dell'Energia:
 - Migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;
 - Raggiungere e superare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21;
 - Continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche.

Il miglioramento della competitività del Paese richiede interventi per ridurre i differenziali di prezzo per tutti i consumatori, il completamento dei processi di liberalizzazione e strumenti per tutelare la competitività dei settori industriali energivori, prevedendo i rischi di delocalizzazione e tutelando l'occupazione. La crescita sostenibile si attua promuovendo ulteriormente la diffusione delle energie rinnovabili, favorendo gli interventi di efficientamento energetico, accelerando la decarbonizzazione e investendo in ricerca e sviluppo. La SEN prevede i seguenti target quantitativi:

- Efficienza energetica: riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030;
- Fonti rinnovabili: 285 di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015. In termini settoriali, l'obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2 del 2015; in una quota di rinnovabili sui trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015;
- Riduzione del differenziale di prezzo dell'energia: contenere il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa (nel 2016 pari a circa 2€/MWh) e quello sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media UE (pari a circa 35€/MWh nel 2015 per la famiglia media e al 25% in media per le imprese);
- Cessazione della produzione di energia elettrica da carbone con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali;
- Razionalizzazione del downstream petrolifero, con evoluzione verso le bioraffinerie e un uso crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti pesanti e marittimi al posto dei derivati dal petrolio verso la decarbonizzazione al 2050; una diminuzione delle emissioni del 39% al 2030 e del 63% al 2050 rispetto al 1990;
- Raddoppio degli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico clean energy: da 222 Milioni nel 2013 a 444 Milioni nel 2021;
- Promozione della mobilità sostenibile e dei servizi di mobilità condivisa;

- Nuovi investimenti sulle reti per maggiore flessibilità, adeguatezza e resilienza; maggiore integrazione con l'Europa; diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento gas e gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda;
 - Riduzione della dipendenza energetica dall'estero dal 76% del 2015 al 64% nel 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica.
- **Piano di Azione per l'Efficienza Energetica 2017:** riporta le misure attive introdotte con il decreto di recepimento della Direttiva 2012/27/UE e quelle in via di predisposizione, stimando l'impatto atteso in termini di risparmio di energia per settore economico. Nello specifico, descrive le misure a carattere trasversale come il regime obbligatorio di efficienza energetica dei certificati bianchi, le detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica del parco edilizio e il conto termico.
 - **Schema di D.M. del Ministero dello Sviluppo Economico per incentivazione fonti rinnovabili elettriche 2018-2020 (FER 1):** regola, per il triennio 2018-2020, l'incentivazione delle rinnovabili elettriche più vicine alla competitività (eolico onshore, solare fotovoltaico, idroelettrico, geotermia tradizionale, gas di discarica e di depurazione); secondo le previsioni dello schema l'accesso agli incentivi avverrebbe prevalentemente tramite procedure competitive basate su criteri economici, in modo da stimolare la riduzione degli oneri sulla bolletta e l'efficienza nella filiera di approvvigionamento dei componenti; saranno tuttavia valorizzati anche criteri di selezione ispirati alla qualità dei progetti e alla tutela ambientale e territoriale. L'obiettivo è quello di massimizzare la quantità di energia rinnovabile prodotta, facendo leva proprio sulla maggiore competitività di tali fonti; la potenza messa a disposizione sarebbe di oltre 6.000 MW, che potrebbe garantire una produzione aggiuntiva di quasi 11TWh di energia verde.

1.3.1.3 Documento di indirizzo - Piano d'azione regionale per le energie rinnovabili in Sardegna (PARERS)

In linea con gli obiettivi e le strategie comunitarie e nazionali, la Regione Autonoma della Sardegna si prefigge da tempo di ridurre i propri consumi energetici, le emissioni climalteranti e la dipendenza dalle fonti tradizionali di energia attraverso la promozione del risparmio e dell'efficienza energetica ed il sostegno al più ampio ricorso alle fonti rinnovabili. Tali obiettivi vengono perseguiti assumendo come criterio guida quello della sostenibilità ambientale, e cercando, in particolare, di coniugare al meglio la necessità di incrementare la produzione di energia da fonti rinnovabili con quella primaria della tutela del paesaggio, del territorio e dell'ambiente.

Dal 2009 la Regione ha implementato questo processo in una serie di atti normativi e documenti.

Nel merito, con la **D.G.R. n.43/31 del 6.12.2010** è stato dato mandato all'Assessore dell'Industria per:

- avviare le attività dirette alla predisposizione di una nuova proposta di Piano Energetico Ambientale Regionale coerente con i nuovi indirizzi della programmazione regionale, nazionale e comunitaria e provvedere, contestualmente, all'attivazione della procedura di Valutazione Ambientale Strategica in qualità di Autorità procedente;
- predisporre, nelle more della definizione del nuovo PEARS, il "*Documento di indirizzo sulle fonti energetiche rinnovabili*" che ne individui le effettive potenzialità rispetto ai possibili scenari al 2020.

Con D.G.R. n.12/21 del 20.03.2012 la Giunta ha approvato il **“Documento di indirizzo sulle fonti energetiche rinnovabili in Sardegna”**: tale atto contiene gli scenari energetici necessari al raggiungimento dell'obiettivo specifico del 17,8 % di copertura dei consumi finali lordi di energia con fonti rinnovabili nei settori elettrico e termico, assegnato alla Sardegna con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 15.03.2012 **“Burden Sharing”**, potendosi indicare come il **“Piano d'azione regionale per le energie rinnovabili in Sardegna”** previsto dall'art. 6, co. 7 della L.R. n.3/2009, quale piano stralcio del PEARS, che, di fatto, è chiamato a riprenderne e sviluppare le analisi e le strategie.

Il Documento, in piena coerenza con i riferimenti normativi attuali, ha definito gli scenari di sviluppo e gli interventi a supporto delle politiche energetiche che l'amministrazione regionale intende attuare per contribuire al raggiungimento degli obiettivi nazionali indicati dal Piano d'Azione Nazionale delle Fonti Energetiche Rinnovabili (PAN-FER).

Dopo la ricostruzione dell'evoluzione storica delle linee di indirizzo e degli strumenti normativi e pianificatori europei, nazionali e regionali per lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, il documento si sofferma sull'Analisi del sistema energetico regionale (Bilancio energetico con focus sui vari settori, Scenari evolutivi, Criticità legate al sistema di trasmissione e distribuzione) per delineare due scenari obiettivo (di Sviluppo Base e di Sviluppo Limite) associati al burden sharing energetico di cui al D.M. 15 Marzo 2012 e le Azioni di Piano.

Nello specifico, per quel che riguarda il **settore elettrico** l'analisi comparata dei dati viene svolta sulla base delle serie storiche resi disponibili dalla banca dati di TERNA nel periodo 2006-2010 come richiamato nella tabella successiva.

Tabella 1.1: PARERS – Bilancio energia elettrica Sardegna 2006-2010. Dati in GWh (Fonte: Terna S.p.A.)

	2006	2007	2008	2009	2010	
Produzione idroelettrica	691,5	611,9	641,3	748,3	662,2	
Termoelettrica tradizionale	13.860,2	13.591,4	12.894,4	12.709,4	12.361,8	
Geotermoelettrica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Eolica	575,2	590,2	615,6	710,8	1.036,1	
Fotovoltaica	0,0	1,5	7,9	31,2	74,4	
Produzione lorda	15.126,9	14.794,9	14.159,2	14.199,6	14.134,4	
Servizi ausiliari della Produzione	-1.052,9	-1.101,9	-1.014,5	-1.049,6	-987,2	
Produzione netta	14.074,0	13.693,0	13.144,8	13.150,0	13.147,2	
Energia destinata ai pompaggi	-514,9	-426,0	-513,5	-443,7	-352,0	
Produzione destinata al consumo	13.559,1	13.267,0	12.631,2	12.706,3	12.795,3	
Saldo import/export con l'estero	-486,7	-616,8	-636,1	-638,5	-580,1	
Saldo con le altre regioni	-337,2	-53,0	482,2	-257,9	-441,1	
Fabbisogno	12.735,2	12.597,2	12.477,3	11.809,9	11.774,0	
Perdite	-514,8	-801,1	-542,2	-566,0	-600,3	
Consumi	Autoconsumo	1.127,4	0,0	932,0	816,7	908,2
	Mercato libero	6.694,9	6.908,6	8.090,6	7.672,4	7.640,2
	Mercato tutelato	4.398,1	3.845,6	2.912,5	2.754,8	2.625,3
	Totale Consumi	12.220,4	11.796,0	11.935,1	11.243,9	11.173,8

In termini generali, l'analisi dei dati di bilancio pone in evidenza come, mentre la produzione destinata al consumo sia rimasta pressoché costante, l'energia richiesta per la domanda interna ha subito una

flessione con la conseguenza che il supero di produzione ha contribuito ad alimentare una crescente esportazione.

Venendo, quindi, agli scenari di sviluppo dei consumi, sono stati analizzati tre differenti possibili evoluzioni, quali:

- a) classica, **business as usual (BAU)**, basata sulle indicazioni fornite da Terna relativamente alle proiezioni di consumo per la Regione Sardegna, che prevedono un tasso di crescita dei consumi dell'1,9% annuo sino al 2015 e 2,5% annuo dal 2015 al 2020;
- b) **di tipo conservativo** che prevede un tasso di crescita dei consumi dell'1% annuo sino al 2015 e 1,5% annuo dal 2015 al 2020;
- c) **di riferimento**, basata sull'estensione del modello di tipo europeo utilizzato per la determinazione degli scenari di consumo italiani, alla Sardegna.

Inoltre, è stata altresì condotta un'analisi relativa al possibile trasferimento di parte dei consumi dei trasporti e termici al settore elettrico, utilizzando come riferimento il modello PRIMES di equilibrio parziale del sistema energetico dell'Unione Europea impiegato nell'elaborazione di previsioni, scenari ed analisi di impatto di politiche e misure nel settore dell'energia al 2030.

I risultati finali di tale analisi hanno condotto a valori di consumo simili a quelli definiti dallo scenario TERNA.

Pertanto, quest'ultimo è stato considerato come limite superiore della fascia di variazione dei consumi attesi: il risultato delle attività di definizione di scenari è riportato nella figura successiva.

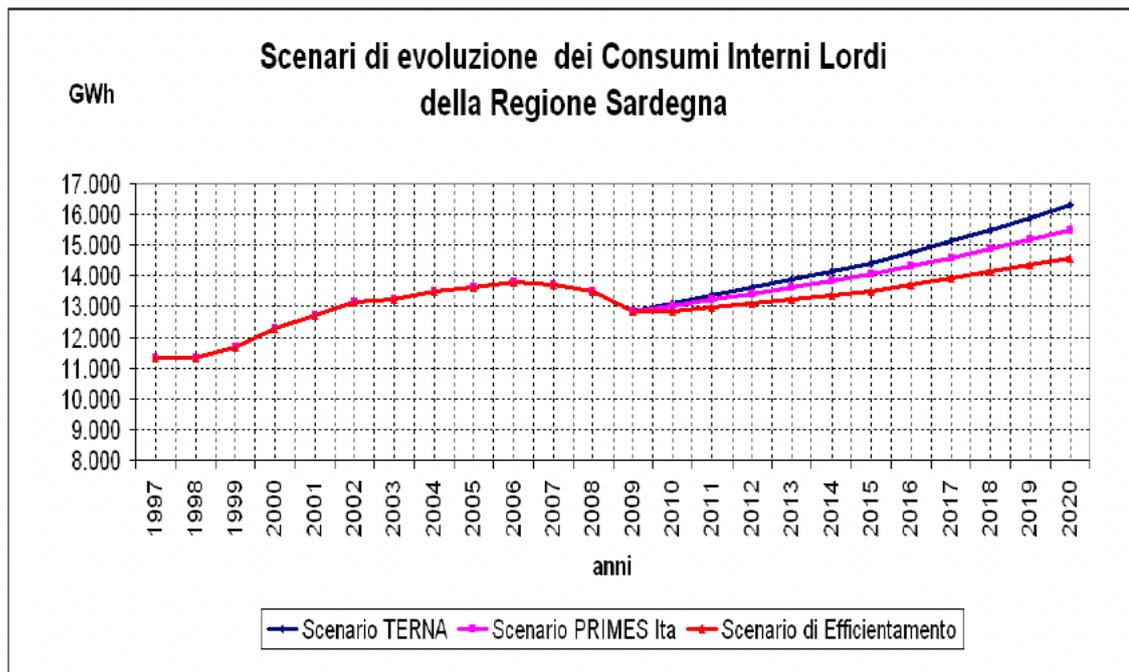


Figura 1.1: PARERS - Scenari di evoluzione dei Consumi interni Lordi della Regione Sardegna (elab. RAS)

In conclusione, accogliendo l'ipotesi di scegliere come riferimento le condizioni di scenario più cautelative per l'applicazione del Burden Sharing, corrispondente alle condizioni di consumo finale maggiori (scenario TERNA) i consumi finali lordi di energia elettrica attesi della Regione Sardegna al 2020 risultano pari a circa 1.200 kTep.

Passando alla disamina delle infrastrutture per la trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, il PARERS afferma che nonostante essa costituisca attualmente l'infrastruttura energetica maggiormente sviluppata e capillarmente diffusa nell'Isola, il sistema elettrico sardo presenta alcuni elementi di criticità, per quanto riguarda, in particolare, il sistema di trasmissione in alta e altissima tensione che ha una configurazione debolmente magliata nel caso della rete a 220kV e priva di una magliatura nella rete a 380 kV. Da cui ne consegue l'esposizione del sistema elettrico a problemi di qualità e stabilità della fornitura, compensati grazie alla presenza di una potenza rotante di riserva pari a circa 80% della potenza massima richiesta.

Nel merito, lo stato dell'infrastruttura elettrica sarda limita lo sfruttamento e l'utilizzabilità delle fonti energetiche non programmabili (fonti rinnovabili), limitandone il suo potenziale e la contabilizzazione ai fini del raggiungimento degli obiettivi preposti. Sulla base di tali osservazioni lo sviluppo di un piano sulle fonti energetiche rinnovabili non può prescindere dallo sviluppo contemporaneo del sistema infrastrutturale, non solo di trasmissione, ma soprattutto di distribuzione. Inoltre, se si considerano le tempistiche di sviluppo della rete e le dinamiche di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili non programmabili, non si può prescindere anche dallo sviluppo di un sistema di accumulo elettrico distribuito, necessario per la stabilizzazione del sistema energetico in virtù della possibilità di trasformare profili di produzione non programmabili in sistemi con profili di produzione programmabili, determinando conseguentemente l'incremento del tasso di utilizzo dell'energia elettrica da fonte rinnovabile non programmabile.¹

In conclusione, il Piano in analisi ribadisce che lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili sul sistema energetico elettrico deve necessariamente essere accompagnato da misure di rinforzo della rete di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica e, in particolare, del sistema di accumulo energetico distribuito, idoneo a garantire lo sviluppo e l'implementazione di meccanismi di gestione delle reti elettriche di prossima generazione ("smart grid"). La mancanza di misure di questo tipo imporrà necessariamente un limite fisiologico alla gestione dei flussi di energia elettrica prodotti da fonti rinnovabili non programmabili che, inevitabilmente, determinerà una riduzione di producibilità sia per la fonte eolica che per la fonte solare (misure di interrompibilità delle fonti non programmabili, già operativa per l'eolico e che lo sarà tecnicamente anche per il fotovoltaico installato dopo il 01/01/2013).

In quanto alla definizione degli scenari di sviluppo "base" (ragionevole) e "limite" ai fini del raggiungimento degli obiettivi derivante dal Decreto di *burden sharing* energetico, il Piano in esame assume come anno di riferimento il 2020, rispetto al quale pone per il comparto elettrico le configurazioni di seguito riportate, relative, rispettivamente, al comparto elettrico complessivo e al compendio per tipologia di fonte.

O1: 15 %. Scenario di sviluppo base

Lo scenario O1:15% è definito di "base" poichè si fonda su ipotesi che si dovrebbero ragionevolmente realizzare in base all'analisi della normativa vigente, del mercato delle fonti energetiche rinnovabili, dall'esperienza pluriennale sull'andamento dei processi autorizzativi regionali degli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili conclusi o in fase di conclusione.

¹ Cfr.: PARERS, Par. 3.6 "Infrastrutture: criticità del sistema di trasmissione e distribuzione dell'energia".

Tabella 1.2: PARERS - O1:15%. Scenario Ragionevole. Quadro complessivo comparto elettrico

O1:15% - Comparto Elettrico (FER-E)				
fonte	potenza installata	ore annue funzionamento	Energia prodotta	
	[MW]		GWh	kTep
Idroelettrico	466	-	228	19,60
Solare – FV installato Dic.-2011 ¹⁸	320	1.400	448	38,52
Solare - FV Grandi Impianti	80	1.400	112	9,63
FV- GSE impianti inferiori 200 kWp	170	1.400	238	20,46
FV-Dlgs 28/2011 abitazioni	40	1.400	56	4,82
Solare FV a concentrazione	80	1.800	144	12,38
Solare Termodinamico	5	2.400	12	1,03
Eolico on shore	1.500	1.700	2.550,0	219,26
Biomasse in RSU	6,8	-	43,5	3,74
Biomasse solide diverse da RSU	87	5.400	469,8	40,40
Biogas	3	4.000	12	1,03
Gas da discarica	6,4	-	34,4	2,96
Bio liquidi	175	8.000	1.400,0	120,38
Impianti ibridi (co-combustione)	580	-	240	20,64
TOTALE			5.987,7	514,85

Tabella 1.3: PARERS - O1:15%. Scenario Ragionevole. Comparto Elettrico. Riepilogo per fonte

fonte	potenza installata [MW]	Energia prodotta		%
		GWh	kTep	
Idroelettrico	466	228	19,60	3,81%
Solare	610 + 80 + 5	1.010	86,84	16,87%
Eolico	1.500	2.550	219,26	42,59%
Biomasse+Biogas	278+580 (impianti ibridi)	2.200	189,14	36,74%
TOTALE		5.988	514,84	100,00%

I dati richiamati evidenziano una distribuzione dell'utilizzo delle fonti energetiche caratterizzato da una prevalenza dalla fonte eolica, in relazione alla quale, coerentemente con gli indirizzi dettati dalla Giunta Regionale si è esclusa qualsiasi ipotesi di utilizzo alla fonte eolica off-shore.

Segnatamente, nel comparto solare fotovoltaico, per gli impianti che rientrano nella categoria "grandi impianti", così come definita all'art.3, lett. v) del D.M. 5.05.2011 "Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici", si è ritenuto di prevedere un incremento di potenza a breve periodo piuttosto contenuto. Questa ipotesi trova giustificazione nella riduzione degli incentivi e della disponibilità delle aree idonee, nell'azione di contingentamento nella realizzazione di tale tipologia di impianti esercitata dalle misure previste nel decreto sopra citato e nell'ottica, coerente con le indicazioni del Decreto, di uno sviluppo diffuso della generazione da fonte solare di tipo fotovoltaico. Tale considerazione tiene inoltre conto che in Sardegna circa il 70% della potenza fotovoltaica installata (dato riferito a novembre 2011) è riconducibile a tale tipologia di impianti.

Pertanto, il Piano ha ritenuto di ipotizzare per il periodo in esame uno sviluppo più marcato del settore fotovoltaico riconducibile alla categoria "piccoli impianti" così come definita all'art.3, lett. u) del D.M. 5.05.2011. Nell'ambito del comparto solare fotovoltaico relativo ai grandi impianti, è stato ipotizzato, anche in base ai dati relativi alle istanze di autorizzazione unica, e considerando le previsioni di raggiungimento della "grid parity" entro il 2014, che la potenza installabile sia pari a 80 MW.

O2: 17,8 %. Scenario di Sviluppo Limite.

Lo scenario O2 = 17,8% viene definito “limite” in quanto prevede una forte diffusione delle energie rinnovabili sia nel comparto elettrico che in quello termico. Tale scenario è possibile in quanto gli elementi su cui si fonda sono già operativi nel quadro attuale, tra cui si ricorda l’alto numero di istanze di autorizzazione unica di impianti di produzione di energia elettrica e gli incentivi economici per lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Allo stesso tempo, tale scenario è da considerarsi attualmente uno “scenario limite” in quanto il sistema energetico ed economico regionale potrebbe non consentire ulteriori sviluppi.

Rispetto allo scenario O1:15%, per il comparto elettrico sono state ipotizzate le seguenti evoluzioni:

- per la tecnologia fotovoltaica classica non è stato ipotizzato alcun incremento in termini di potenza rispetto a quanto già previsto nello scenario O1:15%;
- per le tecnologie del solare fotovoltaico “a concentrazione”, come per quelle del solare termodinamico, è stato ipotizzato uno scenario di forte sviluppo e riduzione dei costi tali da renderle fortemente competitive rispetto alle tecnologie classiche. In tale contesto si è ipotizzato un loro graduale sviluppo con una potenza installata complessiva nel 2020 rispettivamente di 150 MW e 30 MW.

Tabella 1.4: PARERS - O2:17,8 %. Scenario Limite. Quadro complessivo comparto elettrico

O2:17,8 % - Scenario Estremo - Comparto Elettrico (FER-E)				
fonte	potenza installata	ore annue funzionamento	Energia prodotta	
	[MW]		GWh	kTep
Idroelettrico	466	-	228,0	19,60
Solare – FV installato Dic.-2011¹⁹	320	1.400	448	38,52
Solare - FV Grandi Impianti	80	1.400	112	9,63
FV- GSE impianti inferiori 200 kWp	170	1.400	238	20,46
FV-Dlgs 28/2011 abitazioni	40	1.400	56	4,82
Solare FV a concentrazione	150	1.800	270	23,22
Solare Termodinamico	30	2.400	72	6,19
Eolico on shore	1500	1700	2.550,0	219,26
Biomasse in RSU	6,8	-	43,5	3,74
Biomasse solide diverse da RSU	87	5.400	469,8	40,40
Biogas	3	4.000	12	1,03
Gas da discarica	6,4	-	34,4	2,96
Bioliquidi	175	8.000	1.400,0	120,38
Impianti ibridi (co-combustione)	580	-	370	31,81
TOTALE			6.303,7	542,02

Tabella 1.5: PARERS - O2:17,8 %. Scenario Estremo. Comparto Elettrico. Riepilogo per fonte

fonte	potenza installata [MW]	Energia prodotta		%
		GWh	kTep	
Idroelettrico	460	228	19.60	3,62%
Solare	610+150+ 30	1.196	102.85	18,97%
Eolico	1500	2.550	219.26	40,45%
Biomasse+Biogas	278+580 (impianti ibridi)	2.330	200.32	36,96%
TOTALE		6.304	542.03	100,00%

Venendo, infine, alle azioni del Piano tese a realizzare lo scenario O1, ma soprattutto lo scenario O2, il Piano passa in rassegna alcune azioni già intraprese nel quinquennio 2007-2011 dagli Assessorati dell'Industria, Difesa dell'Ambiente e dalla Presidenza della Regione, per inserirle, quindi, in un quadro complessivo di Indirizzi Strategici per le Azioni Future.

Relativamente a queste ultime, tra le **STRATEGIE ENERGETICHE** del PARERS si richiamano nel seguito nei contenuti di sintesi quelle maggiormente attinenti al presente Studio:

1. COORDINAMENTO.

In termini di coordinamento tra l'Assessorato dell'Industria, la Presidenza e l'Assessorato Ambiente, principali promotori di tutte le iniziative finora messe in campo, coinvolgendo anche l'Assessorato dell'Agricoltura, l'Assessorato dei Trasporti e l'Assessorato dell'Urbanistica;

2. GENERAZIONE DIFFUSA

Promozione della generazione diffusa e distribuita sul territorio dell'energia da fonte rinnovabile, orientando gli operatori di mercato verso impianti di piccola taglia finalizzati al soddisfacimento del fabbisogno energetico locale e quindi verso l'autosostenibilità delle imprese e delle comunità;

3. DIVERSIFICAZIONE DELLE FONTI

Promozione della diversificazione delle fonti energetiche al fine di ottenere un mix energetico equilibrato tra le diverse fonti rinnovabili anche al fine di limitare gli effetti negativi della loro non programmabilità;

4. SOLARE

Iniziative volte alla progressiva integrazione della tecnologia solare fotovoltaica con le nuove tecnologie a maggiore efficienza, produttività e gestibilità in termini energetici quali fotovoltaico a concentrazione e solare termodinamico. Nell'ambito degli scenari O1 e O2 sono state formulate delle ipotesi in termini quantitativi riguardo alla diffusione di queste nuove tecnologie. Le iniziative devono essere di tre tipologie, quali:

- a. Individuazione di aree idonee che abbiano le caratteristiche adatte ad accogliere gli impianti anche in termini dimensionali;
- b. Cofinanziamento dei progetti ritenuti idonei;
- c. Promozione di accordi di programma con il coinvolgimento attivo degli enti locali territoriali.

Coerentemente con la politica di incentivazione nazionale le attuali tecnologie fotovoltaiche presenti sul mercato dovrebbero essere indirizzate prevalentemente verso impianti di piccola taglia (<20 kWp) distribuiti nel territorio e caratterizzati da elevati livelli di integrazione architettonica, ed inoltre mirati all'autoconsumo degli utenti;

5. EOLICO

6. BIOMASSA

7. COMPARTO TERMICO (FER-C)

8. EFFICIENZA ENERGETICA E RISPARMIO

9. INFRASTRUTTURE ENERGETICHE ELETTRICHE

Il raggiungimento degli obiettivi del piano è subordinato alla possibilità di produrre energia elettrica da fonti rinnovabili, nelle condizioni di massima efficienza, quando queste sono

disponibili e di utilizzare l'energia prodotta minimizzando le perdite associate al dispacciamento. Requisito indispensabile per la realizzazione di tali condizioni è l'esistenza di una rete di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica idonea. Pertanto, uno sviluppo della potenza installata da fonte rinnovabile non può prescindere da uno sviluppo della rete di trasmissione e soprattutto della rete di distribuzione. Altro aspetto di particolare rilevanza è la rete di distribuzione di media tensione, allo stato attuale sottoposta ad una particolare pressione da parte dei sistemi di produzione di energia da fonte rinnovabili, in particolare il fotovoltaico. Considerate le caratteristiche del territorio sardo, la distribuzione della popolazione e le competenze tecnico scientifiche presenti sul territorio, la Sardegna presenta le caratteristiche migliori per lo sviluppo di reti intelligenti che, integrando la produzione di energia da fonti rinnovabili e non, con l'accumulo energetico e la gestione accurata dei flussi di energia in produzione e consumo, a livello locale, permettano di produrre e utilizzare le risorse energetiche nel miglior modo possibile, concorrendo quindi al raggiungimento degli obiettivi. Sulla base di tali considerazioni si ritiene opportuno avviare, con i gestori delle reti elettriche, un'attività di pianificazione che, sulla base delle criticità riscontrate, consenta di sviluppare azioni di potenziamento infrastrutturale di breve e lungo periodo idonee a rilassare i vincoli ed a massimizzare l'utilizzabilità delle fonti energetiche rinnovabili prodotte in Sardegna. Inoltre, si ritiene necessario avviare, con il gestore delle reti di distribuzione, una serie di azioni a carattere sperimentale volte a valutare i benefici nello sviluppo di azioni di accumulo energetico distribuito, di gestione e controllo di micro-reti e reti intelligenti.

10. TRASPORTI

In conclusione, il PARERS, sulla base del quale è in corso di aggiornamento e sviluppo il nuovo PEARS, assume scenari di sviluppo al 2020 sulla base della normativa di riferimento all'epoca della sua formazione, conclusasi con l'approvazione definitiva avvenuta a mente della DGR n. 12/21 del 20.03.2012. Tra i riferimenti normativi assunti devono annoverarsi anche quelli attinenti alle modalità autorizzative degli impianti di produzione di energia elettrica mediante FER, in specie, per quel che qui rileva, di tipo fotovoltaico, che nel corso del tempo sono stati assoggettati a diversi interventi di modifiche e integrazioni successive, sino al D.L. cd. "Semplificazioni" n.77/2021 convertito in legge con L. n.108/2021, di cui il progetto in analisi tiene evidentemente conto.

In generale, il progetto va nella medesima direzione delle linee strategiche del PARERS in termini di STRATEGIA 4 – SOLARE, eccezion fatta per l'indicazione della taglia degli impianti da privilegiare (<20 kWp), e STRATEGIA 9 – INFRASTRUTTURE ENERGETICHE ELETTRICHE, con l'elettrodotto che viaggia interrato in MT sino al raggiungimento di una nuova SSE nei pressi della Stazione di Terna "Ittiri" di futuro ampliamento.

1.3.1.4 Piano Energetico Ambientale Regione Sardegna (PEARS) 2015-2030

Il Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna 2015-2030 "*Verso un'economia condivisa dell'Energia*" è stato approvato in via definitiva con **D.G.R. n.45/40 del 2.08.2016**.

Il PEARS si compone di un documento unitario, articolato in 14 Capitoli (in Allegato 1 alla Delibera di approvazione), e in un ulteriore elaborato dedicato alla "Strategia per l'attuazione e il monitoraggio" (in Allegato 2 alla Delibera di approvazione).

Come dichiarato in Premessa, trattasi di un documento pianificatorio che governa, in condizioni dinamiche, lo sviluppo del sistema energetico regionale, con il compito di individuare le scelte fondamentali in campo energetico sulla base delle direttive e delle linee di indirizzo definite dalla programmazione comunitaria, nazionale e regionale. La sua approvazione assume, dunque, un'importanza strategica soprattutto alla luce degli obiettivi che l'Italia è chiamata a perseguire al 2030 in termini di riduzione dei consumi energetici, riduzione dei gas serra associati ai propri consumi e sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili che, in base alla Direttiva 2009/28/CE, dovranno coprire il 17% dei consumi finali lordi nel 2020.

Nel complesso, anche il PEARS accetta le sfide poste a livello Europeo per rilanciarle in alcuni aspetti, quali: riduzione delle emissioni associate ai consumi del 50% entro il 2030, incremento della sicurezza, efficientamento e ammodernamento del sistema attraverso una maggiore flessibilità, differenziazione delle fonti di approvvigionamento e metanizzazione dell'isola, integrazione del consumo con la produzione. Uno strumento importante per la realizzazione della strategia al 2030 del Piano è, appunto, il metano giacché si stima che la mancata metanizzazione della Sardegna, unica regione in Italia e fra le pochissime in Europa, costi al sistema economico e sociale oltre 400 mln €/anno, oltre 1 mln €/giorno.

Dopo un'ampia disamina del contesto normativo di scala internazionale, europea, nazionale e regionale sino al 2016, il PEARS formula la propria visione strategica (Cap.2), che deve necessariamente coordinarsi con le strategie energetiche europee e nazionali, e, in ultima analisi, essere indirizzata allo scopo di *“coniugare le opportunità di trasformazione del sistema energetico regionale con il rilancio dell'economia regionale finalizzando, in chiave di sviluppo locale, le azioni connesse all'attuazione del piano orientandole verso la nascita di una filiera del risparmio e della gestione energetica, sfruttando appieno le opportunità che derivano dal paradigma dell'economia condivisa”*.

Pertanto, **l'obiettivo strategico di sintesi per l'anno 2030 di riduzione delle emissioni di CO₂ associate ai consumi della Sardegna pari al 50% rispetto ai valori stimati nel 1990**, fissato dalla D.G.R. n.48/13 del 02.10.2015, conduce alla individuazione degli **obiettivi generali (OG) e obiettivi specifici (OS)** funzionali alla definizione delle azioni, sinteticamente menzionati nel seguito (Cap.3):

OG1:Trasformazione del sistema energetico Sardo verso una configurazione integrata e intelligente (Sardinian Smart Energy System)

- OS1.1. Integrazione dei sistemi energetici elettrici, termici e della mobilità attraverso le tecnologie abilitanti dell'Information and Communication Technology (ICT);
- OS1.2. Sviluppo e integrazione delle tecnologie di accumulo energetico;
- OS1.3. Modernizzazione gestionale del sistema energetico;
- OS1.4. Aumento della competitività del mercato energetico regionale e una sua completa integrazione nel mercato europeo dell'energia;

OG2: Sicurezza energetica

- OS2.1. Aumento della flessibilità del sistema energetico elettrico;
- OS2.2. Promozione della generazione distribuita da fonte rinnovabile destinata all'autoconsumo;
- OS2.3. Metanizzazione della Regione Sardegna tramite l'utilizzo del Gas Naturale quale vettore energetico fossile di transizione;
- OS2.4. Gestione della transizione energetica delle fonti fossili (Petrolio e Carbone);
- OS2.5. Diversificazione nell'utilizzo delle fonti energetiche;
- OS2.6. Utilizzo e valorizzazione delle risorse energetiche endogene;

OG3: Aumento dell'efficienza e del risparmio energetico

- OS3.1. Efficientamento energetico nel settore elettrico, termico e dei trasporti;
- OS3.2. Risparmio energetico nel settore elettrico termico e dei trasporti;
- OS3.3. Adeguamento e sviluppo di reti integrate ed intelligenti nel settore elettrico, termico e dei trasporti ;

OG4: Promozione della ricerca e della partecipazione attiva in campo energetico

- OS4.1. Promozione della ricerca e dell'innovazione in campo energetico;
- OS4.2. Potenziamento della "governance" del sistema energetico regionale;
- OS4.3. Promozione della consapevolezza in campo energetico garantendo la partecipazione attiva alla attuazione delle scelte di piano;
- OS4.4. Monitoraggio energetico;

Ai fini del presente Studio, merita richiamare qui alcuni assunti sottesi agli obiettivi generali di cui sopra. Nel particolare:

- Rispetto all'OG1:

Il raggiungimento dell'obiettivo strategico di sintesi impone una trasformazione del sistema energetico regionale nel suo complesso che sia rispondente alle mutate condizioni del consumo e della produzione. La trasformazione attesa dovrà consentire **sia di utilizzare efficientemente le risorse energetiche rinnovabili già disponibili sia di programmare le nuove con l'obiettivo di incrementarne l'utilizzo locale.**

L'integrazione dei sistemi energetici consente di sviluppare quelle sinergie idonee a **incrementare sia l'efficienza di conversione delle fonti energetiche primarie che la gestibilità e flessibilità del sistema nel suo complesso concorrendo al raggiungimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni.** Inoltre, l'aumento della capacità di utilizzo locale dell'energia contribuisce a sgravare, partendo dalla scala locale, il sistema energetico regionale di trasmissione e distribuzione dall'onere di riequilibrio degli sbilanciamenti prodotti tra il consumo e la produzione locale, **consentendo lo sviluppo, senza oneri e impatti aggiuntivi di natura infrastrutturale, di nuova produzione di energia da fonte rinnovabile** necessaria per il conseguimento dell'obiettivo strategico.

- Rispetto all'OG2:

In particolare, l'obiettivo è quello di **garantire la continuità della fornitura delle risorse energetiche** nelle forme, nei tempi e nelle quantità necessarie allo sviluppo delle attività

economiche e sociali del territorio a condizioni economiche che consentano di rendere le attività produttive sviluppate nella Regione Sardegna competitive a livello nazionale e internazionale. Tale obiettivo riveste una particolare importanza in una regione come quella sarda a causa della sua condizione di insularità ed impone **una maggiore attenzione nei confronti della diversificazione delle fonti energetiche, delle sorgenti di approvvigionamento e del numero di operatori agenti sul mercato energetico regionale**. Inoltre, considerata la presenza di notevole componente fossile ad alto impatto emissivo, particolare attenzione deve essere prestata alla **gestione della transizione energetica** affinché questa non sia subita ma sia gestita e programmata.

In quanto al D.M. 15.03.2012, il PEARS (Par.5.1) ricorda che la *burden sharing* energetico assegna alla Regione Sardegna un obiettivo (al 2020) di copertura di una quota di consumo di energia mediante fonti rinnovabile pari al 17,8%. A tal proposito, il Piano richiama le strategie delineate in materia dal Documento di indirizzo commentato al Par. precedente (§ 1.3.1.3).

Ai fini, quindi, della formulazione di un nuovo Bilancio Energetico Regionale (BER 2013), in una forma che consenta, a partire dalle fonti primarie, di seguire i processi di trasformazione dell'energia fino ai consumi finali nei macrosettori Elettrico, Calore e Trasporti, il PEARS si sofferma sulla descrizione delle fonti energetiche primarie del sistema energetico regionale, ossia, quelle fonti utilizzabili direttamente così come si trovano in natura, per addentarsi nel sistema energetico regionale per macrosettore.

Con riferimento specifico al **macrosettore elettrico**, tale sistema costituisce la principale infrastruttura energetica dell'Isola, presentando caratteristiche, sia in termini di consumo che di struttura e configurazione del parco di generazione che, unitamente alle condizioni di insularità, lo rendono unico nel panorama energetico europeo e ideale per l'analisi e la valutazione tecnica ed economica di processi di transizione energetica quali quelli in atto al momento della formazione del Piano.

Di seguito si riportano i bilanci dell'energia elettrica in Sardegna espressi in GWh relativi al periodo 2005-2014 da fonte TERNA:

Tabella 1.6: PEARS 2015-2030. Il bilancio elettrico della Regione Sardegna. Anni 2005-2014

Voce Bilancio	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Δ05-14 %
Produzione lorda	14.526	15.127	14.795	14.159	14.200	14.134	14.276	14.535	14.365	13.936	-4,1%
Servizi ausiliari della Produzione	-1.017	-1.053	-1.102	-1.015	-1.050	-987	-1.046	-978	-889	-912	-10,3%
Produzione netta	13.509	14.074	13.693	13.145	13.150	13.147	13.230	13.557	13.476	13.024	-3,6%
Energia destinata ai pompaggi	-477	-515	-426	-514	-444	-352	-212	-211	-178	-136	-71,5%
Produzione destinata al consumo	13.032	13.559	13.267	12.631	12.706	12.795	13.018	13.347	13.298	12.888	-1,1%
Saldo import/export con l'estero + altre regioni	-420	-824	-670	-154	-896	-1.021	-1.225	-2.348	-3.994	-4.084	872,4%
Fabbisogno	12.612	12.735	12.597	12.477	11.810	11.774	11.793	10.999	9.304	8.805	-30,2%
Perdite	-575	-515	-801	-542	-566	-600	-528	-477	-699	-427	-25,7%
Consumi	12.037	12.220	11.796	11.935	11.244	11.174	11.265	10.522	8.605	8.378	-30,4%

Per quel che concerne il lato dei consumi, i dati illustrati fanno riferimento al periodo 2011-2014, caratterizzato dalla presenza di processi di variazione del consumo elettrico particolarmente significativi associati sia allo spegnimento delle celle elettrochimiche dello stabilimento di produzione dell'Alluminio di Portovesme sia alla crisi economica che ha colpito l'Italia e, in particolare, la Sardegna. In particolare, nella Figura 1.2 viene riportato il confronto tra la ripartizione percentuale dei consumi finali di energia elettrica tra i diversi settori merceologici relativi agli anni 2011 (del valore complessivo pari a 11.265,5 GWh) in una condizione di pieno esercizio dello stabilimento ALCOA, e 2014 (del valore complessivo pari a 8.377,9 GWh) in cui i consumi dello stesso stabilimento non erano più presenti.

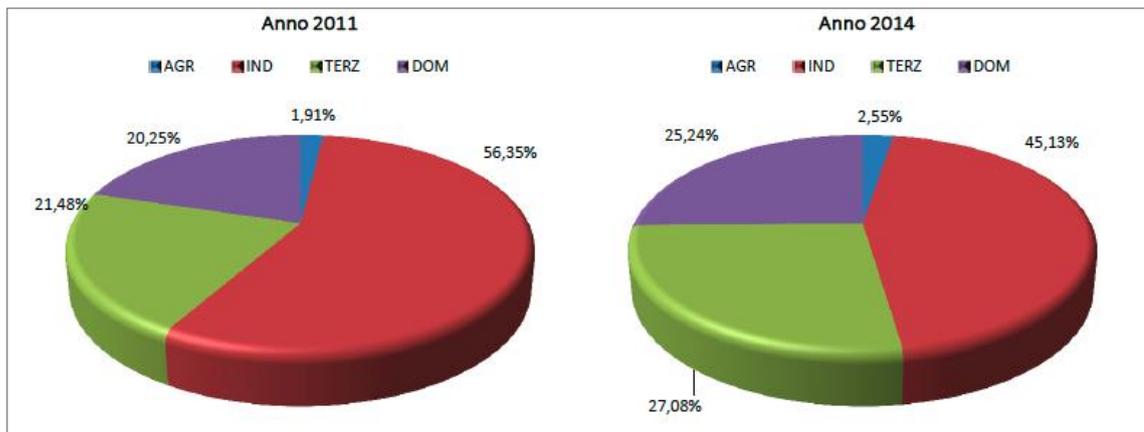


Figura 1.2: PEARS 2015-2030. Ripartizione dei consumi di energia elettrica in Sardegna suddivisi per settore merceologico (Fonte dei dati: Terna)

Nella Figura 1.3 è riportato il confronto tra la ripartizione percentuale dei consumi in funzione del livello di tensione delle forniture di energia elettrica relativo agli anni 2011 e 2013, da cui si evince come la ripartizione abbia subito notevoli modifiche nel corso degli anni, a causa delle mutate condizioni di carico e di consumo del sistema elettrico sardo.

La correlazione tra i dati riportati qui e nella figura precedente consente di evidenziare che il forte ridimensionamento del comparto industriale, con la chiusura dei principali stabilimenti collegati in AT, sia la causa principale di questa differente ripartizione dei consumi isolani sui diversi livelli di tensione.

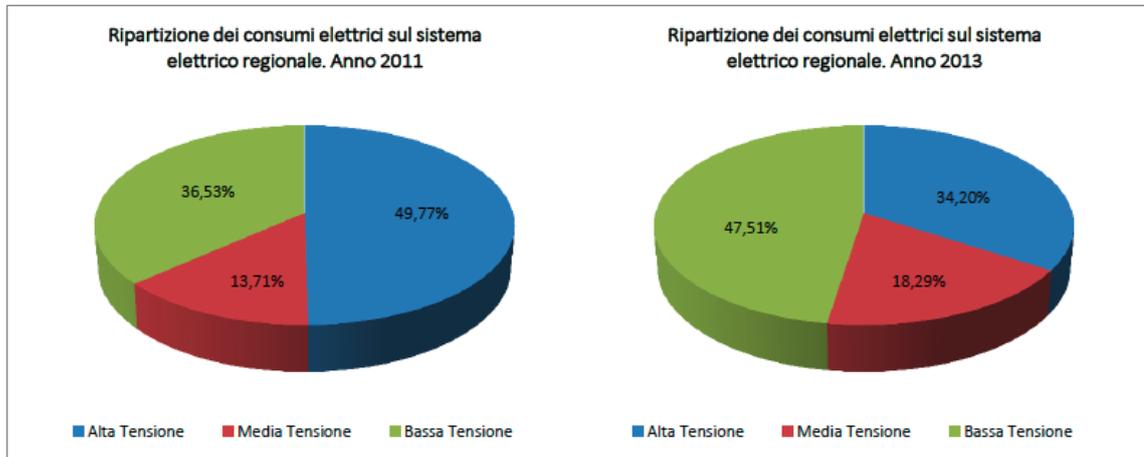


Figura 1.3: PEARS 2015-2030. Ripartizione dei consumi di energia elettrica della Sardegna sulla base dei livelli di tensione del sistema di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (Fonte dei dati: Terna & Enel Distribuzione)

In Figura 1.4 è riportata la ripartizione dei consumi industriali sardi per provincia nel periodo 2006-2014, da cui risulta evidente come fino al 2012 la provincia di Carbonia Iglesias fosse quella con i maggiori consumi dopo quella di Cagliari, rappresentando circa il 25% dei consumi totali sardi, in quanto rappresentativi di una realtà a vocazione fortemente industriale, i cui consumi sono stati notevolmente ridimensionati negli anni successivi.

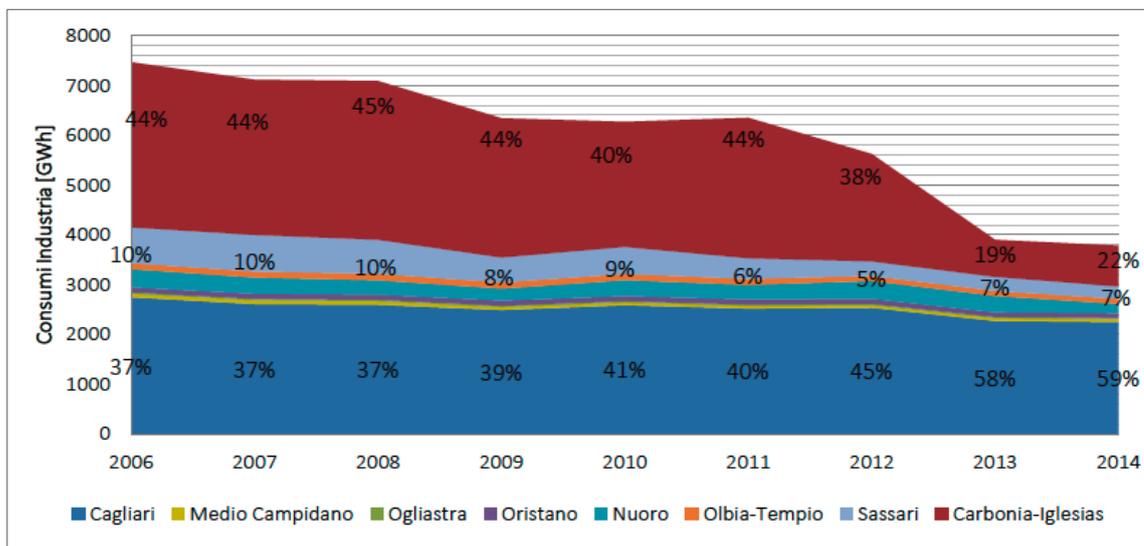


Figura 1.4. PEARS 2015-2030. Ripartizione dei consumi elettrici nel settore industriale tra le province della Sardegna nel periodo 2006-2014 (Fonte dati: Terna)

Infine, estendendo l'arco temporale dell'indagine è possibile instaurare un'analisi comparativa dei consumi tra i diversi settori merceologici, come rappresentato nella Figura 1.5, dalla quale risalta la progressiva riduzione generalizzata dal 2009 al 2014 (-25,5%) a carico, principalmente, del settore industriale (-40,4%). Di contro, nello stesso periodo 2009-2014 l'unico settore i cui consumi fanno registrare un balzo positivo è quello agricolo (+5,4%)

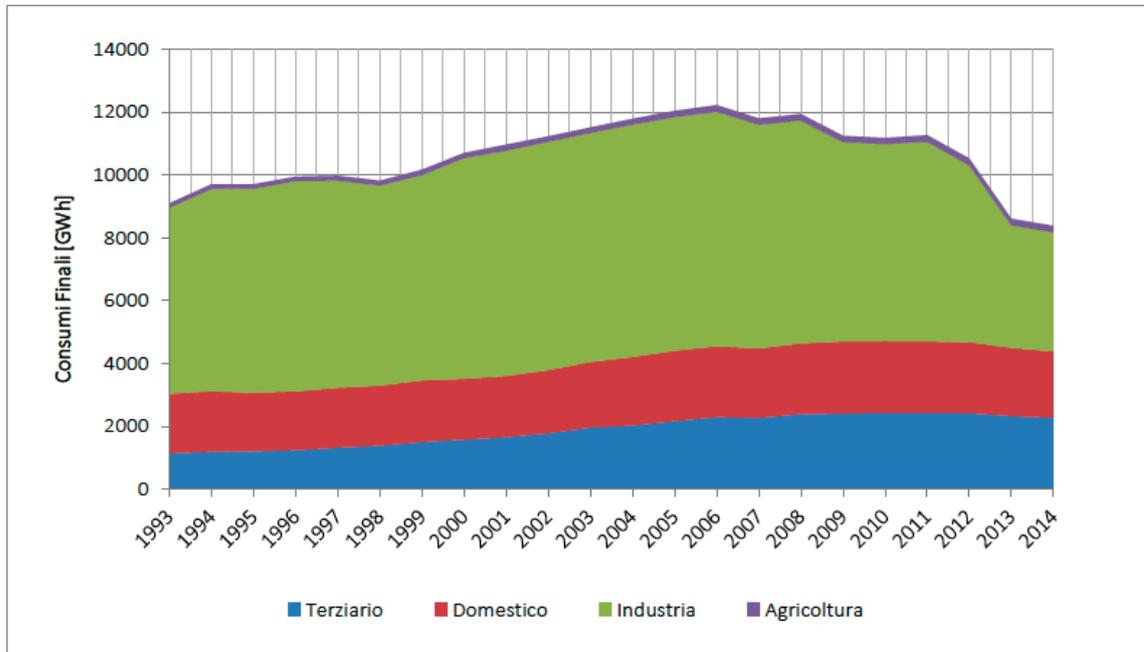


Figura 1.5: PEARS 2015-2030. Evoluzione dei consumi finali di energia elettrica in Sardegna per categoria merceologica (Fonte dei dati: Terna).

Sul lato dell'offerta, la produzione lorda di energia elettrica in Sardegna per il 2014 è stata pari a 13.936,4 GWh, con una produzione netta immessa in rete destinata al consumo pari a 12.888,4 GWh, da cui si evince che la quantità di energia elettrica utilizzata dagli impianti di generazione per lo svolgimento dei processi di conversione energetica è stata pari a circa 1.000 GWh corrispondente mediamente a ca. il 7% della produzione lorda. La ripartizione della produzione tra le differenti tecnologie di generazione è illustrata nella Figura 1.6.

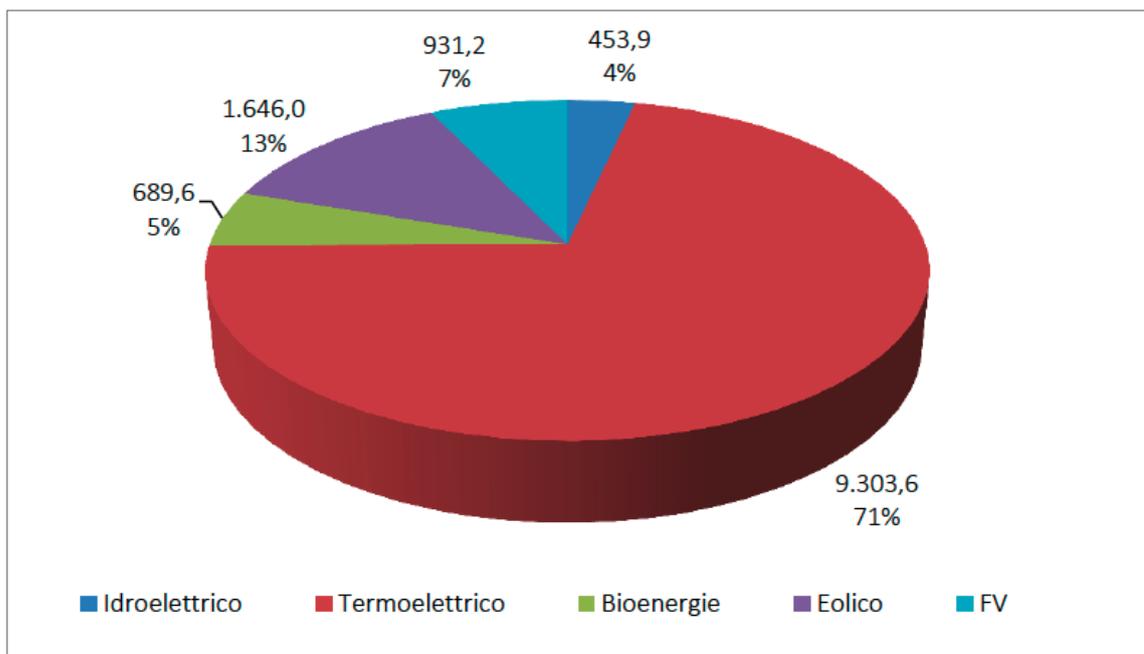


Figura 1.6: PEARS 2015-2030. Ripartizione della produzione di energia elettrica netta in Sardegna – Anno 2014 (Fonte de dati: Terna)

La percentuale di generazione di energia da FER nel 2014 rispetto alla produzione lorda totale è stata pari a circa il 26,3% e rispetto alla netta pari al 28,5%. L'evoluzione storica della produzione lorda di energia elettrica della Sardegna al 1997 al 2014 è riportata in Figura 1.7, dalla quale emerge la presenza di un picco di produzione lorda nel 2006, con circa 15.120 GWh, seguito da una riduzione in via successiva, per assestarsi nel periodo 2008-2014 ad un valore compreso tra 14.000 e 14.530 GWh. Si osserva, inoltre, che la produzione lorda di energia associata al comparto termoelettrico ha subito nel periodo 2006-2014 una costante riduzione, con un tasso medio annuo pari a circa il 2,5% parzialmente compensata nel periodo 2008-2014 dall'incremento della produzione di energia da FER.

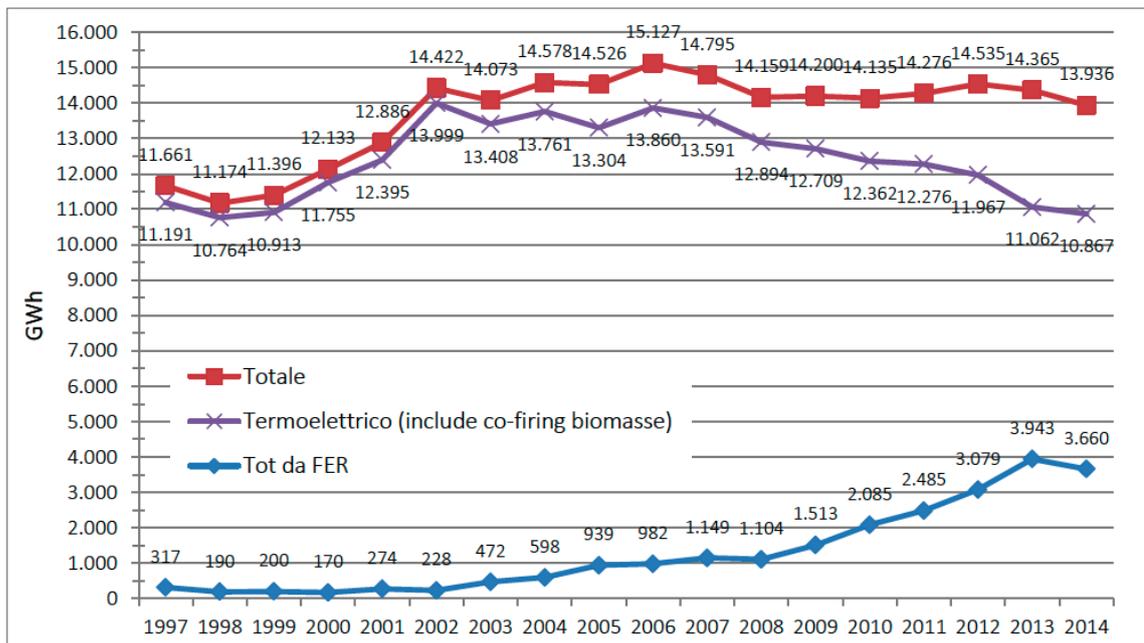


Figura 1.7: PEARS 2015-2030. Energia elettrica prodotta in Sardegna nel periodo 1997-2014 (Fonte dati: Terna)

Merita, infine, richiamare l'andamento dell'energia esportata (dalla Sardegna verso la Corsica e la zona Centro Sud) rispetto ai consumi interni che, in termini assoluti ha raggiunto il valore di 4.084 GWh nel 2014, corrispondente, in termini percentuali, al 29,3% della produzione lorda.

Nel merito, la Figura 1.8 evidenzia come nel 2014 sia stata esportata una quantità di energia elettrica pari al 48,7% di quella consumata a livello regionale.

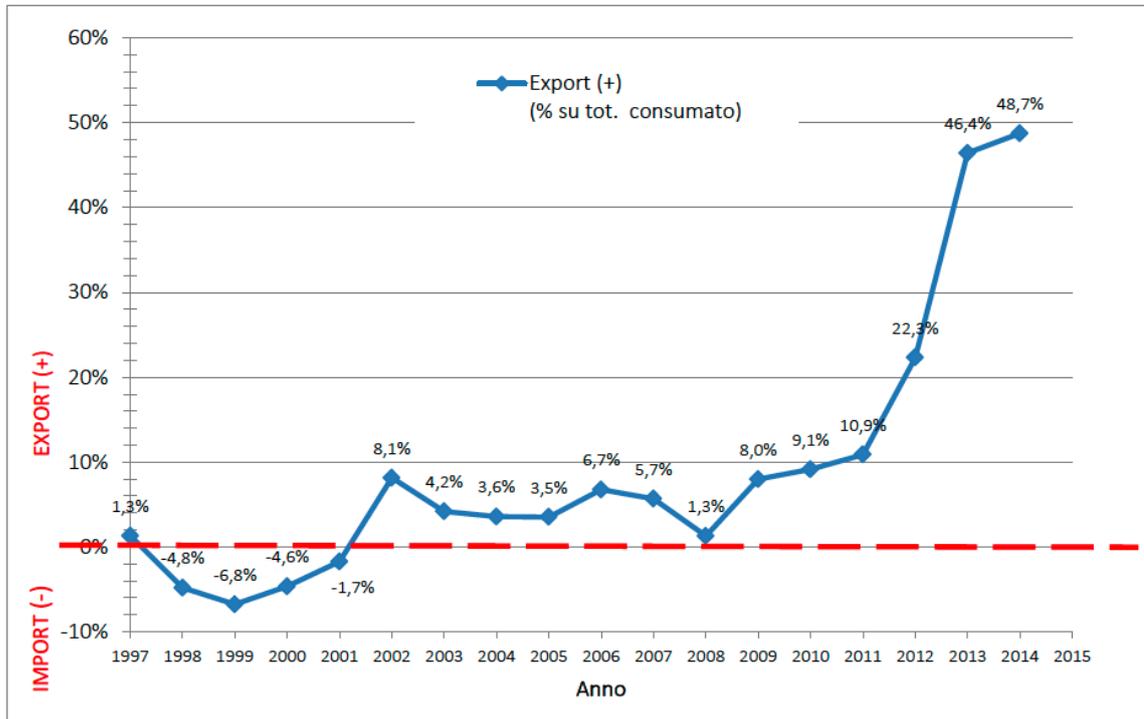


Figura 1.8: PEARS 2015-2030. Andamento del rapporto percentuale dell'energia elettrica esportata rispetto al consumo della Sardegna (1997-2014) (Fonte dati: Terna)

Venendo al settore delle FER, grazie alle forme di incentivazione della produzione e alle potenzialità naturali, nel decennio antecedente alle analisi del Piano, la produzione di energia elettrica da tali fonti ha registrato un notevole incremento in Sardegna, raggiungendo una quota di produzione significativa pari nel 2014 a circa il 26,3% della produzione lorda. La Figura 1.9 mostra la composizione e l'entità di tale produzione per ciascuna delle FER utilizzate e la relativa evoluzione: si evidenzia un progressivo incremento della produzione dalle fonti eoliche, biomassa e solare fino al 2013, mentre il 2014 ha visto una lieve riduzione del contributo dell'eolico, dell'idroelettrico e delle bioenergie rispetto all'anno precedente, e una sostanziale tenuta del fotovoltaico.

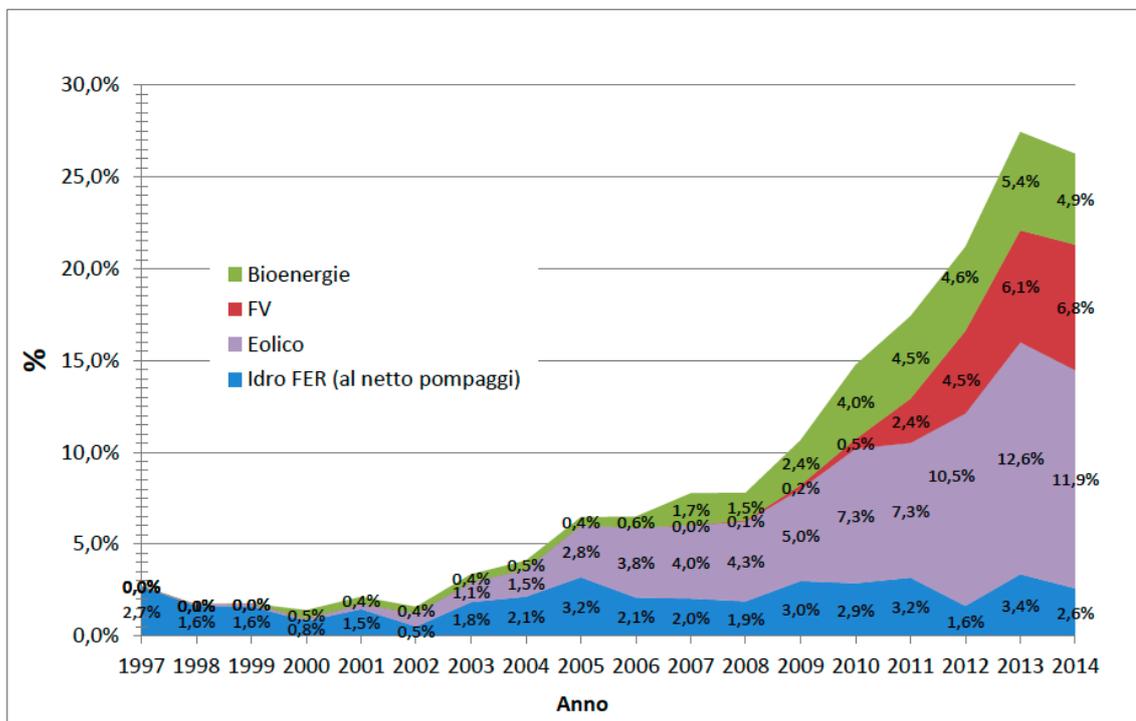


Figura 1.9: PEARS 2015-2030. Evoluzione storica della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabili in Sardegna (Fonte dati: GSE, Terna)

La distribuzione della potenza installata relativa agli impianti fotovoltaici, desunta dalla banca dati del GSE, registra al 23.11.2015 un numero di impianti fotovoltaici in esercizio in Sardegna incentivati pari a ca. 26.708, corrispondenti ad una potenza installata totale di 680 MW suddivisa tra le diverse classi di potenza e province come riportato nella tabella successiva.

Tabella 1.7: PEARS 2015-2030. Fonte solare fotovoltaica. Numerosità impianti e potenza installata per classe e province al 23.11.2015 (Fonte dati: GSE)

CLASSE	<3 kW		3-20 kW		20-200 kW		200-1000 kW		>1000 kW		TOT	
PROV.	N.	P [kW]	N.	P [kW]	N.	P [kW]	N.	P [kW]	N.	P [kW]	N.	P [kW]
CA	2688	7.519,70	4719	29.502,37	242	19.514,80	57	33.662,53	19	58.797,91	7725	148.997,31
CI	650	1.837,78	1340	8.319,40	35	2.399,85	18	13.236,42	6	22.100,68	2049	47.894,13
VS	496	1.407,78	1251	8.482,03	104	8.215,03	21	13.511,80	8	25.890,84	1880	57.507,47
NU	727	2.060,40	2143	15.103,74	107	8.202,15	30	17.722,70	35	55.092,40	3042	98.181,39
OG	445	1.251,22	1278	9.223,11	61	4.128,40	7	5.585,59	0	0	1791	20.188,31
OR	941	2.668,44	2052	13.880,42	203	14.804,90	53	29.036,20	19	68.319,63	3268	128.709,59
OT	492	1.381,42	1617	11.270,92	81	6.120,85	16	9.218,44	0	0	2206	27.991,62
SS	1134	3.163,80	3344	23.736,14	210	14.763,33	44	28.873,06	15	79.732,90	4747	150.269,23
TOT	7.573,00	21.290	17.744	119.518,13	1.043	78.149,30	246	150.846,74	102	309.934,36	26.708	679.739,05

Da tali dati si evince che gli impianti fotovoltaici con una potenza inferiore ai 200kWe presentano una potenza cumulata pari a circa 219 MW (32,3% del totale) a cui corrisponde un numero totale di impianti rispetto al totale pari a circa 98,7% rappresentando il principale apporto alla generazione distribuita in Sardegna.

L'analisi dei dati storici permette di mettere in evidenza che nel biennio 2011-2013 il numero di impianti fotovoltaici installati è stato pari a circa 12.000, corrispondente ad una potenza cumulata entrata in esercizio di circa 250 MW.

La Regione Sardegna con l'Assessorato Industria ha contribuito alla diffusione di tale tecnologia presso l'utenza privata grazie ad un'azione decisa e continuata di incentivazione.

In termini complessivi, la tabella di sintesi successiva mostra i dati di produzione di energia elettrica da FER nel periodo 2005-2014 confrontata con i consumi finali lordi di energia elettrica.

Tabella 1.8: Quadro complessivo energia elettrica prodotta da FER (Fonte dati: GSE)

Tipologia	Sub tipologia, Fonte, Classe Potenza	FER E [GWh]									
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Bioenergie	Biogas	15	11	18	15	12	10	13	19	68	98
	Bioliquidi					102	200	166	158	236	194
	Biomasse Solide	25	53	199	166	232	360	460	488	466	398
Eolico	On-Shore	414	558	602	679	818	974	1.176	1.523	1.816	1.657,00
Idroelettrico (senza pompaggi)		284	276	275	272	279	283	283	237	483	323,8
Solare	Fotovoltaico	1	1	1	8	31	74	344	654	875	952,5
TOTALE FER-E		739	898	1.095	1.140	1.474	1.901	2.443	3.079	3.944	3.623
CFL-E [GWh]		12.037	12.220	11.796	11.935	11.244	11.174	11.265	10.522	8.605	8.378
FER-E / CFL-E (%)		6,10%	7,30%	9,30%	9,60%	13,10%	17,00%	21,70%	29,30%	45,80%	43,24%

In termini percentuali, nell'anno 2014 il solare fotovoltaico copriva oltre un quarto (26%) della produzione energetica complessiva da FER, secondo alla produzione da fonte eolica on-shore (46%).

La Figura 1.10 illustra - su dati GSE, procedimenti autorizzativi IAFR e DM 6/07/2012 e dati forniti dai vari enti pubblici e privati coinvolti - la diffusione a livello comunale degli impianti di produzione alimentati da fonte rinnovabile.

Dal circoletto in giallo che individua il comune di Bessude, se ne deduce che l'analisi svolta dal PEARS rivela l'installazione di impianti per una potenza nominale compresa tra 6 e 190 kW.

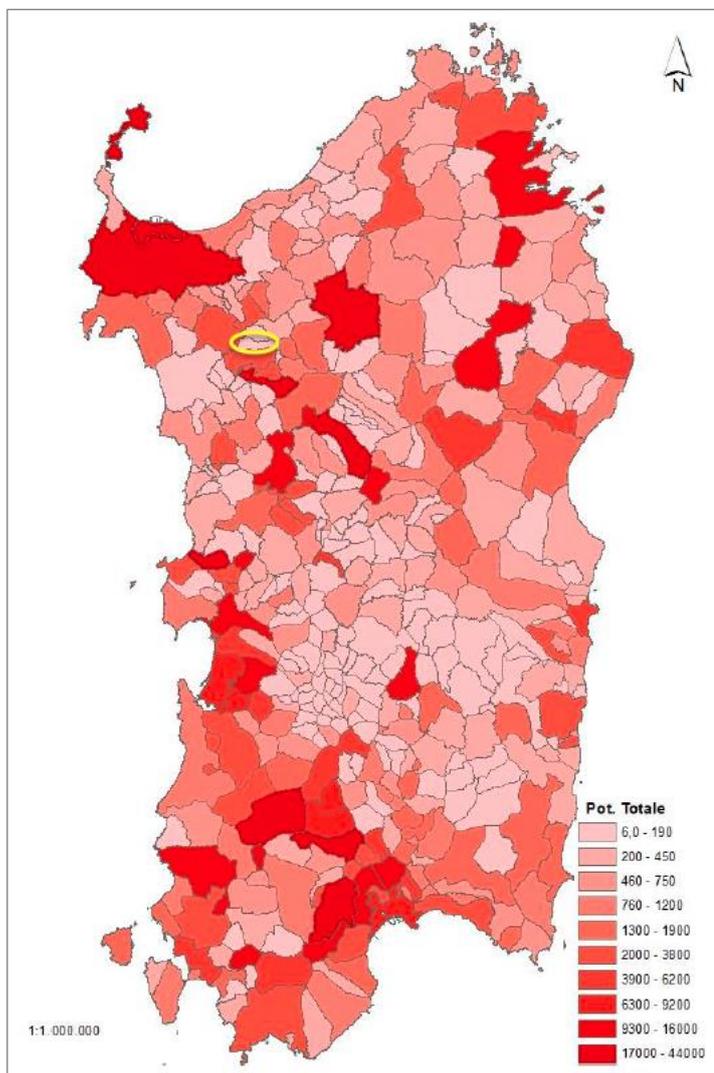


Figura 1.10: PEARS 2015-2030. Potenza totale FV installata [kW] - in giallo il comune di Bessude

Nondimeno, dalla tavola qualitativa di maggior dettaglio riprodotta in Figura 1.11 pare che al 2014 sul territorio comunale non fosse installato alcun impianto fotovoltaico. Più nello specifico, la figura consente di presentare la produzione da FER associabile a ciascun comune della Sardegna distinta per fonte, laddove la dicitura “FER_NOPRO (cerchi blu)” si riferisce agli impianti fotovoltaici mentre “FER_PRO (cerchi verdi)” raggruppa tutti gli impianti definiti programmabili, ossia, tutti quegli impianti alimentati da fonti rinnovabili la cui produzione può essere programmata, a differenza di quella associata alla tecnologia fotovoltaica e anche alla fonte eolica (trattasi, quindi, degli impianti basati su bioenergie, quali bioliquidi, biomasse solide, biogas, gas da discarica, rifiuti, e quelli idroelettrici, a serbatoio e ad acqua fluente).

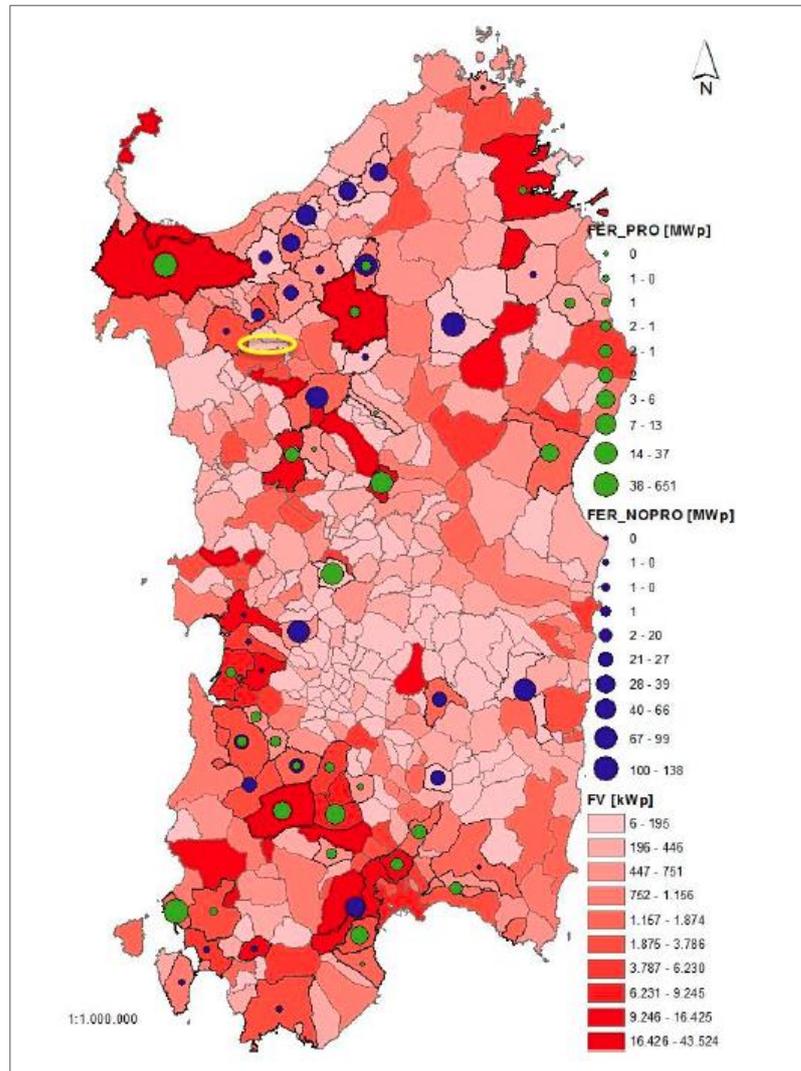


Figura 1.11: PEARS 2015-2030. Potenza [MW] e [kWp] per il fotovoltaico - in giallo il comune di Bessude

In quanto al sistema infrastrutturale energetico elettrico, in Tabella 1.9 è riportata la consistenza della rete di trasmissione della Regione Sardegna al 31 dicembre 2011.

Tabella 1.9: PEARS 2015-2030. Consistenza della Rete di Trasmissione della Sardegna (Fonte dei dati: Terna)

Elementi RTN	Unità di misura	valore	% della consistenza nazionale
Elettrodotti 500 kV DC (SA.PE.I.)	[km]	895	
Elettrodotti 200 kV DC (SA.CO.I.)	[km]	783	
Elettrodotti di Interconnessione	[km]	1678	8,15%
Elettrodotti 380 kV	[km]	318	
Elettrodotti 220 kV [km]	[km]	551	
Totale elettrodotti AAT in Sardegna	[km]	869	4,2%
Elettrodotti 150 kV	[km]	2.042	
Totale elettrodotti AT in Sardegna	[km]	2.042	5,3%
Stazioni 380 kV	[n°]	6	
Stazioni 220 kV	[n°]	8	
Stazioni 150 kV	[n°]	7	
Totale stazioni in Sardegna	[n°]	21	4,9%
Potenza Trasformatori	[MVA]	6577	5,1%

Il confronto con il dato nazionale mette in evidenza che, a fronte di una superficie regionale pari al 9% del territorio nazionale, la copertura territoriale delle reti di trasmissione rispetto al valore nazionale risulta mediamente per i diversi livelli di tensione pari al 5%. Ciò è essenzialmente attribuibile alla concentrazione dei carichi industriali di entità rilevante in tre zone geografiche ben definite nelle quali sono localizzate anche le centrali termoelettriche e i sistemi di stoccaggio e approvvigionamento delle fonti energetiche primarie.

L'evoluzione della produzione di energia da fonte rinnovabile, principalmente da fonte eolica, e la trasformazione del consumo in Sardegna ha sottoposto il sistema elettrico di trasmissione della Sardegna ad una modifica della sua funzione con una trasformazione della distribuzione dei flussi di energia all'interno del sistema. Tali aspetti emergono chiaramente dal "Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale edizione 2015" di Terna nell'ambito del quale già venivano indicate una serie di soluzioni alle principali criticità rilevate. A tal proposito, si evidenzia che la realizzazione del futuro ampliamento della stazione elettrica RTN 380 kV "Ittiri", a cui verrà collegata in antenna l'interconnessione a 36 kV dell'impianto fotovoltaico di progetto va nella medesima direzione.

Dal confronto tra i dati di consumo e quelli di produzione trae origine il **Bilancio Energetico Regionale (BER)** calcolato relativamente all'anno 2013 (Cap.11) per tutte le categorie di consumo principali e rappresentato schematicamente mediante diagramma di flusso, come riprodotto in Figura 1.12.

Nel merito, il flow chart è articolato in quattro macro-aree principali, quali:

1. l'import di energia dall'esterno del sistema;
2. il sistema energetico regionale (bordo nero con linea continua);
3. l'export di energia verso l'esterno del sistema regionale;
4. i consumi extra territoriali (trasporti marittimi ed aerei).

All'interno del sistema energetico regionale si distinguono tre zone:

1. Le fonti energetiche endogene, che si distinguono in potenziali ed utilizzate;
2. Le trasformazioni, ossia il complesso di impianti ed elementi che trasformano l'energia dalle fonti primarie/secondarie in forme per gli usi finali;
3. I consumi finali articolati nei tre macrosettori: Elettricità, Calore e Trasporti.

Nella parte bassa del diagramma è riportato il calcolo finale di verifica dell'obiettivo *Burden Sharing* di cui al D.M. 15.03.2012, laddove si può osservare come la ricostruzione dei consumi finali lordi complessivi e i dati relativi al consumo di energia da fonte rinnovabile nel settore termico ed elettrico hanno permesso di verificare che la Regione Sardegna ha superato nel 2013 l'obiettivo definito dal Decreto Burden Sharing (pari al 17,8%), raggiungendo il 24%.

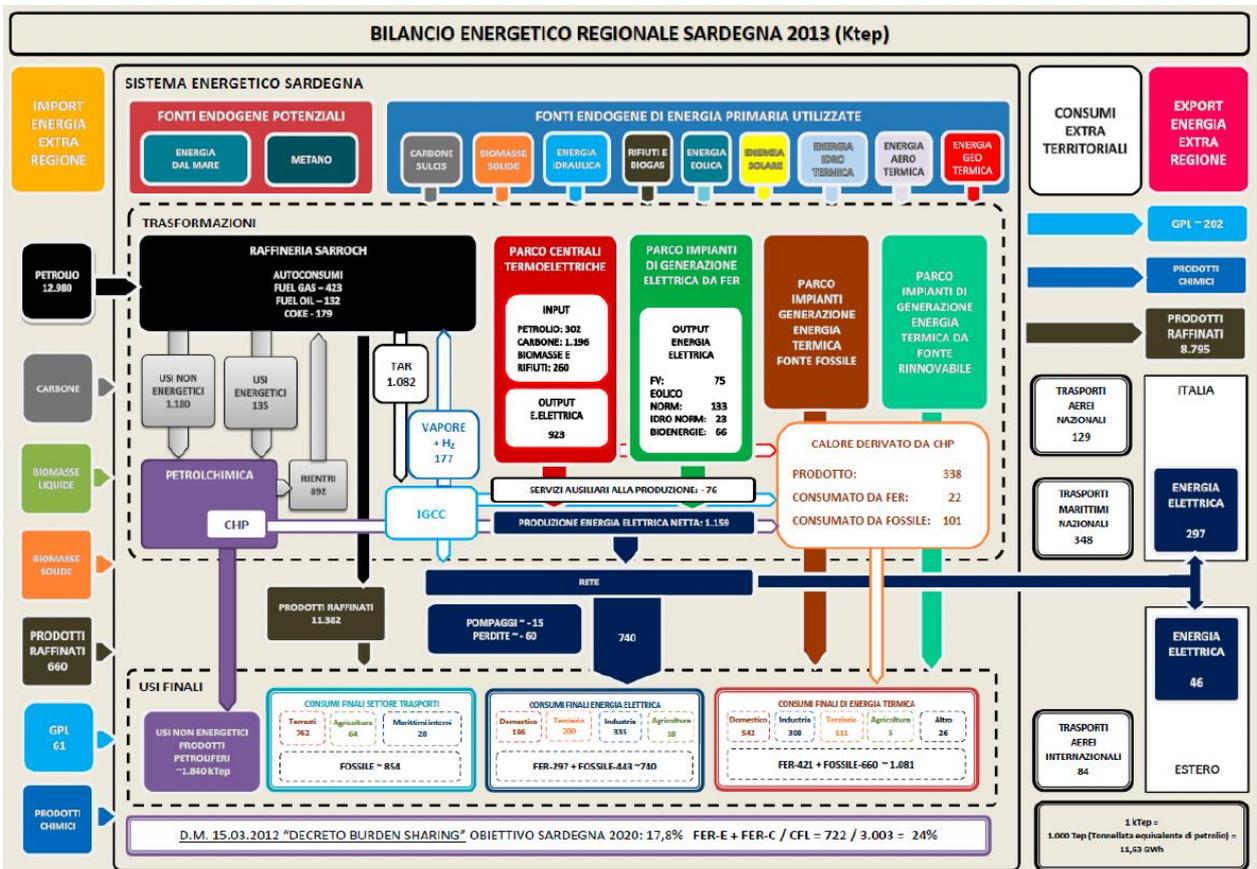


Figura 1.12: PEARS 2015-2030. Bilancio Energetico Regionale (BER) 2013

Con riferimento, quindi, alla indicazione di scenari futuri regionali, il PEARS richiama gli obiettivi strategici che tali scenari sono chiamati a soddisfare, di cui alle linee di indirizzo poste con le D.G.R. n.37/21 del 21.07.2015 e n.48/13 del 2.10.2015, quali:

- sviluppare e integrare i sistemi energetici e potenziare le reti di distribuzione energetiche, privilegiando la loro efficiente gestione per rispondere alla attuale e futura configurazione di consumo della Regione Sardegna;

- promuovere la generazione distribuita dedicata all'autoconsumo istantaneo, indicando nella percentuale del 50% il limite inferiore di autoconsumo istantaneo nel distretto per la pianificazione di nuove infrastrutture di generazione di energia elettrica;
- privilegiare, nelle azioni previste dal PEARS, lo sviluppo di fonti rinnovabili destinate al comparto termico e della mobilità con l'obiettivo di riequilibrare la produzione di Fonti Energetiche Rinnovabili destinate al consumo elettrico, termico e dei trasporti;
- promuovere e supportare l'efficientamento energetico, con particolare riguardo al settore edilizio, ai trasporti e alle attività produttive, stimolando lo sviluppo di una filiera locale sull'efficienza energetica per mezzo di azioni strategiche volte prima di tutto all'efficientamento dell'intero patrimonio pubblico regionale;
- prevedere un corretto mix tra le varie fonti energetiche e definire gli scenari che consentano il raggiungimento entro il 2030 dell'obiettivo del 50% di riduzione delle emissioni di gas climalteranti associate ai consumi energetici finali degli utenti residenti in Sardegna, rispetto ai valori registrati nel 1990.

A proposito di distretti energetici, il Piano individua quelle aree della Regione Sardegna in cui sono già presenti le condizioni energetiche elettriche per lo sviluppo di sistemi assimilabili a smart grid e/o micro-reti intelligenti, riconducibili a 11 distretti energetici a "energia quasi zero" tra cui sono comprese le due municipalizzate elettriche della Sardegna, come richiamato nella Figura 1.13 sottostante.

Si può osservare che, in tali ipotesi, il comune di Bessude ricadrebbe nel distretto Giave.

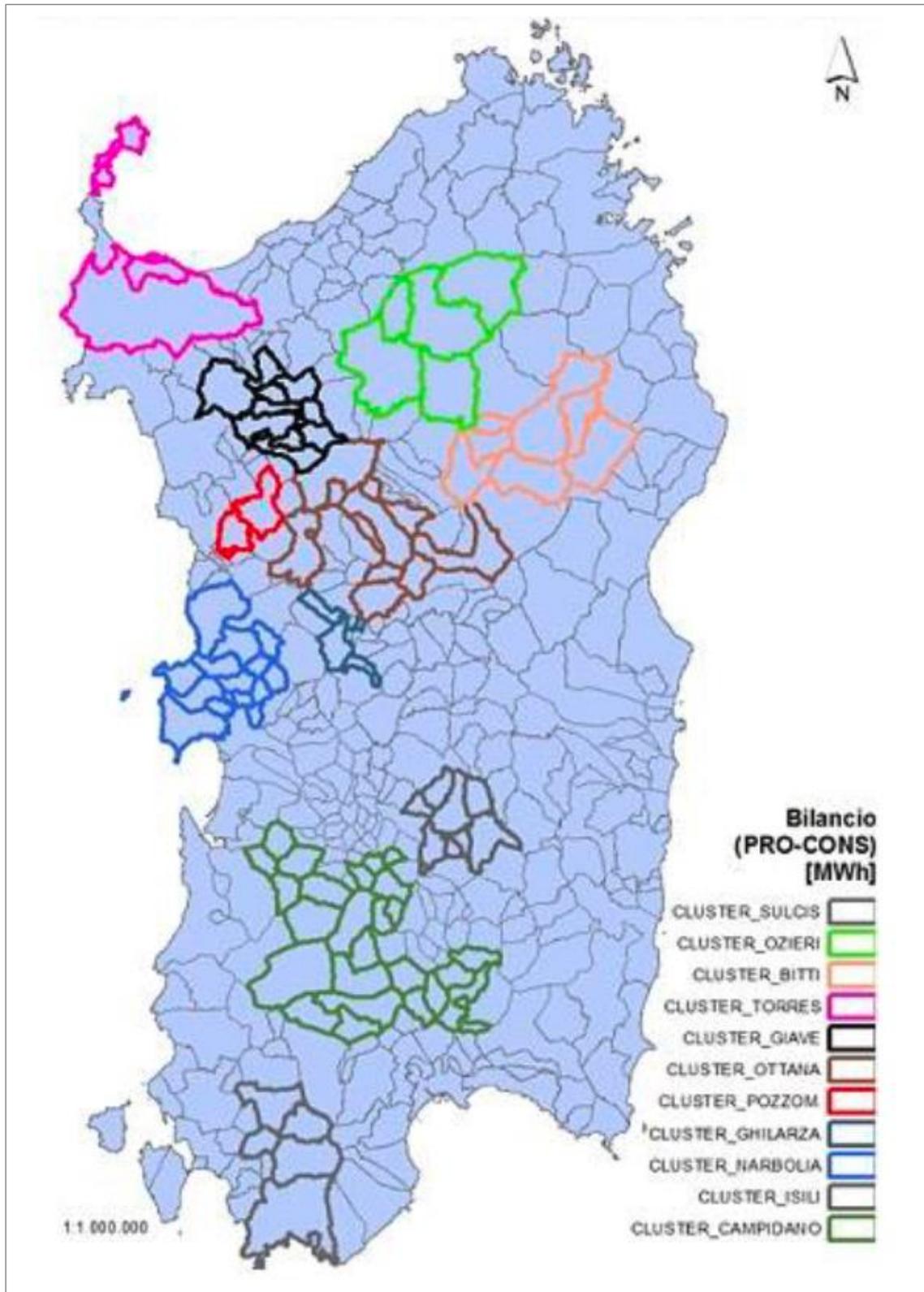


Figura 1.13: PEARS 2015-2030. Possibili distretti energetici – Dati consumo e generazione distribuita 2013

Gli scenari disegnati per valutare le possibili evoluzioni al 2030 del sistema energetico regionale della Sardegna e, per tale via, misurare l'efficacia delle azioni messe in campo per realizzare le linee di indirizzo indicate, sono di tre tipologie: *Conservativo, Sviluppo e Intenso Sviluppo*.

In particolare, le stime relative alle evoluzioni attese dei consumi elettrici della Sardegna sono state sviluppate considerando le previsioni della domanda di energia elettrica pubblicate da Terna, le analisi storiche disaggregate dei consumi di energia elettrica della Sardegna, le previsioni di evoluzione del Prodotto Interno Lordo, le indicazioni riportate nei documenti di pianificazione energetica sovraordinati, mediante cui è stato definito uno scenario di riferimento, utilizzato principalmente per valutare l'effetto, sui consumi elettrici della regione, di azioni volte a un utilizzo più razionale della risorsa elettrica, che favoriscano l'efficientamento, soprattutto nei settori industriale, terziario e domestico. Partendo, dunque, dall'analisi storica dei consumi sardi nei principali settori merceologici (domestico, terziario, industria e agricoltura) sono state elaborate delle proiezioni per l'arco temporale 2016-2030 relativamente a ciascun settore, considerando le relative evoluzioni in maniera disaggregata e utilizzando per la definizione dei relativi tassi di variazione dei consumi sia le isole che le possibili azioni di efficientamento del settore industriale previsioni della Domanda di Energia Elettrica nelle isole, che possibili azioni di efficientamento del settore industriale pubblicate da Terna.

Il risultato finale sui consumi elettrici regionali è una riduzione di circa il 14% rispetto al valore registrato nel 2014 che si traduce in termini assoluti in un consumo annuo atteso nel 2030 di 7,2 TWh.

Le ipotesi di consumo e di generazione definite per tali scenari relativi al settore elettrico, di base di riferimento e conservativo, sviluppo e intenso sviluppo, sono riassunte nella tabella sottostante:

Tabella 1.10: PEARS 2015-2030. Configurazioni settore elettrico per i tre scenari proposti – 2030

SCENARIO	CONSUMO DI EE [TWh/ann]	Var. 2014-2030	QUOTA DI AUTOCONSUMO SU PRODUZIONE DA FER	CONSUMO DI EE RESIDUO [TWh/anno]	PRODUZIONE EE DA FER (escluse biomasse e al netto dei pompaggi) [TWh/anno]	POTENZA CTE NECESSARIA PER SODDISFARE LA RICHIESTA REGIONALE DI POTENZA[MW]
BASE	7,2	-14%	1) 50% su produzione FV 2013 -DOMESTICO; 2) 50% su produzione FV 2013 – TERZIARIO; 3) 30% su produzione FV 2013 – INDUSTRIA; 4) 30% su produzione EOLICO 2013 – INDUSTRIA; 5) utilizzo della produzione IDROELETTRICA 2013 a acqua fluente e a bacino per la copertura in autoconsumo del sistema idrico integrato.	6,1	4,93	960
SVILUPPO	7,2	-14%	1) Stesse ipotesi su FER 2013 dello SCENARIO BASE 2) 50% su nuova produzione	4,6	5,93	660-960
INTENSO SVILUPPO INDUSTRIALE	8,35	-0,3%	1) Stesse ipotesi su FER 2013 dello SCENARIO BASE 2) 50% su nuova produzione	5,75	5,93	660-960

All'interno di tali scenari le FER giocano un ruolo differente in considerazione delle ipotesi di base. Segnatamente, lo sviluppo dello **scenario conservativo** si fonda su quanto segue:

- incremento nel settore domestico della quota di autoconsumo della produzione degli impianti fotovoltaici dall'attuale valore medio nazionale del 33% al 50%;
- incremento nel settore terziario della quota di autoconsumo della produzione degli impianti fotovoltaici dall'attuale valore medio nazionale del 25% al 50%;
- sviluppo di sistemi di gestione del grande fotovoltaico nel settore industriale allo scopo di raggiungere l'autoconsumo della produzione di tali impianti al 30%;
- sviluppo di sistemi di gestione dell'eolico per l'autoconsumo al 30% nel settore industriale;
- utilizzo della produzione idroelettrica ad acqua fluente e a bacino per la copertura in autoconsumo del sistema idrico integrato.

Questo ha consentito di poter ipotizzare che lo sviluppo delle FER nei prossimi 15 anni sia tale da dar luogo a un incremento di produzione da rinnovabile non programmabile di circa 2 TWh in più, rispetto a quello registrata nel 2014, come da immagine successiva.

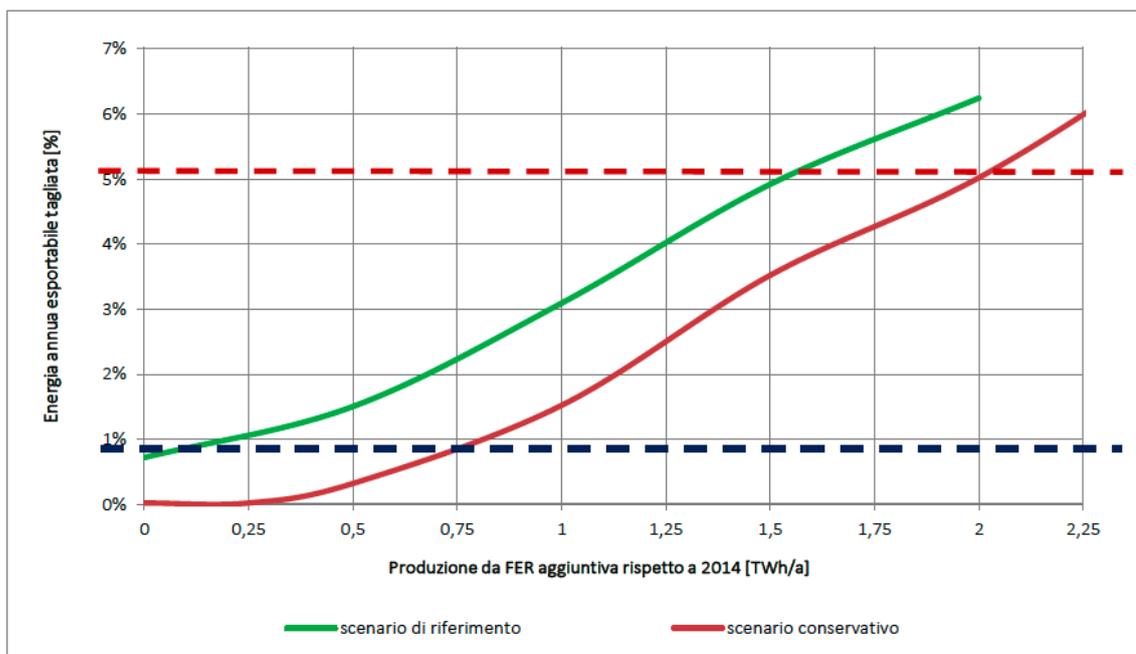


Figura 1.14: PEARS 2015-2030. Analisi di sensitività su produzione da FER non programmabili. Confronto scenario di riferimento e conservativo

Nello **scenario sviluppo** è stata analizzata l'integrazione dei nuovi impianti FER ipotizzata per lo scenario conservativo vincolandolo all'utilizzo in autoconsumo istantaneo del 50% della produzione aggiuntiva e ad una immissione in rete del rimanente 50%. Le simulazioni hanno permesso di evidenziare che è possibile integrare fino a circa 3,25 TWh da impianti FER non programmabili aggiuntivi rispetto al dato 2014 in condizioni di sicurezza di sistema, pervenendo allo **scenario intenso sviluppo** come evidenziato, in maniera comparativa, nella grafica successiva.

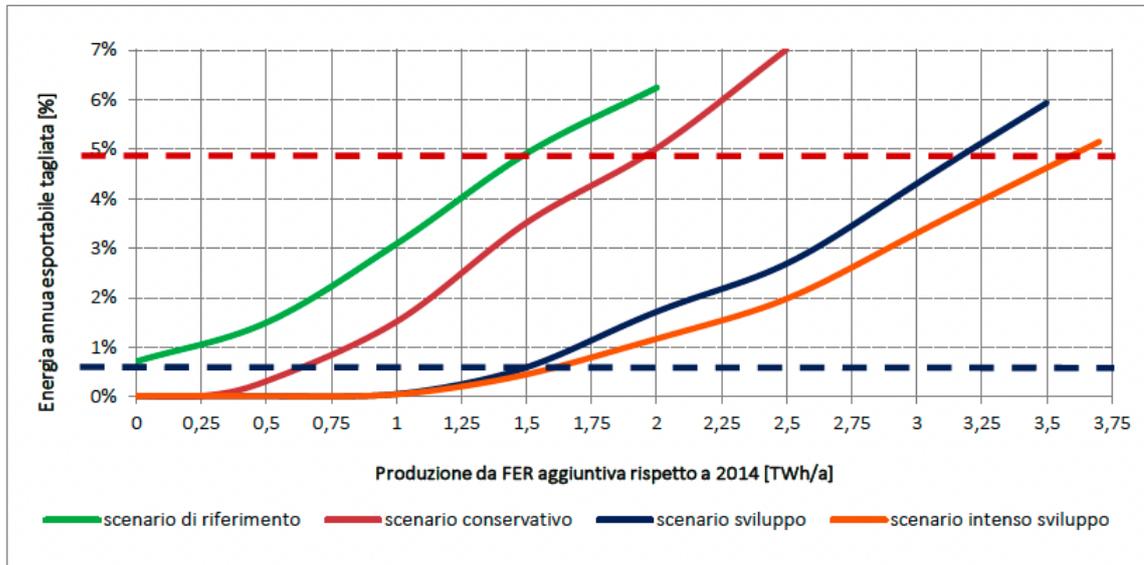


Figura 1.15: PEARS 2015-2030. Analisi di sensitività su produzione da FER non programmabili. Confronto scenari di riferimento, conservativo, sviluppo e intenso sviluppo

Gli esiti delle analisi del PEARS 2015-2030 dimostrano, dunque, che, anche nelle condizioni di carico più gravose dovute alla ripresa delle attività industriali più energivore, i vincoli di sviluppo posti per l'integrazione di nuovi impianti FER, a garanzia di un maggiore utilizzo locale delle risorse produttive endogene, risultano essere fondamentali per ridurre il carico di base e rilassare i vincoli sulla generazione da impianti di produzione basati su combustibili fossili.

A conclusione del processo di analisi degli scenari il PEARS delinea le azioni strategiche considerate funzionali ad assicurare gli obiettivi generali e specifici 2030 del PEARS.

Pertanto, in corrispondenza al complesso degli obiettivi generali (OG) e dei relativi obiettivi specifici (OS) richiamati innanzi, al Par.14.2 il Piano declama le azioni strategiche (AS) individuate per il loro raggiungimento a livello regionale.

1.3.2 Pianificazione territoriale

1.3.2.1 Piano paesaggistico regionale (PPR)

Il Piano Paesaggistico Regionale (PPR) della Regione Sardegna è stato approvato con D.G.R. n.36/7 del 5 settembre 2006.

In coerenza con le disposizioni del Codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al D.Lgs. n.42/2004 (e s.m.i.) e a norme nazionali e regionali di riferimento, il PPR riconosce le tipologie, le forme e i molteplici caratteri del paesaggio sardo costituito dalle interazioni della naturalità, della storia e della cultura delle popolazioni locali e si assicura che il territorio regionale sia adeguatamente conosciuto, salvaguardato, pianificato e gestito in ragione dei differenti valori espressi dai diversi aspetti che lo costituiscono e rappresenta il quadro di riferimento e di coordinamento, per gli atti di programmazione e di pianificazione regionale, provinciale e locale.

Gli obiettivi principali del PPR sono:

- A. preservare, tutelare, valorizzare e tramandare alle generazioni future l'identità paesaggistica, ambientale, storica, culturale e insediativa del territorio sardo;
- B. proteggere e tutelare il paesaggio culturale e naturale e la relativa biodiversità;
- C. assicurare la tutela e la salvaguardia del paesaggio e promuoverne forme di sviluppo sostenibile, al fine di conservarne e migliorarne le qualità.

Il PPR è costituito dai seguenti elaborati (art.5 delle NTA):

- a) una Relazione generale e relativi Allegati, che motiva e sintetizza le scelte operate dal P.P.R.;
- b) n.2 carte in scala 1:200.000, contenenti la perimetrazione degli ambiti di paesaggio costieri e la struttura fisica (Tav. 1.1 e 1.2);
- c) n.1 carta in scala 1:200.000 illustrativa dell'Assetto ambientale (Tav. 2);
- d) n.1 carta in scala 1:200.000 illustrativa dell'Assetto storico-ambientale (Tav. 3);
- e) n.1 carta in scala 1:200.000 illustrativa dell'Assetto insediativo (Tav. 4);
- f) n.1 carta in scala 1:200.000 illustrativa delle Aree gravate dagli usi civici (Tav. 5);
- g) n.141 carte in scala 1:25.000 illustrative dei territori compresi negli Ambiti di paesaggi costieri;
- h) n.27 schede illustrative delle caratteristiche territoriali e degli indirizzi progettuali degli Ambiti di paesaggi costieri corredate da 27 tavole cartografiche in scala 1:100.000 e dall'Atlante dei paesaggi;
- i) n.38 carte in scala 1:50.000 relative alla descrizione del territorio regionale non ricompreso negli ambiti di paesaggio costieri;
- j) Norme Tecniche di Attuazione (NTA) e relativi allegati.

Al fine di assicurare massima conoscenza e divulgazione degli atti, sul sito web della Regione Sardegna² è possibile consultare gli elaborati del Piano, inoltre, dal Geoportale regionale è possibile scaricare le informazioni cartografiche del PPR in formato shp.

I tematismi riportati nelle cartografie del PPR derivano da analisi condotte a scala territoriale. Nell'adeguamento dei propri strumenti urbanistici al PPR, i Comuni procedono, poi, alla puntuale identificazione cartografica degli elementi dell'assetto insediativo, delle componenti di paesaggio, dei beni paesaggistici e dei beni identitari presenti nel proprio territorio anche in collaborazione con la Regione e con gli organi competenti del Ministero dei Beni culturali, secondo le procedure della gestione integrata del SITR. E' possibile consultare le tavole del piano paesaggistico in due modalità differenti.

L'approccio di fondo assunto nella formazione del PPR, uno dei primi a livello nazionale elaborati a seguito dell'approvazione del D.Lgs. n.42/2004, è stato quello di orientare gli interventi ammissibili verso obiettivi di qualità, bellezza e armonia con il contesto, basati sul riconoscimento delle valenze storico-culturali, ambientali e percettive che indussero a un'inversione di tendenza nelle scelte pianificatorie, indirizzate verso il principio dello sviluppo sostenibile inteso come equilibrio tra esigenze di tutela ambientale e sviluppo economico, senza compromettere la capacità di soddisfare i bisogni delle future generazioni.

² Fonte: <https://www.sardegna.territorio.it/paesaggio/pianopaesaggistico2006.html>

Come specificato con Circolare esplicativa Prot.n.550/GAb del 23.11.2006, nel rispetto della L.R. n.8 del 25.11.2004, **l'ambito di applicazione della disciplina del P.P.R. è costituito dall'ambito territoriale omogeneo costiero**, comprendente i 27 ambiti di paesaggio individuati con riferimento ai criteri specificati nella Relazione tecnica del Piano, che ne giustificano la delimitazione rappresentata sugli elaborati grafici: ai sensi dell'art.4, co.4 delle NTA del PPR tale disciplina è, quindi, immediatamente efficace nelle parti dei territori comunali rientranti negli ambiti di paesaggio costieri di cui all'art.14 delle stesse NTA. Efficacia che deve ritenersi riferita sia alle prescrizioni previste dalle disposizioni delle NTA che alle componenti di paesaggio, categorie e relativi elementi costitutivi individuati nella cartografia, con effetti immediati in relazione alle attività di trasformazione del suolo limitatamente al territorio incluso nei 27 ambiti di paesaggio, senza quindi incidere sulle restanti aree del territorio regionale.

Ai sensi dell'art.4, co.5 delle NTA, fanno **eccezione** alla citata disposizione di carattere generale, in quanto soggetti alla disciplina del PPR indipendentemente dalla loro localizzazione nell'ambito del territorio regionale, i seguenti elementi:

- D. gli immobili e le aree caratterizzate dalla presenza di beni paesaggistici di valenza ambientale, storico culturale e insediativo;
- E. i beni identitari di cui di cui all'art.6, co.5 delle NTA.

Con lo scopo di regolamentare la realizzazione degli interventi consentiti fino all'adeguamento dei PUC al PPR, conciliando le legittime aspettative pregresse con l'esigenza di garantire la tutela del territorio attraverso l'applicazione delle disposizioni del piano paesaggistico, il Piano introduce poi una **disciplina transitoria**, regolata dall'art.15 delle NTA, che indica le differenti fattispecie di interventi ammessi tra l'entrata in vigore del PPR e l'approvazione degli stessi piani urbanistici, con specifica considerazione di elementi quali:

- localizzazione e della relativa destinazione urbanistica nell'ambito del territorio comunale;
- situazione procedurale e dello stato di attuazione dei piani esecutivi, ove esistenti;
- tipo di strumento urbanistico generale vigente;
- eventuali implicazioni con la L.R. n.8/2004.

Il tener conto degli interessi coinvolti non può comunque comportare alcuna deroga alle norme dettate dal PPR né uno svilimento dei valori paesaggistici in esso riconosciuti, e si traduce in una serie di regole articolate nei seguenti punti:

- a) previsione di **norme di salvaguardia** applicabili nelle more dell'adeguamento dei piani urbanistici al PPR, secondo quanto previsto dall'art.145, co.3 del D.Lgs. n.42/2004 (e s.m.i.);
- b) **tipizzazione e individuazione di beni paesaggistici** in virtù del combinato disposto dell'art.143, co.1, lett.i) e art.134, co.1, lett. c) del D.Lgs. n.42/2004 (e s.m.i.).

Pur rimandando per i dettagli alla trattazione della pianificazione territoriale della Provincia di Sassari e urbanistica dei Comuni di Bessude e Ittiri, ove hanno sede le opere di progetto, tra le disposizioni del PPR afferenti alla normativa transitoria ai fini del presente Studio rileva richiamare qui la **disciplina degli interventi nelle zone agricole**, ossia le aree classificate zone "E" agricole dai piani comunali, per rammentare che per esse il PPR pone dei limiti e dei vincoli ad un uso arbitrario e non coerente con l'attività agro-pastorale, con l'obiettivo prioritario di contenere i confini dell'urbanizzato delle cinture periurbane, di consentire l'effettivo esercizio delle attività agricole nelle aree produttive, e di

salvaguardare i segni dei vecchi e nuovi paesaggi dell'agricoltura e della pastorizia. Tali principi (che informano gli indirizzi e le prescrizioni contenute nei Titoli I, II e III delle NTA) coinvolgono non solo le attività che devono essere poste in essere dagli Enti Locali nell'adeguamento dei PUC, ma anche gli interventi di trasformazione del suolo nel periodo transitorio.

A tal proposito, infatti, il regime agrovoltaico scelto dal soggetto proponente per la realizzazione dell'impianto oggetto di procedura di VIA, appare in linea con il concetto del PPR che le trasformazioni del territorio devono tendere, con particolare attenzione, alla salvaguardia delle aree agricole.

Le modalità di adeguamento degli atti e strumenti di pianificazione viene disciplinato agli artt.105, 106 e 107 delle NTA i quali si rivolgono, rispettivamente a: i nuovi atti di programmazione e pianificazione settoriale e gli strumenti vigenti di pianificazione regionale per infrastrutture, servizi e difesa del suolo; i piani urbanistici provinciali; i Comuni il cui territorio ricade interamente negli abiti di paesaggio costieri, mentre i Comuni il cui territorio vi ricade solo in parte, dovranno attendere l'entrata in vigore della disciplina del PPR relativa agli ambiti interni che, allo stato attuale, non è ancora avvenuta.

Come si avrà modo di apprendere nella sezione successiva (§ 1.3.2.2), la Provincia di Sassari ha provveduto ad avviare il procedimento di adeguamento del PUP-PTC al PPR nel 2006: ad oggi tale procedimento non si è ancora concluso.

Venendo alla disamina della cartografia del PPPR, essa viene condotta con riguardo alle tavole realizzate alla scala 1:200.000, a copertura dell'intero territorio regionale, consultate grazie ai layer resi disponibili dai competenti Uffici regionali attraverso il Geoportale regionale.³

Quale area di studio è stata assunta sia i siti di intervento che l'area vasta che si estende in un intorno pari a 5km di raggio dalla localizzazione delle opere, rimanendo, dunque, escluse da tale disamina le Tavole rispetto alle quali l'area di studio non intercetta alcuna categoria paesistico-ambientale di interesse.

In primo luogo, merita segnalare che il Comune di Bessude rimane del tutto estraneo agli ambiti di paesaggio costiero, mentre, ai sensi dell'Allegato 4 alle NTA del PPR, il Comune di Ittiri, sede delle opere di connessione alla RTN, è annoverato tra i comuni non costieri parzialmente inclusi all'interno degli Ambiti di Paesaggio costieri: segnatamente, Ambito di paesaggio "12 – Monteleone".

³ Fonte: <https://www.sardegnaoportale.it/index.php?xsl=2420&s=40&v=9&c=14482&na=1&n=10&esp=1&tb=14401>

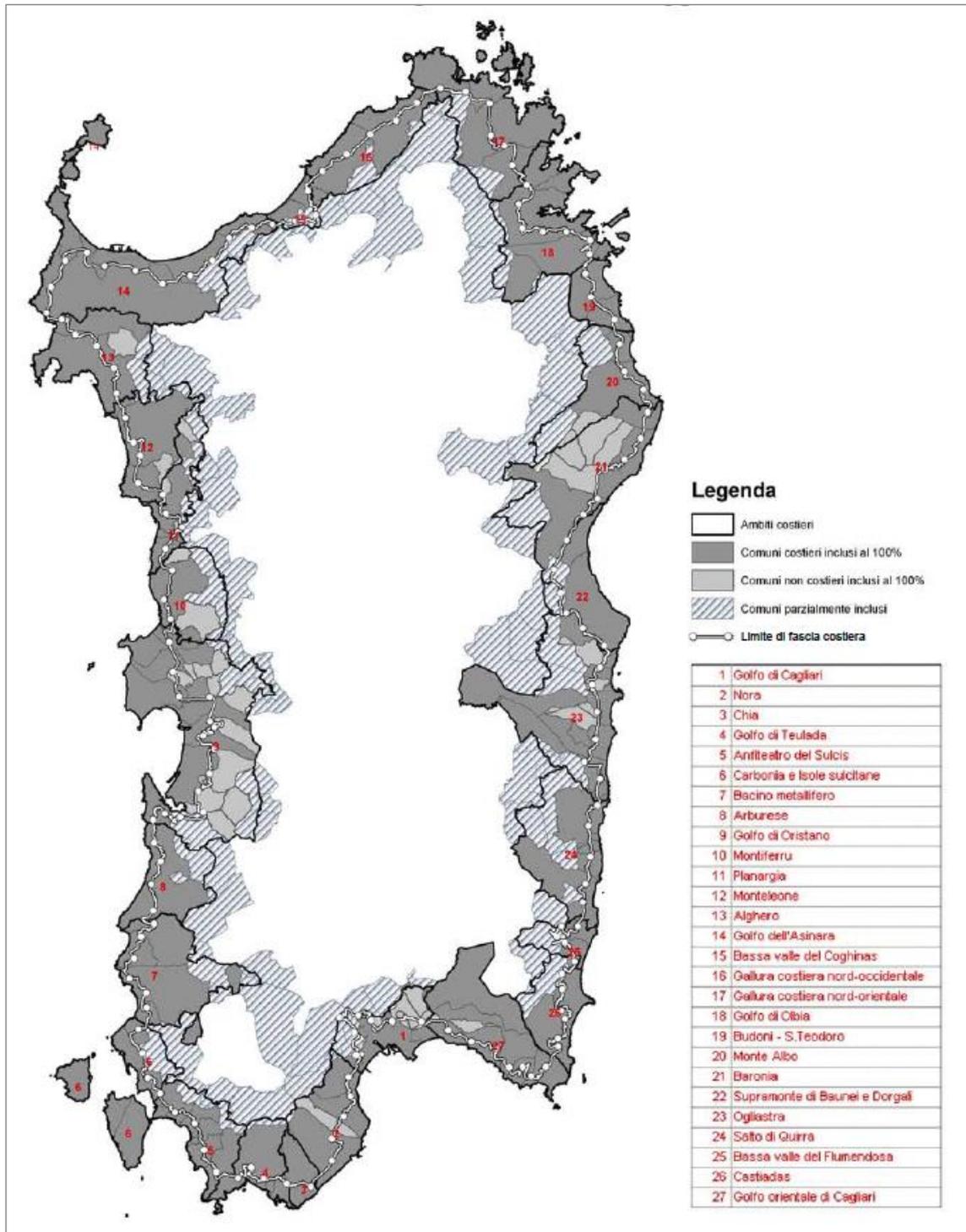


Figura 1.16: PPR – Mappa dei comuni interessati dagli Ambiti di Paesaggio costieri (Fonte: Allegato 4 alle NTA)

Come illustrato dalla mappa richiamata in Figura 1.16, si sottolinea, comunque, che la sede dell'interconnessione alla nuova SE rimane totalmente al di fuori del perimetro dell'Ambito di paesaggio "12 – Monteleone" che coinvolge Ittiri per due porzioni di territorio poste a sud-ovest e a sud dell'area di pertinenza comunale.

Muovendo, dunque, dall'analisi della Tav.2 "Assetto ambientale – Beni Bei paesaggistici e Componenti del Paesaggio", che indica e delimita le aree di interesse naturalistico istituzionalmente tutelate, le aree di recupero ambientale e le componenti di paesaggio e i beni paesaggistici ex artt.143 e 142 del D.Lgs. n.42/2004 (e s.m.i.) disciplinate al Titolo I delle NTA del PPR, l'elab. di progetto "21-00013-IT-BESSUDE_SA_T05_Rev0_Analisi PPR Assetto ambientale" riprodotto in Figura 1.17, mostra che sia l'area lorda di progetto che la nuova SE "Ittiri" ricadono quasi interamente all'interno della categoria di beni paesaggistici **praterie**, appartenenti alla componente di paesaggio con valenza ambientale "**Aree seminaturali**", ad eccezione di una piccola porzione a sud dell'area di impianto che ricade all'interno della categoria **vegetazione a macchia e aree umide** appartenente alla componente di paesaggio con valenza ambientale "**Aree con forte presenza di ambiti naturali e subnaturali**" che, in ogni caso, **viene lasciata fuori dall'installazione delle strutture di progetto** essendo interessata, come si vedrà più avanti (cfr. § 1.3.4.1), anche da aree in classe di pericolosità elevata da frana "Hg3".

Il cavo di connessione AT attraversa **praterie** e **colture arboree specializzate**, appartenenti, queste ultime, alla componente di paesaggio "**Aree ad utilizzazione agro-forestale**".

Preme specificare che i layer relativi alla vincolistica ex D.Lgs. n.42/2004, pur presenti nella Tav.2 del PPR, sono stati riportati nella tavola dedicata di cui alla Figura 1.18: elab. di progetto "21-00013-IT-BESSUDE_SA_T03_Rev0_Analisi PPR_Vincoli" (estratto non in scala).

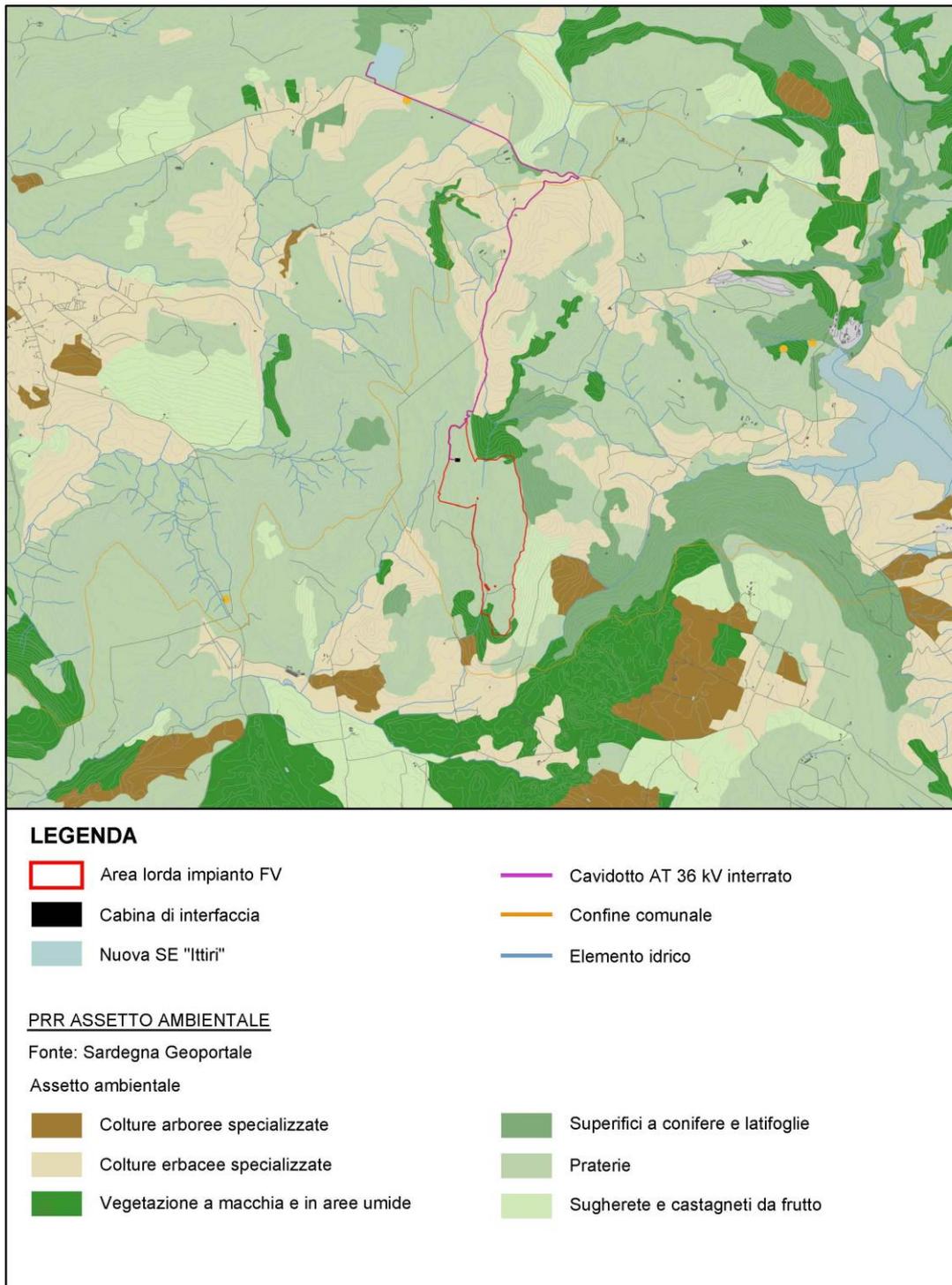


Figura 1.17: elab. di progetto "21-00013-IT-BESSUDE_SA_T05_Rev0_Analisi PPR_Assetto ambientale" tratto dalla Tav.2 del PPR (estratto non in scala)

In generale, per tutte le aree che compongono le componenti di paesaggio con valenza ambientale l'art.21 delle NTA dispone che in esse possono essere realizzati gli interventi pubblici del sistema delle infrastrutture di cui all'art.102, ricompresi nei rispettivi piani di settore, non altrimenti localizzabili.

A proposito, come indicato nell'elab. "21-00013-IT-BESSUDE_SA_R11_Rev0_Studio di Impatto Ambientale" il Piano energetico Ambientale Regione Sardegna - PEARS 2015-2030 allo scopo di realizzare l'obiettivo 2030 del 50% di riduzione delle emissioni di CO₂ associate ai consumi della Sardegna, rispetto ai valori stimati nel 1990, uno dei pilastri su cui poggia la strategia regionale è quello di innescare una trasformazione del sistema energetico Sardo che consenta sia di utilizzare efficientemente le risorse energetiche rinnovabili già disponibili, sia di programmare le nuove con l'obiettivo di incrementarne l'utilizzo locale; in aggiunta, l'integrazione dei sistemi energetici permetterà di sviluppare quelle sinergie idonee a incrementare sia l'efficienza di conversione delle fonti energetiche primarie che la gestibilità e flessibilità del sistema nel suo complesso concorrendo al raggiungimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni.

In quanto alla scelta della localizzazione, tralasciando la nuova SE che deriva dalla STMG rilasciata da Terna, merita rammentare qui l'elab. di progetto "21-00013-IT-BESSUDE_SA_R13_Rev0_Relazione pedo-agronomica" che, stante le caratteristiche pedologiche, geomorfologiche e di copertura del suolo e destinazione d'uso del sito prescelto per la realizzazione del campo fotovoltaico, mira a valorizzare le condizioni del pascolo mediante lo sviluppo di un progetto che prevede, in via preliminare, la semina di specie migliorative in situ. Come indicato dalle tavole del PUP-PTC (§ 1.3.2.2) la Carta delle "Classi della suscettività al miglioramento dei pascoli" indica il sito in questione in "classe N2" alla quale sono ascritti: *"i territori o unità cartografiche di territorio che presentano limitazioni tanto severe al miglioramento dei pascoli e al successivo uso da escludere in ogni modo e nel tempo le possibilità di utilizzo a pascolo migliorato"*. Pertanto, **grazie a questo progetto si evita di sottrarre al pascolo territori a maggiore suscettività intendendo, comunque, potenziare le opportunità di attuare interventi di miglioramento del pascolo per ovi-caprino.**

La definizione generale del sistema delle infrastrutture è data all'art.102 delle NTA nel modo seguente:

Art. 102 – Sistema delle infrastrutture. Definizione

1. Il sistema delle infrastrutture comprende i nodi dei trasporti (porti, aeroporti e stazioni ferroviarie), la rete della viabilità (strade e ferrovie), il ciclo dei rifiuti (discariche, impianti di trattamento e incenerimento), il ciclo delle acque (depuratori, condotte idriche e fognarie), il ciclo dell'energia elettrica (centrali, stazioni e linee elettriche) gli impianti eolici e i bacini artificiali.

Vi rientrano, quindi, le infrastrutture elettriche, mentre tra gli impianti di produzione di energia elettrica che sfruttano le FER sono annoverati solo gli impianti eolici.

Il successivo art.103 ne fornisce le prescrizioni puntuali, delle quali si riportano qui solo i primi commi attinenti all'oggetto di studio:

Art. 103 - Sistema delle infrastrutture. Prescrizioni

1. Gli ampliamenti delle infrastrutture esistenti e la localizzazione di nuove infrastrutture sono ammessi se:
 - a) previsti nei rispettivi piani di settore, i quali devono tenere in considerazione le previsioni del P.P.R;
 - b) ubicati preferibilmente nelle aree di minore pregio paesaggistico;
 - c) progettate sulla base di studi orientati alla mitigazione degli impatti visivi e ambientali.
2. E' fatto obbligo di realizzare le linee MT in cavo interrato, salvo impedimenti di natura tecnica, nelle aree sottoposte a vincolo paesaggistico ai sensi dell'articolo 134 del Decreto legislativo n. 42/04, nelle aree ricadenti all'interno del sistema regionale dei parchi, delle riserve e dei monumenti naturali, dei Siti d'Interesse Comunitario di cui alla Direttiva 92/43 CE "Habitat", nonché dei parchi nazionali ai sensi della Legge n. 394/91, e di eliminare altresì le linee aeree che non risultassero più funzionali, a seguito della realizzazione dei nuovi interventi.
3. Per la realizzazione di nuove infrastrutture, in prossimità di Aree Protette, SIC e ZPS, dovranno essere espletate le procedure di Valutazione d'incidenza.

Con riguardo alle disposizioni di tale articolo si sottolinea che il progetto in esame è accompagnato da uno Studio di inserimento urbanistico, uno Studio di Impatto Ambientale e una Relazione paesaggistica corredata da elaborati grafici delle foto simulazioni e delle interferenze visive; mentre, come evidenziato negli Studi cit. e dalla tavola dedicata alle Aree naturali, l'area vasta non è assolutamente interferita da alcuna area protetta o sito della rete Natura 2000, non emergendo quindi la necessità di sottoporre gli interventi ad una Valutazione di incidenza.

Il progetto prevede, poi, che l'intera linea di connessione 36kV alla SE "Ittiri" avvenga mediante cavo interrato. In corrispondenza degli elementi idrici verrà utilizzata la tecnologia trivellazione orizzontale controllata (TOC), tecnologia "no-dig" che permette la posa in opera dei cavi in maniera teleguidata, senza eseguire scavi a cielo aperto.

Scendendo nello specifico della disciplina dei beni e delle componenti di paesaggio ambientale coinvolti dalle opere di progetto, vale quanto segue:

- A. Le **"Aree semi-naturali"** a cui appartengono le preterie, segnatamente **"praterie di pianura e montane secondarie"** ove avranno sede sia il campo fotovoltaico che la nuova SE, sono definite all'art.25 delle NTA come *"caratterizzate da utilizzazione agro-silvopastorale estensiva, con un minimo apporto di energia suppletiva per garantire e mantenere il loro funzionamento"* e disciplinati agli artt. 26 e 27 delle NTA, dei quali ai presenti fini si riportano i seguenti estratti:

Art. 26 - Aree seminaturali. Prescrizioni

1. Nelle aree seminaturali sono vietati gli interventi edilizi o di modificazione del suolo ed ogni altro intervento, uso od attività suscettibile di pregiudicare la struttura, la stabilità o la funzionalità ecosistemica o la fruibilità paesaggistica, fatti salvi gli interventi di modificazione atti al miglioramento della struttura e del funzionamento degli ecosistemi interessati, dello status di conservazione delle risorse naturali biotiche e abiotiche, e delle condizioni in atto e alla mitigazione dei fattori di rischio e di degrado.

[...]

Art. 27 - Aree seminaturali. Indirizzi

1. La pianificazione settoriale e locale si conforma ai seguenti indirizzi:

Orientare:

- a) il governo delle zone umide costiere al concetto della gestione integrata, e in particolare al mantenimento delle attività della pesca stagnale tradizionale, della produzione del sale (saline) e alla conservazione della biodiversità;
- b) la gestione e la disciplina delle dune e dei litorali sabbiosi soggetti a fruizione turistica al mantenimento o al miglioramento del loro attuale assetto ecologico e paesaggistico, regolamentando l'accessibilità e la fruizione compatibile con la conservazione delle risorse naturali;
- c) la gestione delle aree pascolive in funzione della capacità di carico di bestiame; la gestione va comunque orientata a favorire il mantenimento di tali attività;

[...]

A proposito dell'art.26, co.1 e art.27, co.1, lett. c) preme rammentare che il progetto in esame si inserisce nel regime agrovoltico per cui la realizzazione dell'impianto non prevede modifiche strutturali permanenti al suolo e sarà accompagnato da un Piano di valorizzazione culturale finalizzato al pascolo migliorato, come accennato innanzi e come meglio descritto nell'elab. di progetto "21-00013-IT-BESSUDE_SA_R13_Rev0_Relazione pedo-agronomica" a cui si rimanda, che prevede interventi preliminari di gestione del suolo mirati a ottimizzarne l'uso pascolivo.

- B. Le "Aree naturali e subnaturali" a cui appartiene la **vegetazione a macchia e aree umide**, in cui ricade una piccola porzione a sud dell'area lorda di impianto, sono definite all'art.22 delle NTA come "dipendenti per il loro mantenimento esclusivamente dall'energia solare ed ecologicamente in omeostasi, autosufficienti grazie alla capacità di rigenerazione costante della flora nativa". Per esse, l'art.23 delle NTA prevede le medesime prescrizioni di cui all'art.26, co.1, tuttavia senza alcuna eccezione: come innanzi già espresso tale porzione dell'area lorda di impianto **viene lasciata fuori dall'installazione delle strutture di progetto**, essendo per altro interessata anche da aree in classe di pericolosità elevata da frana "Hg3" (cfr. § 1.3.4.1).

Deve poi aggiungersi che gli interventi migliorativi preliminari previsti dal Piano di valorizzazione culturale cit. vanno nella direzione indicata all'art.24 che formula gli Indirizzi per la pianificazione settoriale e locale per dette Aree di "mantenere la struttura originaria della vegetazione,

favorendo l'evoluzione naturale degli elementi nativi" (art.24, co.1, lett. b), punto 2), nonché di evitare *"tagli e utilizzazioni che compromettano il regolare sviluppo della vegetazione"* (art.24, co.1, lett. a), punto 6).

- C. Le **"Aree ad utilizzazione agro-forestale"**, infine, cui appartengono le **colture arboree specializzate**, parzialmente attraversate dal cavo di connessione AT, sono definite all'art.28 delle NTA come *"aree con utilizzazioni agro-silvo pastorali intensive, con apporto di fertilizzanti, pesticidi, acqua e comuni pratiche agrarie che le rendono dipendenti da energia suppletiva per il loro mantenimento e per ottenere le produzioni quantitative desiderate"*. Per esse sono poste le seguenti prescrizioni:

Art. 29 - Aree ad utilizzazione agro-forestale. Prescrizioni

1. La pianificazione settoriale e locale si conforma alle seguenti prescrizioni:

- a) vietare trasformazioni per destinazioni e utilizzazioni diverse da quelle agricole di cui non sia dimostrata la rilevanza pubblica economica e sociale e l'impossibilità di localizzazione alternativa, o che interessino suoli ad elevata capacità d'uso, o paesaggi agrari di particolare pregio o habitat di interesse naturalistico, fatti salvi gli interventi di trasformazione delle attrezzature, degli impianti e delle infrastrutture destinate alla gestione agro-forestale o necessarie per l'organizzazione complessiva del territorio, con le cautele e le limitazioni conseguenti e fatto salvo quanto previsto per l'edificato in zona agricola di cui agli artt. 79 e successivi;
- b) promuovere il recupero delle biodiversità delle specie locali di interesse agrario e delle produzioni agricole tradizionali, nonché il mantenimento degli agrosistemi autoctoni e dell'identità scenica delle trame di appoderamento e dei percorsi interpoderali, particolarmente nelle aree perturbane e nei terrazzamenti storici;
- c) preservare e tutelare gli impianti di colture arboree specializzate.

Rispetto a tali aree, in corrispondenza degli elementi idrici, si ribadisce quanto già detto circa il ricorso ad una tecnologia "no-dig" per la posa del cavidotto AT allo scopo di contenere al massimo i disagi associati all'intervento di interrimento.

Infine, l'estratto in Figura 1.17 mostra che per quanto riguarda l'area vasta si riscontra la presenza di aree di recupero ambientale, precisamente "scavi" e di aree di interesse naturalistico istituzionalmente tutelate, precisamente "oasi permanenti di protezione faunistica", grande distanza dalle zone di progetto e in alcun modo interferite dalla sua realizzazione.

Come detto sopra, la restituzione dell'analisi del **sistema di vincoli** ex artt.136, 142 e 143 del D.Lgs. n.42/2004 è data dalla Tavola dei Vincoli richiamata in Figura 1.18, dalla quale si può osservare che l'area lorda dell'impianto FV interseca il vincolo della fascia di rispetto di 150 m dalle sponde dei fiumi, torrenti e corsi d'acqua di cui all'art.142, co.1, lett.c) che rimane del tutto esente dal posizionamento delle opere di progetto. Il cavo di connessione AT, lungo il suo sviluppo verso nord non interseca nessun vincolo, così come il punto di interconnessione nei pressi della nuova stazione elettrica di Terna. Inoltre, si riscontra la presenza di beni paesaggistici storico-culturali di cui agli artt.136 e 143 del Codice, che, pur essendo interni al raggio di analisi di 5 km non interferiscono in modo diretto con

le opere in progetto: per approfondimenti in merito si rimanda all'elab. "21-00013-IT-BESSUDE_RS_R01_Rev0_Relazione Archeologica".

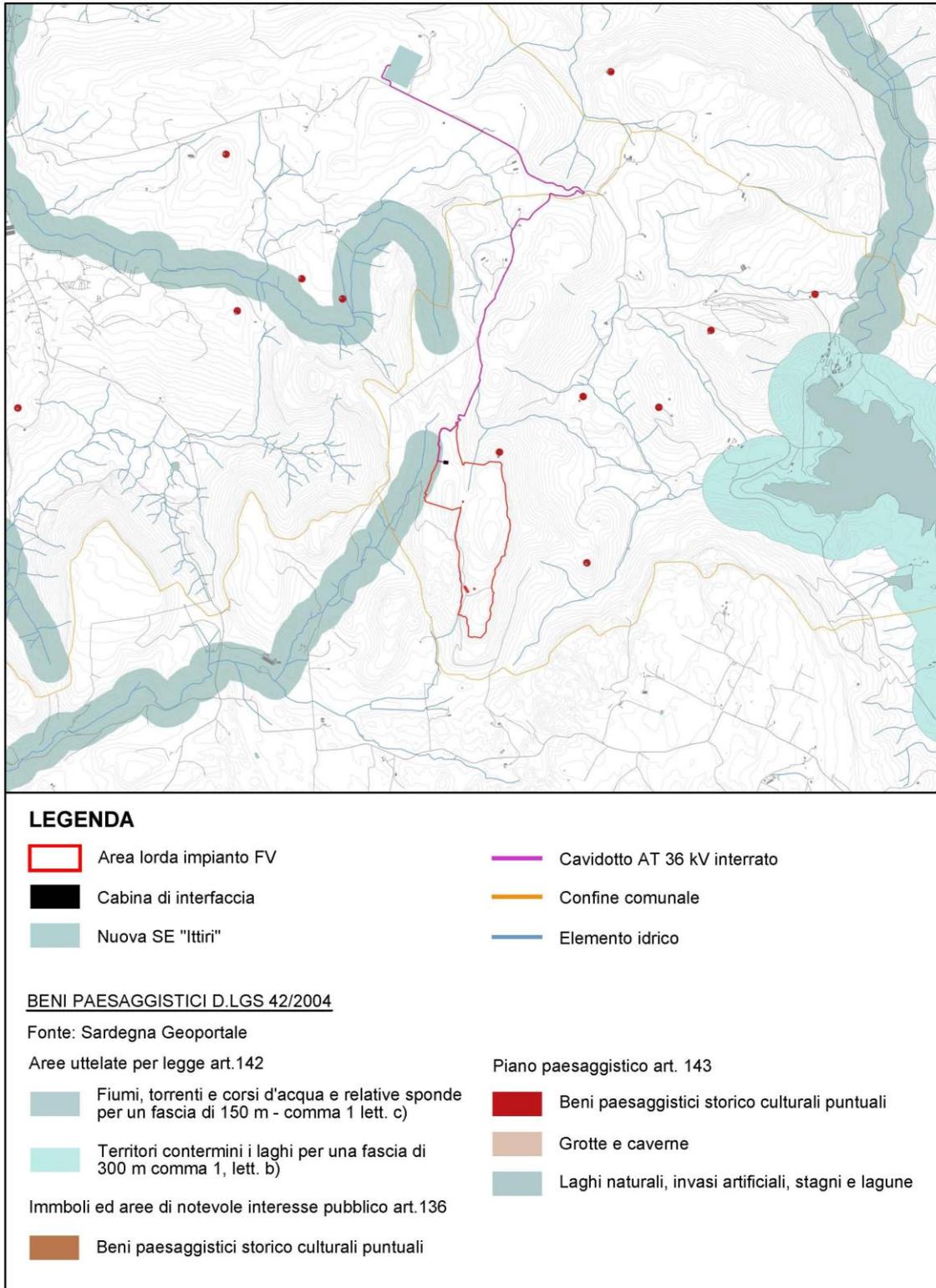


Figura 1.18: elab. di progetto "21-00013-IT-BESSUDE_SA_T03_Rev0_Analisi PPR_Vincoli" (estratto non in scala)

1.3.2.2 *Piano Urbanistico Provinciale - Piano Territoriale di Coordinamento (PUP-PTC) della Provincia di Sassari*

Il Piano Urbanistico Provinciale - Piano Territoriale di Coordinamento (PUP-PTC) di Sassari PTC è stato adottato in via preliminare con D.C.P. n.13 del 29.02.2000, in via successiva con D.C.R. n.31 del 29.07.2004 e approvazione in via definitiva da parte del Consiglio provinciale con Delibera n.18 del 04.05.2006.

Il Piano territoriale di coordinamento, previsto dalla L. 142/90 (oggi D.Lgs. 267/00), è stato assimilato al Piano urbanistico provinciale previsto dalla L.R. 45/89: in sostanza si parla di PUP-PTC quale unico strumento pianificatorio fondamentale dell'Ente, che detta le linee di indirizzo per le azioni di sviluppo e per la gestione del territorio.

Il PUP-PTC di Sassari delinea il progetto territoriale della Provincia proponendo una nuova organizzazione volta a dotare ogni parte del territorio provinciale di una specifica qualità urbana, ad individuare per ogni area una collocazione soddisfacente nel modello di sviluppo assunto e a fornire un quadro di riferimento all'interno del quale le risorse e le potenzialità di ogni area vengono esaltate e coordinate. Il Pup-Ptc della Provincia di Sassari ha assunto tra le opzioni di base la sostenibilità ambientale attraverso l'individuazione dei requisiti dell'azione progettuale: equità territoriale, perequazione ambientale, economia di prossimità, assunzione dell'ambiente, inteso come natura e storia, quale nucleo centrale dell'intero progetto di territorio. Sulla base di tali opzioni il PUP-PTC, propone la costruzione di un progetto di territorio (progetto ambientale) attraverso una metodologia improntata al coinvolgimento degli attori, alla adeguata rappresentazione dei problemi, alla individuazione e condivisione delle scelte, alla flessibilità del metodo operativo. Detto Piano si compone di una serie di elaborati che, in sintesi, sono rappresentati da una Relazione di sintesi, la Normativa di coordinamento degli usi e delle procedure, con relativi allegati e vari elaborati cartografici articolati in:

- Geografie
- Ecologie
- Sistemi di organizzazione dello spazio
- Campi del progetto ambientale

A seguito di una serie di modifiche normative (L.R. n.9/2006 di ripartizione di funzioni e compiti tra Regione ed Enti locali, in attuazione delle Norme di attuazione dello Statuto speciale della Regione Sardegna e in coerenza con le modifiche al Titolo V della parte seconda della Costituzione) e sopravvenuti strumenti di piano (Piano paesaggistico regionale e Piano di assetto idrogeologico) a cui hanno fatto seguito specifici protocolli di intesa fra gli Enti coinvolti (Protocolli di intesa tra Regione e Province per l'adeguamento dei Piani provinciali al PPR e Protocolli Regione-Comuni-Province per l'adeguamento dei Piani comunali al PPR stipulati a fine del 2006) nel 2006 la Provincia ha dato avvio al procedimento di VAS finalizzato alla revisione del Piano in esame.

Nell'ambito di tale procedimento, che in ogni caso, assumeva come riferimento territoriale quello della provincia di Sassari come configurata ad opera della L.R. n.9 del 12/07/2001, che all'epoca istituì la nuova Provincia di Olbia – Tempio, e non più dell'intero territorio settentrionale della Sardegna, sono stati prodotti gli elaborati cartografici 2008.

Pertanto, con finalità meramente ricognitive, l'analisi della cartografia del PTC prende in considerazione gli elaborati di adeguamento al PPR e al PAI relativi all'anno 2008 (scala 1:200.000), che tengono debitamente conto anche delle Linee Guida per l'aggiornamento dei piani urbanistici comunali al PPR e al PAI, con riferimento, ad evidenza, alle sole porzioni del territorio che coinvolgono l'area vasta sede delle opere di progetto all'interno dei Comuni di Bessude (impianto fotovoltaico) e di Ittiri (interconnessione alla SE Terna di futuro ampliamento).

Dagli elaborati relativi alla Geografia ambientale si analizza la Tav. "Modello della capacità d'uso del suolo (A-G08.2)", riprodotta in Figura 1.19, ove il territorio in esame viene ricondotto alla *classe VIII* di capacità d'uso del suolo (*Land capability*) corrispondente ad "usi naturalistici e ricreativi" come da estratto successivo della legenda originaria:

Classi di capacità d'uso del suolo

Usi agricoli intensivi

I - Le superfici ascritte alla classe I non presentano limitazioni (o se presenti possono essere eliminate con le normali pratiche colturali), che restringano la loro utilizzazione agronomica. Ampia scelta delle colture possibili.

II - Le superfici ascritte alla classe II presentano limitazioni che riducono la scelta delle colture possibili o che richiedono pratiche moderate di conservazione.

III - Le superfici ascritte alla classe III presentano limitazioni che riducono sensibilmente la scelta delle colture possibili o che richiedono speciali pratiche di conservazione o presentano entrambe le situazioni.

IV - Le superfici ascritte alla classe III presentano limitazioni che riducono notevolmente la scelta delle colture possibili e/o che richiedono una gestione molto accurata.

Usi agricoli estensivi

V - Le superfici ascritte alla classe V non presentano rischi di erosione, o questi sono trascurabili, ma hanno limitazioni ineliminabili per cui risultano adatti al pascolo, alla produzione di foraggio, alla forestazione, alla manutenzione dell'ambiente naturale.

VI - Le superfici ascritte alla classe VI presentano severe limitazioni che li rendono inadatti alla coltivazione e limitano il loro uso al pascolo, alla produzione di foraggio, alla forestazione, alla manutenzione dell'ambiente naturale.

VII - Le superfici ascritte alla classe VII presentano limitazioni molto severe che li rendono inadatti alla coltivazione e che restringono il loro uso al pascolo, alla forestazione, alla manutenzione dell'ambiente naturale.

Usi naturalistici e ricreativi

VIII - Le superfici ascritte alla classe VIII presentano limitazioni tali da precludere il loro uso a fini produttivi e restringono lo stesso a fini ricreativi, a propositi estetici, a bacini lacustri o al mantenimento dell'ambiente naturale.

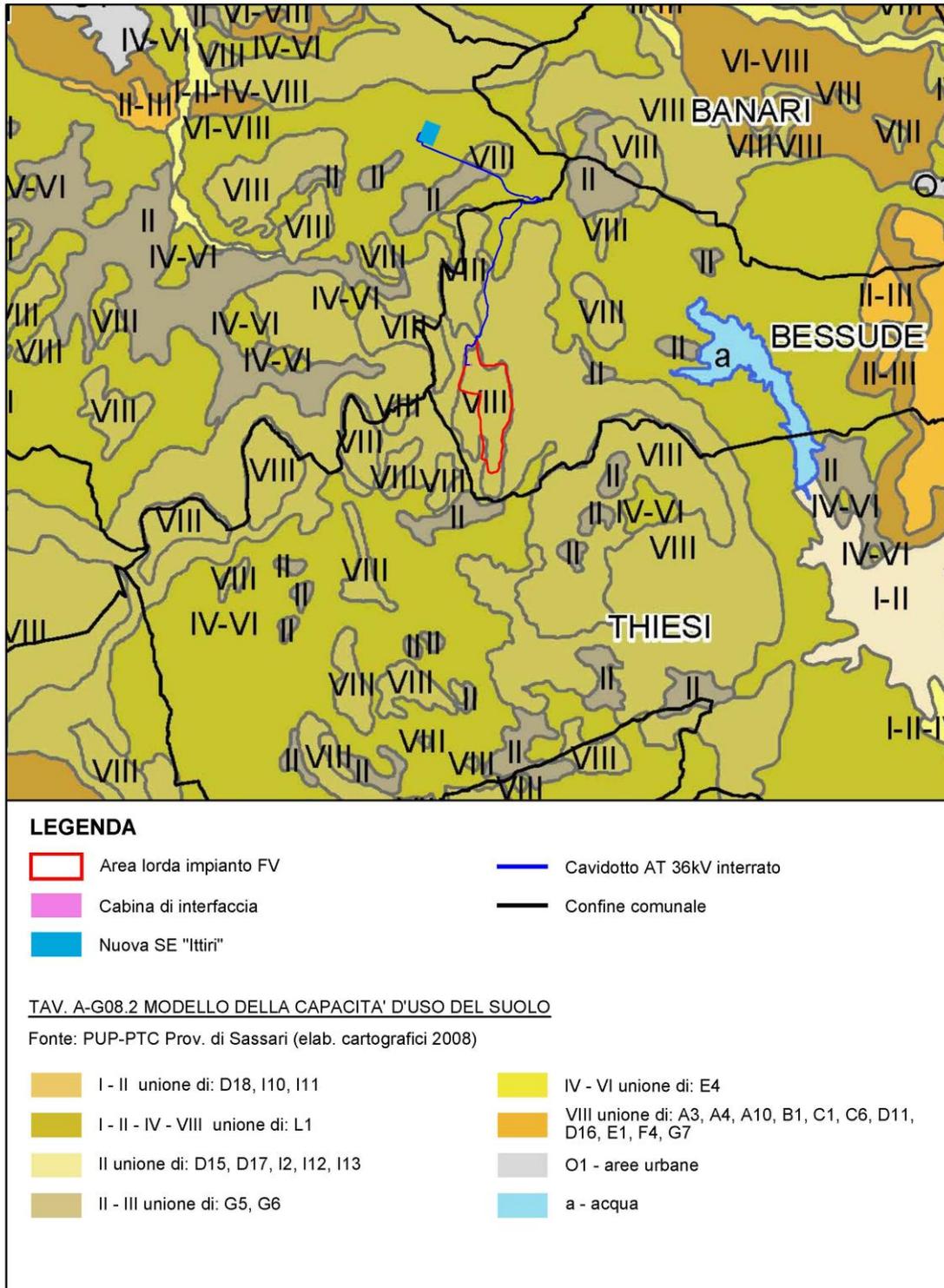


Figura 1.19: PUP-PTC "Tav. A-G08.2. Modello della capacità d'uso del suolo" (estratto non in scala)

Dalla Tav. “Modello della suscettività al miglioramento dei pascoli (A-G08.4)”, riprodotta in Figura 1.20, il territorio in esame viene ricondotto alla *classe N2* di capacità d’uso del suolo (*Land capability*) corrispondente a “*ordine non adatto o non suscettibile*” come da estratto successivo della legenda originaria:

Classi di suscettività al miglioramento dei pascoli

ordine adatto o suscettibile (S)

classe S1, comprende i territori o unità cartografiche di territorio molto adatte al pascolo. Appartengono a questa classe i territori per le quali il miglioramento pascoli e l’uso successivo comportano benefici senza rischio alcuno per la risorse. Queste superfici possono essere utilizzate per la costituzione e di prati pascoli.

classe S2, comprende i territori o unità cartografiche di territorio che presentano limitazioni da moderate a severe per il miglioramento pascoli e il successivo uso. La gravità di queste limitazioni è tale da ridurre sensibilmente la produzione che comunque rimane entro limiti accettabili.

classe S3, vi sono ascritte i territori o unità cartografiche di territorio che presentano limitazioni severe al miglioramento pascoli e al successivo uso a pascolo. Poiché presentano limitazioni solo in parte modificabili o che ne limitano la fruibilità nell’arco dell’anno gli investimenti necessari a consentire l’aumento della produttività e la conservazione del suolo devono essere attentamente valutati sotto gli aspetti tecnico-economici ed ecologici.

ordine non adatto o non suscettibile (N)

classe N1, comprende i territori o unità cartografiche di territorio che presentano potenziali produttivi molto bassi nelle quali esistono severe limitazioni al miglioramento dei pascoli e al successivo uso il cui superamento con i mezzi e le tecnologie attualmente disponibili è possibile solo con costi elevati e con grave rischio ambientale. Queste limitazioni possono o potranno essere superate nel tempo o per il progredire delle conoscenze e disponibilità tecnologiche o per il mutare delle condizioni di convenienza economica.

classe N2, alla classe N2 sono ascritte i territori o unità cartografiche di territorio che presentano limitazioni tanto severe al miglioramento pascoli e al successivo uso da escludere in ogni modo e nel tempo le possibilità di utilizzo a pascolo migliorato.

Tali indicazioni devono, tuttavia, essere poste a confronto con quanto emergente dalla successiva “Tav. D-C06. Campi dello sviluppo rurale” di cui alla Figura 1.22.

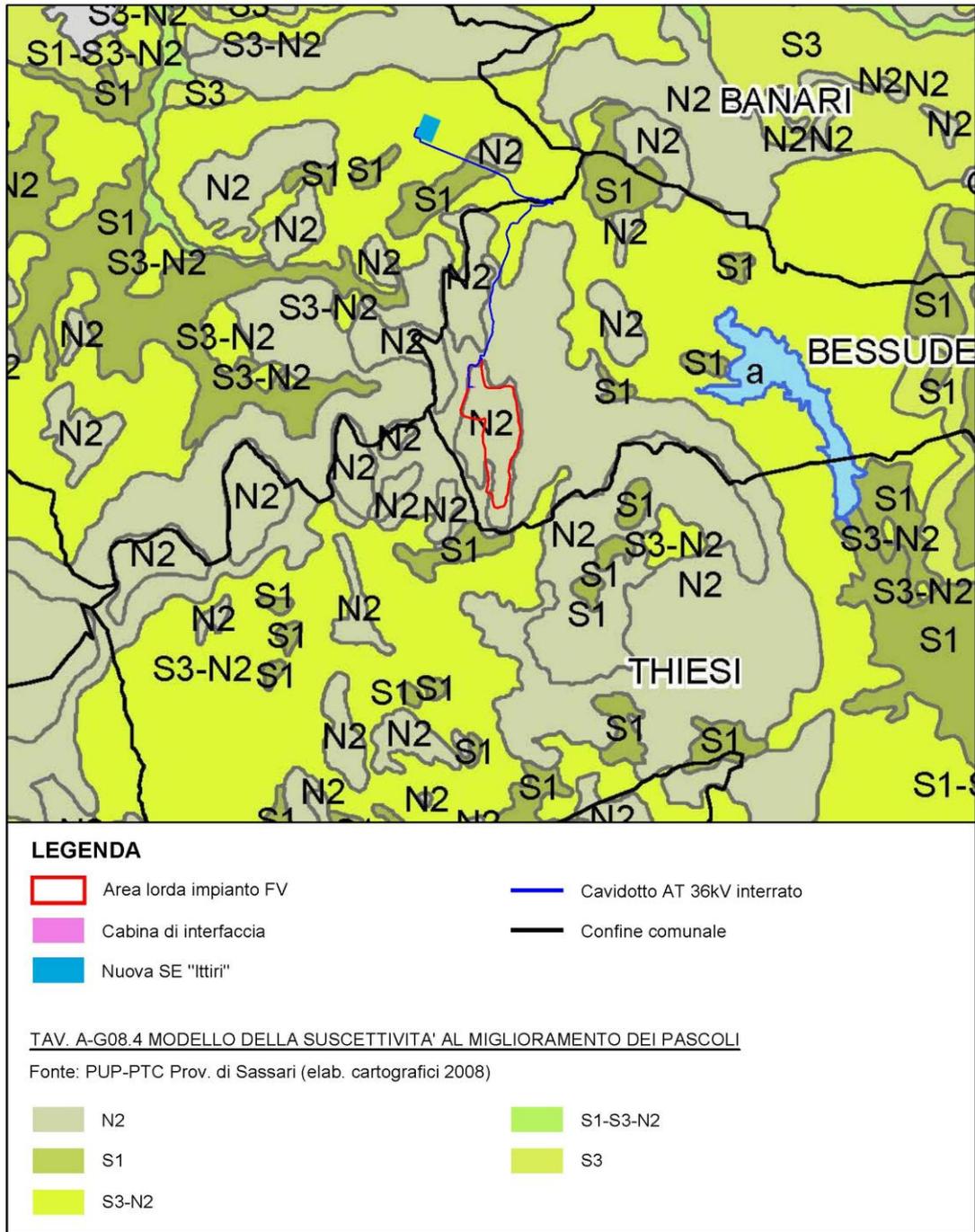


Figura 1.20: PUP-PTC "Tav. A-G08.4. Modello della suscettività al miglioramento dei pascoli" (non in scala)

Gli esiti della valutazione indicata nella Tav. A-G08.4 sono probabilmente legati, oltre che alla precedente carta pedologica del PUP-PTC (carte 2000), agli elementi emergenti dalla successiva Tav. "Modello del manto vegetale (A-G09)", riprodotta in Figura 1.21, che mostra l'area sede di impianto adagiata su zone di gariga (come "Serie sarda termomediterranea dell'olivastro Sa10 – Asparago albi-Oleetum sylvestri") circondate da vegetazione naturale potenziale e gariga (come "Serie sarda, calcifuga, mesomediterranea della sughera Sa20, Viola dehnardtii-Quercetum suberis").

A proposito preme annotare che tale elaborato provinciale è stata costruita sulla base della carta UdS 2003 della Regione Sardegna e seguendo quanto indicato in Allegato 2 del Piano Forestale e Ambientale Regionale, e, come dichiarato in tavola: *"l'elaborato costituisce un documento preliminare in previsione di un ulteriore dettaglio delle informazioni contenute"*.

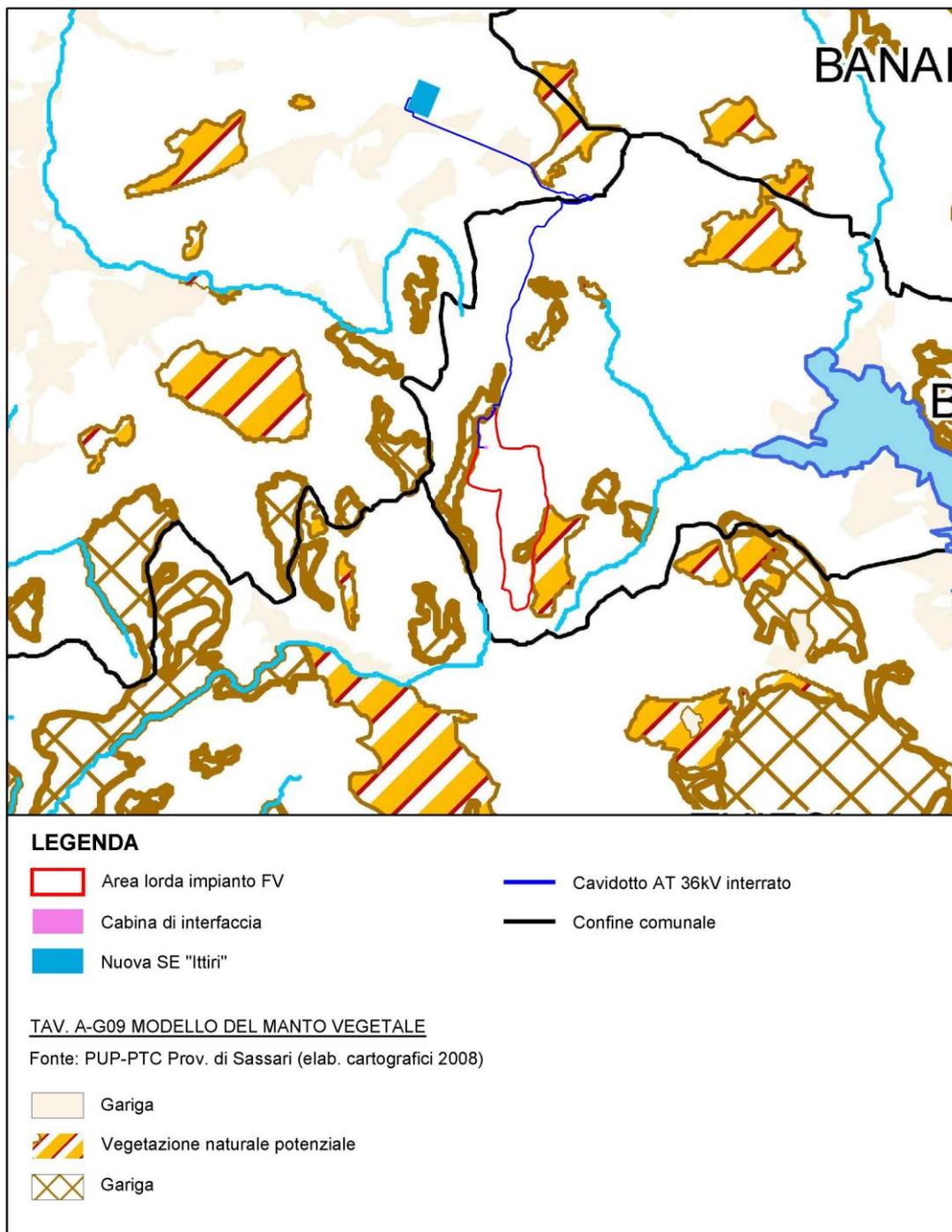


Figura 1.21: PUP-PTC "Tav. A-G09. Modello del manto vegetale" (estratto non in scala)

Le Tavole “A-G17. Sistema della pianificazione comunale” e “A-G18. Sistema dei vincoli e delle gestioni speciali” sono state riprodotte per estratto, rispettivamente, nella Figura 1.23 e Figura 1.24 a commento della pianificazione urbanistica di Bessude (§ 1.3.3.1), giacché non è stato possibile reperire le tavole del PUC del comune.

Del sistema di elaborati “Campi del progetto ambientale”, infine, la “**Tav. D-C06. Campi dello sviluppo rurale**” riprodotta per estratto in Figura 1.22, si può osservare che la zona di impianto si estende su una vasta area che ricomprende l’intero territorio comunale di Bessude di “campo dell’allevamento bovino semintensivo” e “campo lattiero caseario del Mejlogu, che caratterizza anche la zona della connessione e della nuova SE “Ittiri”, area globalmente contrassegnata come “campi della selvicoltura”.

A proposito, merita richiamare il *rationale* che sta alla base di tale elaborato, come indicato nella legenda originale nei seguenti termini:

Nell’elaborato in adeguamento del Pup – Ptc al Ppr in riferimento all’art. 106 co. 1 punto 1 delle sue Nta, che richiedono alle Province di “acquisire previa verifica i dati e le informazioni necessarie alla costruzione del quadro conoscitivo territoriale provinciale integrandosi a tale scopo con quelle della pianificazione regionale”. Inoltre i contenuti dell’elaborato affrontano anche l’art. 106 co. 1 punto 4 delle sue Nta, che richiedono alle Province di “Indicare gli obiettivi generali, la strategia di tutela e di valorizzazione del patrimonio agroforestale e dell’agricoltura specializzata, in coerenza con gli strumenti di programmazione del settore agricolo e forestale”.

Il Pup - Ptc individua i “Campi dello sviluppo rurale”, che costituiscono il quadro conoscitivo e d’indirizzo per la predisposizione di norme di regolamentazione dell’uso del territorio agricolo.

Questi sono stati individuati per quanto riguarda le aree prettamente agricole e forestali grazie all’utilizzo delle informazioni cartografiche derivanti dall’uso del suolo ma anche delle conoscenze sulle potenzialità esistenti nel territorio; per quanto riguarda i campi degli allevamenti e del lattiero caseario si sono utilizzate le conoscenze sulla distribuzione delle aziende zootecniche e di lattiero casearie. Per una migliore leggibilità non viene rappresentato il Campo dell’allevamento ovino che si estende per tutta la provincia .

Il progetto agronomico elaborato ai fini del presente procedimento di cui all’elab. “21-00013-IT-BESSUDE_SA_R13_Rev0_Relazione pedo-agronomica” intende far premio delle peculiarità dell’area di impianto indicate anche in tavola per valorizzare il pascolo migliorato in associazione con la realizzazione del campo fotovoltaico in regime, appunto, agrovoltaico.

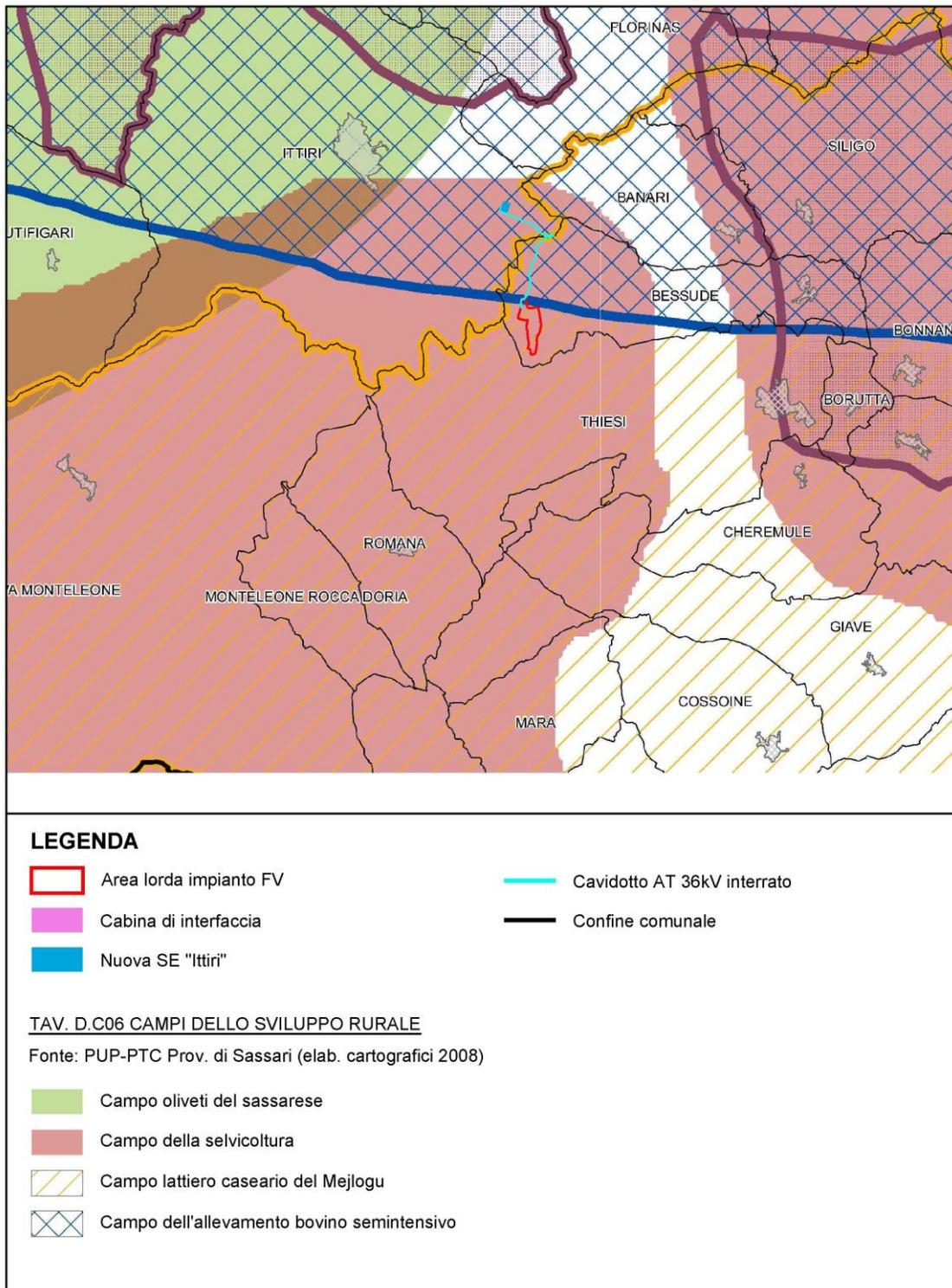


Figura 1.22: PUP-PTC "Tav. D-C06. Campi dello sviluppo rurale" (estratto non in scala)

1.3.3 Pianificazione urbanistica

1.3.3.1 Piano di Fabbricazione (Pdf) del Comune di Bessude

Lo strumento urbanistico del Comune di Bessude tuttora vigente corrisponde a Piano di Fabbricazione e Regolamento edilizio approvati con Del.C.C. n.1 del 28.02.1977 e pubblicati su BURAS n.32 del 08.09.1977, sottoposto poi a varianti successive, l'ultima delle quali costituita dalla variante n.5, prima variante generale al Pdf, approvata in via definitiva con Del.C.C. n.34 del 23/06/1990 e pubblicata su BURAS n.11 del 16/04/1991.

Poiché sul sito del Comune⁴ e sul portale dedicato alla consultazione dei Piani urbanistici comunali del Geoportale regionale⁵ non è pubblicato alcun elaborato cartografico, come anticipato al Par. precedente le informazioni relative alla zonizzazione del territorio e alla vincolistica sovraordinata, derivante dal PPR, sono tratte dalla cartografia provinciale indagata innanzi.

Pertanto, dalla Figura 1.23, che riproduce per estratto la "Tav. A-G17. Sistema della pianificazione comunale" del PUP-PTC (elab. cartografici 2008, scala 1:200.000) è possibile osservare che tutta l'area del campo fotovoltaico e delle infrastrutture annesse ricade in zona "E" a destinazione agricola; le zone indicate come "di salvaguardia" sono lambite ma non interferite dalle opere di progetto: a tal proposito merita comunque rammentare che per tutte le tipologie di attraversamenti, corpi idrici compresi, sarà utilizzata la tecnologia di trivellazione orizzontale controllata "TOC" teleguidata che evita di intervenire con scavi massivi.

Dalla Figura 1.24, che riproduce la "Tav. A-G18. Sistema dei vincoli e delle gestioni speciali" del PUP-PTC (elab. cartografici 2008, scala 1:200.000), si può osservare, di fatti, che le opere di progetto non attraversano alcuna area vincolata: la fascia di rispetto sul corso d'acqua a nord ovest dell'area di impianto rimane totalmente al di fuori delle opere di progetto, così come mostrato anche dall'elab. di progetto "21-00013-IT-BESSUDE_SA_T03_Rev0_Analisi PPR_Vincoli".

⁴ Cfr.: <https://comune.bessude.ss.it/>

⁵ Cfr.: http://webgis.regione.sardegna.it/puc_serviziconsultazione/ElencoComuni.ejb

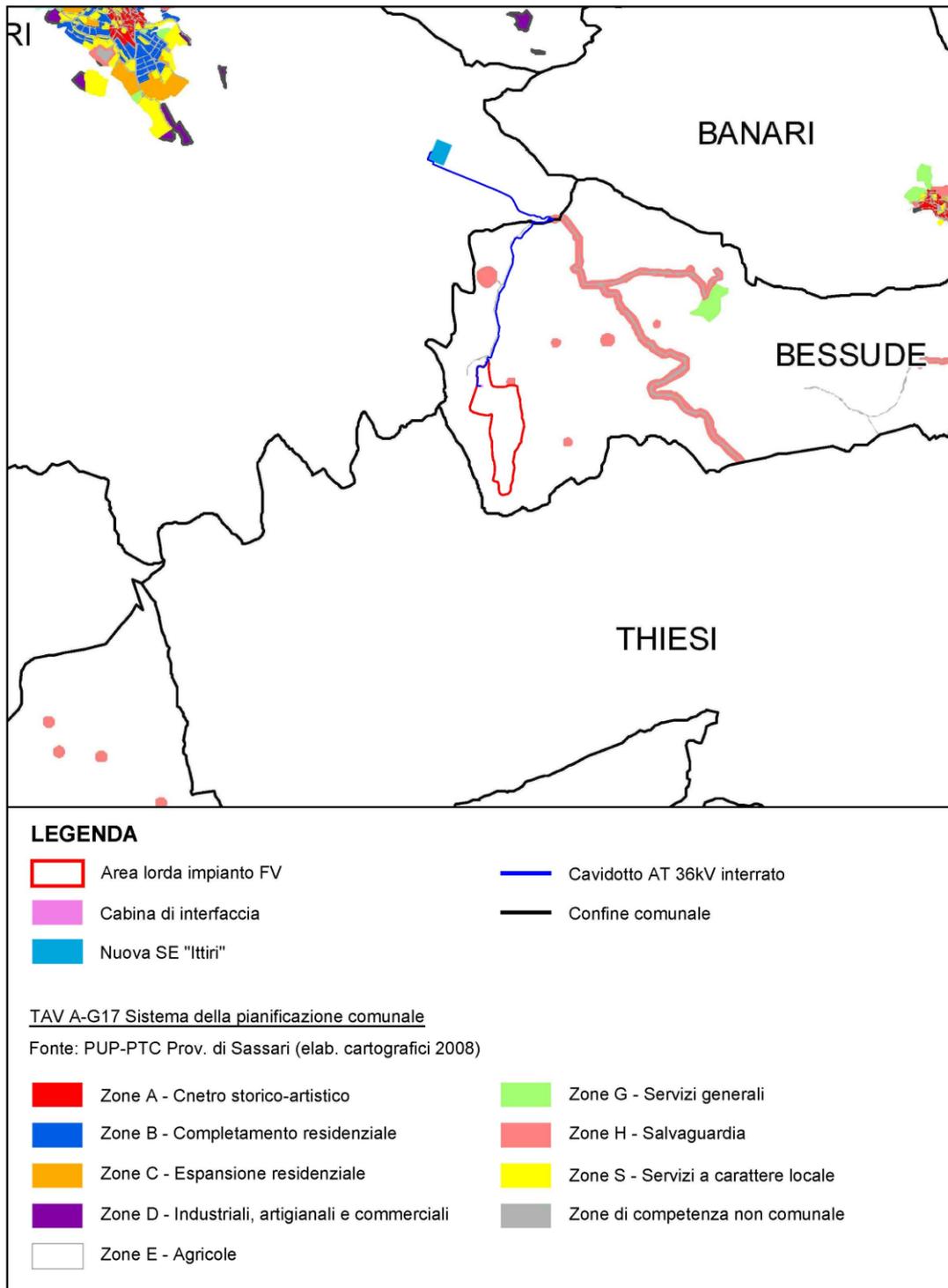


Figura 1.23: PUP-PTC "Tav. A-G17. Sistema della pianificazione comunale" (estratto non in scala)

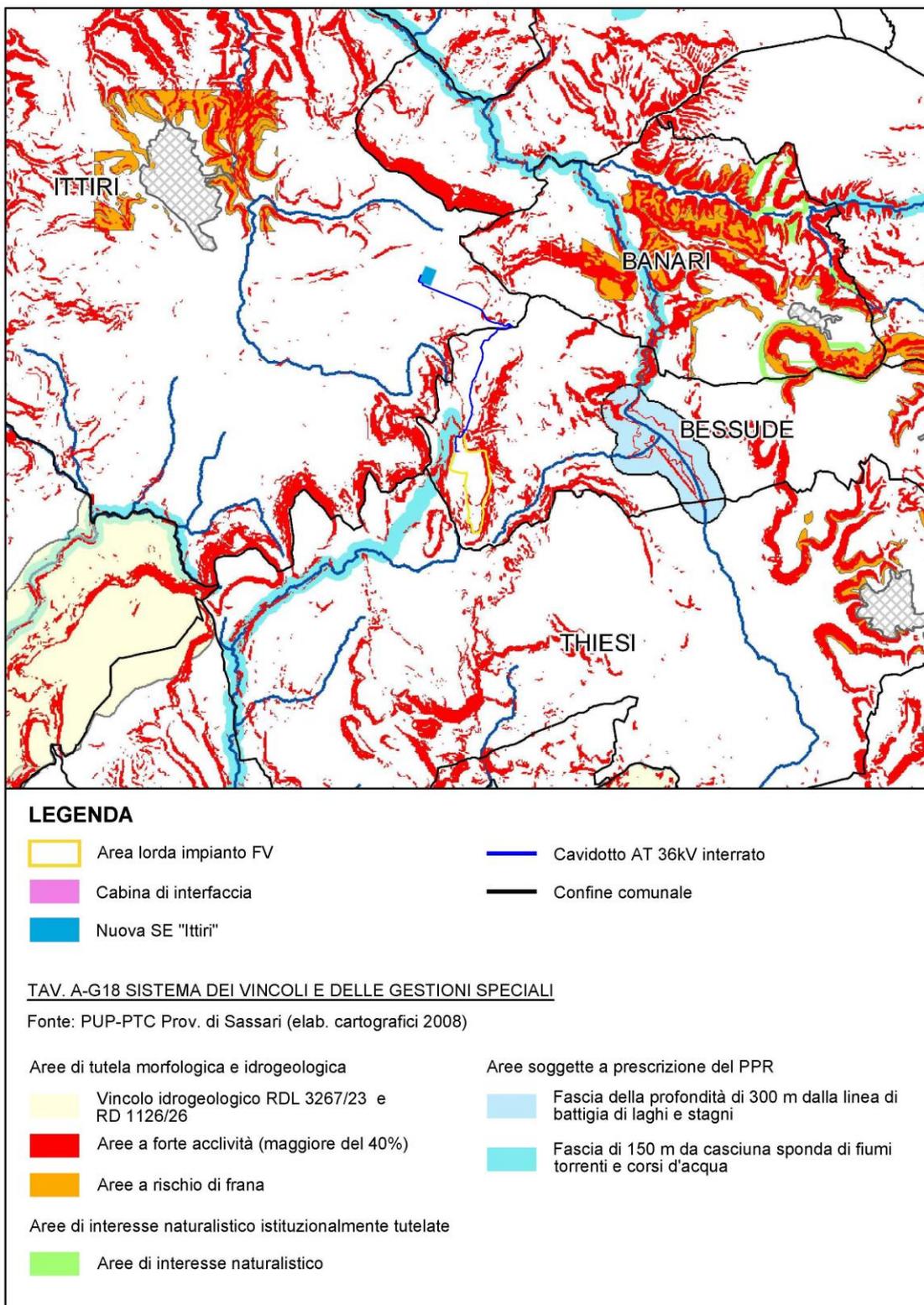


Figura 1.24: PUP-PTC "Tav. A-G18. Sistema dei vincoli e delle gestioni speciali" (estratto non in scala)

1.3.3.2 Piano urbanistico comunale (PUC) del Comune di Ittiri

Lo strumento urbanistico del Comune di Ittiri attualmente vigente è costituito dal PUC approvato con Del.C.C. n.71 del 30.11.2002 e pubblicato su BURAS n.1 del 10.01.2003, sottoposto poi a molteplici varianti successive, l'ultima delle quali corrispondente alla variante n.18, variante sostanziale, ai sensi dell'art.20 della L.R. n. 45/1989, all'art.35 delle NTA del PUC e ottemperanza alle prescrizioni della Dir.Gen. della pianificazione urbanistica territoriale e della vigilanza edilizia - servizio pianificazione paesaggistica e urbanistica, approvata con Del.C.C. n.60 del 29.12.2021⁶.

Nel complesso, le NTA vigenti sono quelle approvate in via definitiva con Del.C.C. n.7 del 05.02.2020 (BURAS n.12 del 12.03.2020) a mente della quale è stata approvata la *“Variante non sostanziale al P.U.C. seguito della traslazione del P.A.I. alla scala grafica della strumentazione urbanistica vigente e adeguamento delle NTA del PUC alla disciplina del P.A.I.”*.

Le tavole del PUP-PTC riportate al §1.3.3.1 trovano una conferma per quel che concerne il territorio comunale di Ittiri grazie alla consultazione del web gis attraverso il quale l'Amministrazione consente la consultazione pubblica della cartografica comunale.⁷

Nel merito, dalla consultazione online dei dati cartografici rivela che la nuova SE “Ittiri” ricade nel **comparto urbanistico “E5”** definito come *“aree agricole di elevato valore ambientale, marginali per l'insediamento agricolo, costituite in prevalenza da macchia alta, bosco e pascolo arborato, di cui si ravvisa la necessità di garantire adeguate condizioni di stabilità ambientale e di tutela”*.

Le zone E, quali parti del territorio extraurbano destinate alla coltivazione dei fondi, alla silvicoltura, all'allevamento del bestiame ed alle altre attività produttive connesse, ivi compreso l'agriturismo e, all'interno di esse, i comparti E5, sono disciplinate agli artt.35 e 36 delle NTA del PUC.

L'art.35, modificato da ultimo proprio a mente della cit. Del.C.C. n.60 del 29.12.2021, indica gli usi ammessi nelle zone agricole “E”; nelle zone “E5”, in particolare, l'art.36 sono sempre consentiti, fra il resto: *“Interventi connessi alla realizzazione di opere pubbliche o di preminente interesse pubblico quali quelle connesse al soddisfacimento del bisogno idrico regionale e tutte le altre opere di urbanizzazione, di servizio pubblico o di preminente interesse pubblico. Per tali opere è necessaria l'autorizzazione di cui all'art. 7 della legge n.1497/1993.”*

Tale uso è, quindi, perfettamente conforme alla destinazione sottesa alla realizzazione della nuova SE “Ittiri”, funzionale alla connessione dell'energia prodotto dall'impianto fotovoltaico alla stazione RTN.

⁶ Cfr.: link “Pianificazione e governo del territorio” da <https://ittiri.trasparenza-valutazione-merito.it/web/trasparenza/menu-trasparenza>

⁷ Fonte: <https://www.comune.ittiri.ss.it/pg/geoportaleplus/104>

1.3.4 Pianificazione settoriale

1.3.4.1 Piano stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI) della RAS (Bacino Unico Regionale)

Il Piano per l'assetto idrogeologico (PAI), che si configura come stralcio funzionale del settore della pericolosità idraulica e idrogeologica del Piano generale di bacino, è stato previsto dai previgenti Legge n.183/1989 e D.L. n.180/1998 (e s.m.i.).

Il PAI della Regione Autonoma Sardegna (Bacino Unico Regionale) è stato approvato con Decreto del Presidente della Regione Sardegna n.67 del 10/07/2006 e rappresenta un importantissimo strumento conoscitivo, normativo e tecnico-operativo ai fini della pianificazione e programmazione delle azioni e delle norme d'uso finalizzate alla conservazione, alla difesa e alla valorizzazione del suolo, alla prevenzione del rischio idrogeologico individuato sulla base delle caratteristiche fisiche ed ambientali del territorio regionale.

Il PAI in esame individua le aree a rischio per fenomeni di piena e di frana, secondo quanto previsto dalla Legge 267/1998, e perimetra altresì le aree caratterizzate da elementi di pericolosità idrogeologica, dovute a instabilità di tipo geomorfologico o a problematiche di tipo idraulico, sulle quali si applicano le norme di salvaguardia contenute nelle Norme di Attuazione del Piano. Tali Norme si applicano anche alle aree a pericolosità idrogeologica le cui perimetrazioni derivano da studi di compatibilità geologica-geotecnica e idraulica predisposti ai sensi dell'art.8, co.2 delle Norme medesime e rappresentate su strati informativi specifici.

Nel particolare, la definizione da parte del PAI, accanto alle aree a rischio, come espressamente richiesto dalla normativa di riferimento, della perimetrazione delle aree pericolose è stata sviluppata nella convinzione che queste, non solo, costituissero il passaggio ai fini della individuazione delle aree a rischio, ma servissero altresì come indicazioni guida ad interventi futuri. In questo modo, mentre la carta rappresentativa del tema "rischio" fornisce il quadro del livello di rischio esistente sul territorio allo stato attuale, la carta del tema "aree pericolose per fenomeni di piena o di frana" consente di evidenziare il livello di pericolosità che insiste sul territorio benché non attualmente occupato da insediamenti antropici. Ciò allo scopo di prevenire un uso improprio del territorio in aree non sicure quali, ad esempio, nuove aree di espansione dei centri abitati, nuove attività turistiche o infrastrutture in aree non occupate, etc.

Il PAI è costituito dalla Relazione Generale, dalle Norme Tecniche di Attuazione (NTA) e dalla Cartografia delle aree a rischio e pericolose, suddivisa questa in:

- a) Atlante delle aree a rischio idraulico, delle aree pericolose e degli elementi a rischio, articolato in relazione ai sette sub-bacini della Regione già individuati nell'ambito del Piano per il Razionale Utilizzo delle Risorse Idriche della Sardegna (Piano Acque) del 1987;
- b) Atlante delle aree a rischio di frana, delle aree pericolose e degli elementi a rischio, articolato in relazione ai sette sub-bacini della Regione già individuati nell'ambito del Piano per il Razionale Utilizzo delle Risorse Idriche della Sardegna (Piano Acque) del 1987.

Ai sensi di legge, il PAI ha valore di piano territoriale di settore e, in quanto dispone con finalità di salvaguardia di persone, beni e attività dai pericoli e dai rischi idrogeologici, prevale sui piani e programmi di settore di livello regionale. Gli Enti territoriale sono chiamati a riportare alla scala grafica

della strumentazione urbanistica vigente i perimetri delle aree a rischio R4, R3, R2 e delle aree pericolose H4, H3, H2 e ad adeguare contestualmente le norme dello strumento urbanistico.

Entrando nel merito, il territorio del Comune di Bessude ove ha sede l'impianto di progetto è ricompreso all'interno del *Sub-Bacino 3 - Coghinas-Mannu-Temo*, uno dei più estesi della Sardegna, ricoprendo il 22,5% dell'intera superficie regionale, come mostrato nella figura successiva:

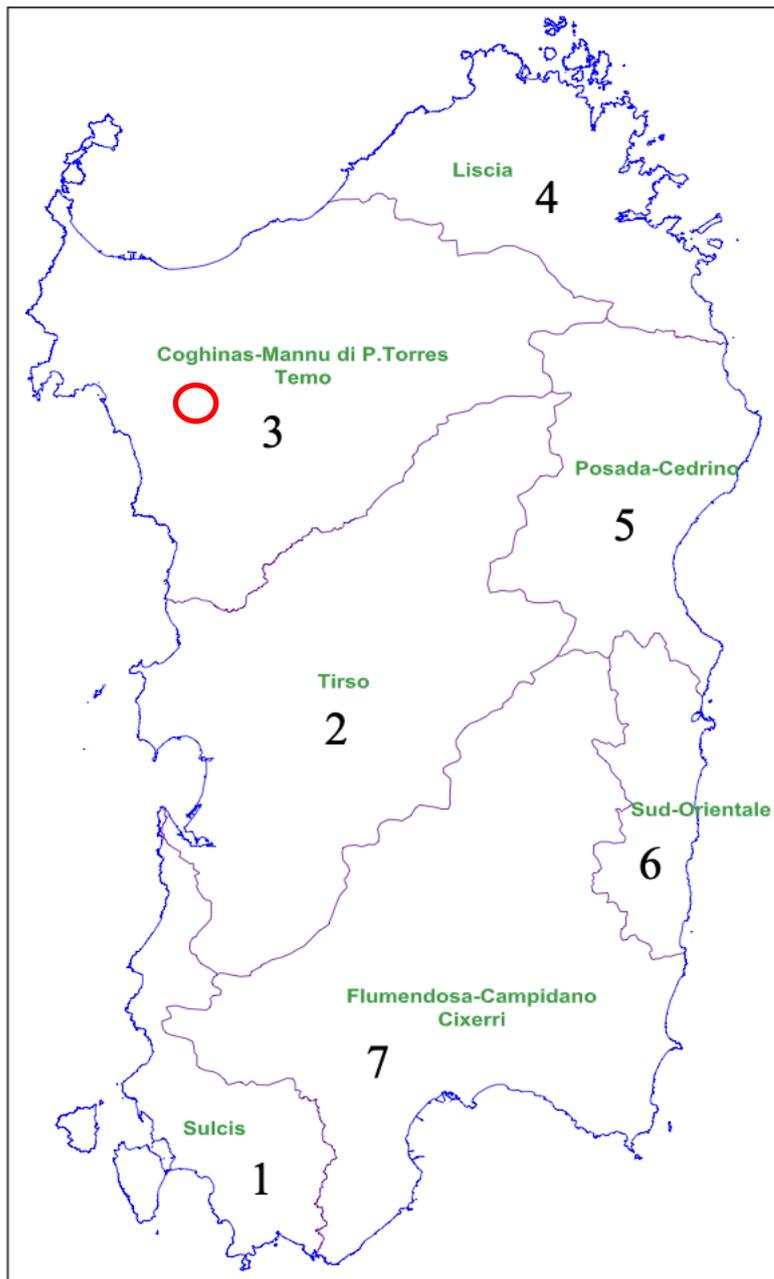


Figura 1.25: Delimitazione dei Sub-bacini Regionali Sardi – PAI Regione Autonoma della Sardegna – Relazione Generale, luglio 2004 (in rosso l'ubicazione dell'area di intervento)

Con Decreto del Presidente della Regione n.121 del 10/11/2015 (su BURAS n. 58 del 19/12/2015), in conformità alla D.G.R. n.43/2 del 01/09/2015, sono state approvate modifiche alle N.A. del PAI, fra le quali si rammenta l'integrazione alle stesse N.A. del PAI del Titolo V recante "Norme in materia di coordinamento tra il PAI e il Piano di Gestione del rischio di alluvioni (PGRA)".

Più di recente, con Del.C.I. n.12 del 21/12/2021 (BURAS n.72 del 30.12.2021) sono state adottate alcune modifiche alle norme di attuazione del PAI, successivamente approvate con D.G.R. n.2/8 del 20.01.2022 e con Decreto del Presidente della Regione n.14 del 07.02.2022.

Il Testo Coordinato delle N.A. del PAI è pubblicato sul sito dell'Autorità di Bacino regionale.

In quanto alla cartografia del PAI, la versione alla data del 11.03.2005 è consultabile in formato raster (.pdf) nella pagina della Regione dedicata al Piano stralcio di bacino per l'assetto idrogeologico (PAI) ⁸.

Nondimeno, tale cartografia non tiene conto delle varianti al PAI approvate successivamente a tale data. Di fatti, nel tempo sono state apportate alcune varianti, richieste dai Comuni o scaturite da nuovi studi o analisi di maggior dettaglio nelle aree interessate: tra queste, una delle varianti più significative approvate in via definitiva riguarda il progetto di variante generale e revisione del P.A.I. della Regione Sardegna denominato "Studio di dettaglio e approfondimento del quadro conoscitivo della pericolosità e del rischio da frana nel sub-bacino n° 3 Coghinias-Mannu-Temo".

La banca dati geografica in formato vettoriale (.shp) del P.A.I. periodicamente aggiornata è disponibile presso il Servizio difesa del suolo, assetto idrogeologico e gestione del rischio alluvioni della Direzione Generale Agenzia Regionale del Distretto Idrografico della Sardegna.

Dal mese di Marzo 2012 è attivo altresì il navigatore dedicato alla consultazione delle carte del Piano di Assetto Idrogeologico in cui è possibile consultare e scaricare le carte della pericolosità da frana e idraulica e del relativo rischio nella sezione di Sardegna Geoportale dedicata al PAI⁹

Sulla base, dunque, degli strati informativi aggiornati resi disponibili dall'AdB regionale è stata riprodotta in Figura 1.26 la tavola di cui all'elab. "21-00013-IT-BESSUDE_SA_T04_Rev0_PAI_Pericolo idrogeologico" dedicata alla cartografia del PAI (31-01-2018) per quanto riguarda i temi della pericolosità idraulica (Rev.41 – Pericolo Alluvioni PAI) e geomorfologica (Rev.42 – Rischio Frana PAI) quale mostra evidenziando che la zona proposta come sede di impianto risulta pressoché globalmente contornata da una fascia di pericolosità da frana elevata "Hg3" che compaiono qua e là anche all'interno della zona interna al recinto di impianto.

A tal proposito si precisa che tali aree sono lasciate al di fuori delle infrastrutture di progetto.

⁸ Cfr.: <https://www.regione.sardegna.it/j/v/25?&s=28677&v=2>

⁹ Cfr.:

<https://www.sardegnageoportale.it/index.php?xsl=2420&s=40&v=9&c=14484&es=6603&na=1&n=100&esp=1&tb=14401>

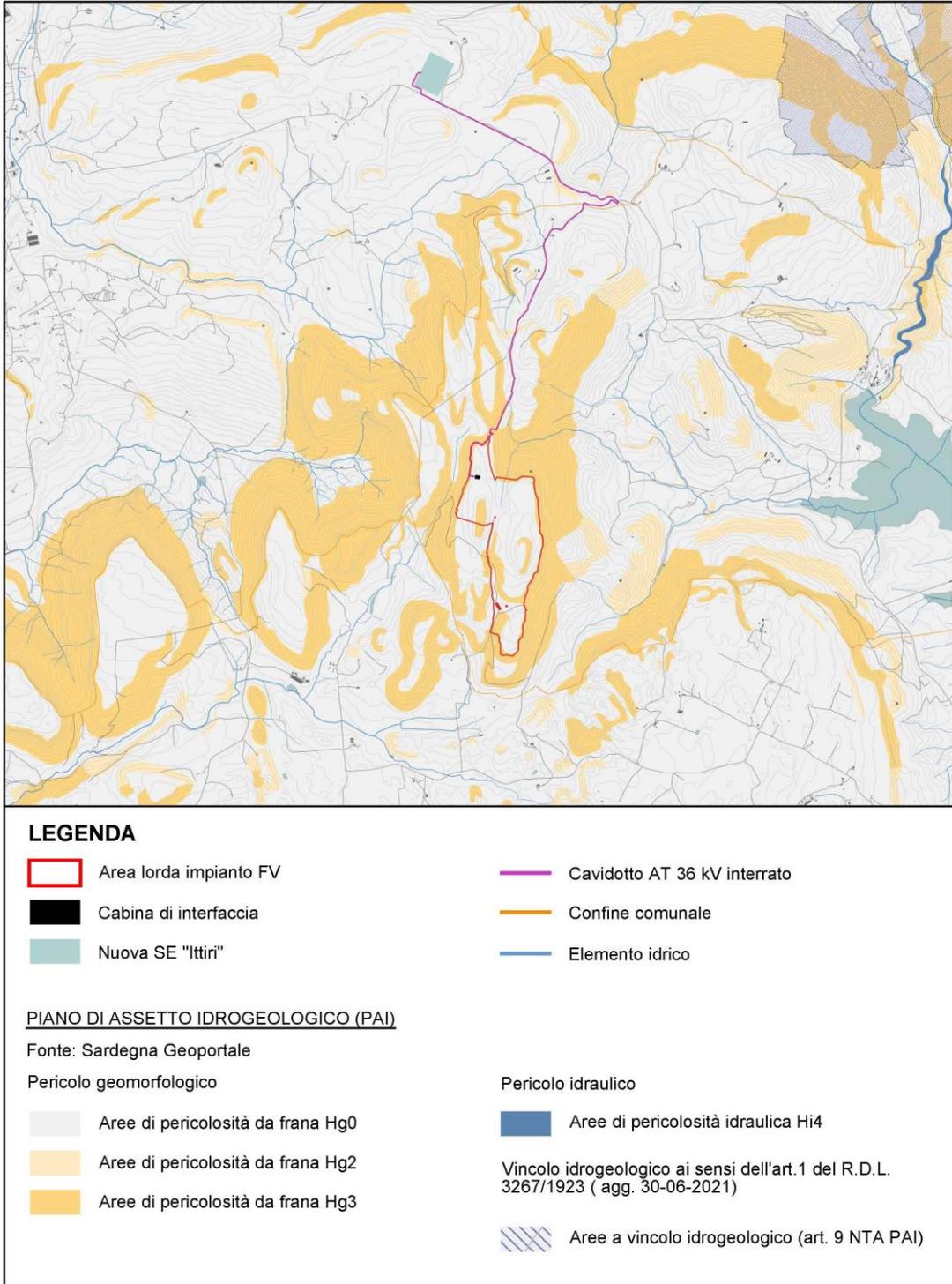


Figura 1.26: AdB regionale della Sardegna – PAI del bacino unico regionale – Sardegna Mappe PAI – Carte della pericolosità da frana e idraulica (non in scala)

Tali aree di pericolosità elevata da frana “Hg3” sono disciplinate all’art.32 delle Norme di attuazione del PAI che al loro interno consente tutti gli interventi, le opere e le attività ammessi nelle aree di pericolosità molto elevata da frana “Hg4”, alle medesime condizioni stabilite per queste ultime all’art.31 delle Norme di attuazione del PAI. Nel dettaglio, dunque, per quel che qui rileva, vale quanto riportato di seguito:

- A) In materia di patrimonio edilizio pubblico e privato sono consentiti esclusivamente (art.31, co.2, lettere l, m, n) :
- la realizzazione e l'integrazione di impianti privati di depurazione, di apparecchiature tecnologiche, di impianti per l'impiego di fonti energetiche rinnovabili e per il contenimento dei consumi energetici, unitamente alla realizzazione dei connessi volumi tecnici, a condizione che si tratti di interventi a servizio di singoli edifici residenziali, conformi agli strumenti urbanistici e valutati indispensabili per la funzionalità degli edifici o vantaggiosi dall'autorità competente per la concessione o l'autorizzazione;
 - le opere di sistemazione e manutenzione di superfici inedificate o scoperte di edifici esistenti, compresi rampe di accesso, recinzioni, muri a secco, contenimenti in pietrame, terrazzamenti, siepi, impianti a verde;
 - la realizzazione di ricoveri mobili per animali da allevamento, di manufatti mobili adibiti a ricovero transitorio degli addetti alle attività pastorali, di manufatti per il foraggiamento della selvaggina.
- B) In materia di infrastrutture a rete o puntuali pubbliche o di interesse pubblico sono consentiti esclusivamente, per quel che qui rileva (art.31, co.3, lettere a, b, c, d, e, i):
- a. gli interventi di manutenzione ordinaria;
 - b. gli interventi di manutenzione straordinaria;
 - c. gli interventi di adeguamento per l'integrazione di innovazioni tecnologiche;
 - d. gli interventi di adeguamento per la sicurezza di esercizio richiesti da norme nazionali e regionali;
 - e. allacciamenti a reti principali e nuovi sottoservizi a rete interrati lungo tracciati stradali esistenti ed opere connesse compresi i nuovi attraversamenti;
- [...]
- i. gli ampliamenti, le ristrutturazioni e le nuove realizzazioni di infrastrutture riferibili a servizi pubblici essenziali non altrimenti localizzabili o non delocalizzabili, a condizione che non esistano alternative tecnicamente ed economicamente sostenibili, che tali interventi siano coerenti con i piani di protezione civile, e che ove necessario siano realizzate preventivamente o contestualmente opere di mitigazione dei rischi specifici. Le nuove reti urbane riferibili a servizi pubblici essenziali sono consentite a condizione che con apposita relazione asseverata del tecnico incaricato venga dimostrato che per la loro realizzazione sono previsti scavi da effettuare esclusivamente lungo strade esistenti e per una profondità di scavo limitata; sono, altresì, consentite nuove linee aeree riferibili a servizi pubblici essenziali a condizione che con apposita relazione asseverata del tecnico incaricato venga dimostrato che i sistemi sostegno-fondazione risultino adeguatamente dimensionati e verificati rispetto a tutte le possibili azioni che possano comprometterne la loro stabilità e che gli scavi e le opere per il loro posizionamento non determinino peggioramento del dissesto ante intervento.

Per gli interventi di cui alle lett. e) ed i) limitatamente agli interventi di cui al primo periodo, è richiesto lo studio di compatibilità geologica e geotecnica.

Per gli interventi di cui alla lettera c. lo studio è richiesto solo nel caso in cui le innovazioni tecnologiche producano un aumento delle capacità di servizio dell'infrastruttura.

- C) (art.31, co.5 bis) Sono inoltre consentiti le ricerche e i prelievi idrici, purché in tutte le aree pericolose le relative opere siano realizzate, attrezzate e mantenute in modo da non produrre erosione dei suoli, fenomeni di subsidenza o alterazioni permanenti della circolazione idrica naturale e comunque tali da non pregiudicare o aggravare la situazione esistente. Per tali attività, dovranno essere acquisiti tutti i nullaosta o autorizzazioni previste dalla normativa di settore.

(art.32, co.4) In materia di patrimonio edilizio lo studio di compatibilità geologica e geotecnica è richiesto per gli interventi di cui ai punti successivi (art.32, co.3, lett. a, b, c, d)

- a) demolizioni e ricostruzioni nello stesso sito nonché modifiche delle destinazioni d'uso, compatibili con gli elementi formali e strutturali preesistenti degli edifici, per migliorare l'efficienza di interventi di restauro e risanamento conservativo degli edifici;
- b) ampliamenti in occasione di adeguamenti con le seguenti finalità:
 - o interventi per ridurre la vulnerabilità degli edifici esistenti e migliorare la tutela della pubblica incolumità all'interno di residenze civili e costruzioni adibite a servizi;
 - o interventi di adeguamento igienico-sanitario degli immobili adibiti a residenza anche stagionale o a servizi, con particolare riferimento a quelli resi obbligatori da norme di legge statale o regionale o indispensabili per garantirne la funzione collegata alla destinazione d'uso, con realizzazione dei relativi volumi tecnici indispensabili;a condizione che le rispettive motivazioni siano espressamente certificate, valutate ed assentite nella concessione o nell'autorizzazione;
- c) nuovi impianti tecnologici destinati a migliorare l'uso e la funzionalità degli immobili;
- d) realizzazione di volumi interrati accessori agli immobili, purché non impegnino una superficie superiore al doppio della superficie coperta dagli edifici serviti e che gli accessi siano orientati verso valle.

Su piano generale, lo studio di compatibilità geologica e geotecnica deve venire predisposto secondo i criteri indicati all'art. 25 delle Norme di Piano e nell'Allegato F alle medesime.

All'interno delle aree perimetrata dalla cartografia richiamata con pericolosità da frana elevata (Hg3) valgono inoltre le prescrizioni di carattere generale stabilite all'art.23 delle NTA di cui merita qui richiamare quanto segue:

- (co.6) Gli interventi, le opere e le attività ammissibili sono effettivamente realizzabili soltanto:
 - a) se conformi agli strumenti urbanistici vigenti e forniti di tutti i provvedimenti di assenso richiesti dalla legge;
 - b) subordinatamente alla presentazione, alla valutazione positiva e all'approvazione dello studio di compatibilità idraulica o geologica e geotecnica nei casi in cui lo studio è espressamente richiesto dai rispettivi articoli prima del provvedimento di approvazione del progetto. Per gli studi di compatibilità idraulica o geologica e geotecnica da approvarsi, ai sensi della L.R. n.33/2014, da parte dell'Autorità di bacino, qualora l'area di intervento non sia interessata da tratti tombati di elementi

del reticolo idrografico naturale o da elementi idrici significativi appartenenti al reticolo idrografico regionale (quali, ad es., quelli che sottendono un bacino superiore a 0.3 kmq e/o da fenomeni significativi di dissesto da frana), lo studio di compatibilità può essere sostituito, previo parere dell'AdB, da una relazione asseverata dei tecnici incaricati attestante il rispetto delle normativa di settore;

- (co.7) Nel caso di interventi per i quali non è richiesto lo studio di compatibilità idraulica o geologica e geotecnica, i proponenti garantiscono comunque che i progetti verifichino le variazioni della risposta idrologica, gli effetti sulla stabilità e l'equilibrio dei versanti e sulla permeabilità delle aree interessate alla realizzazione degli interventi, prevedendo eventuali misure compensative;
- (co.8) Nelle aree di pericolosità idrogeologica sono consentiti esclusivamente gli interventi espressamente elencati nelle disposizioni delle Norme di attuazione del PAI, nel rispetto delle condizioni ivi stabilite comprese quelle poste dallo studio di compatibilità idraulica o geologica e geotecnica, ove richiesto. Tutti gli interventi non espressamente elencati sono inammissibili.
- (co. 9.) Allo scopo di impedire l'aggravarsi delle situazioni di pericolosità e di rischio esistenti nelle aree di pericolosità idrogeologica tutti i nuovi interventi previsti dal PAI e consentiti dalle presenti norme devono essere tali da:
 - a. migliorare in modo significativo o comunque non peggiorare le condizioni di funzionalità del regime idraulico del reticolo principale e secondario, non aumentando il rischio di inondazione a valle;
 - b. migliorare in modo significativo o comunque non peggiorare le condizioni di equilibrio statico dei versanti e di stabilità dei suoli attraverso trasformazioni del territorio non compatibili;
 - c. non compromettere la riduzione o l'eliminazione delle cause di pericolosità o di danno potenziale né la sistemazione idrogeologica a regime;
 - d. non aumentare il pericolo idraulico con nuovi ostacoli al normale deflusso delle acque o con riduzioni significative delle capacità di invaso delle aree interessate;
 - e. limitare l'impermeabilizzazione dei suoli e creare idonee reti di regimazione e drenaggio;
 - f. favorire quando possibile la formazione di nuove aree esondabili e di nuove aree permeabili;
 - g. salvaguardare la naturalità e la biodiversità dei corsi d'acqua e dei versanti;
 - h. non interferire con gli interventi previsti dagli strumenti di programmazione e pianificazione di protezione civile;
 - i. adottare per quanto possibile le tecniche dell'ingegneria naturalistica e quelle a basso impatto ambientale;
 - l. non incrementare le condizioni di rischio specifico idraulico o da frana degli elementi vulnerabili interessati ad eccezione dell'eventuale incremento sostenibile connesso all'intervento espressamente assentito; in caso di interventi di mitigazione del rischio che determinano nuove o più gravose situazioni di rischio, l'intervento sostenibile a condizione che il proponente dimostri che tali variazioni sono non significative rispetto ai complessivi benefici generali, connessi alla riduzione delle conseguenze negative per la salute umana, l'ambiente, il patrimonio culturale e le attività economiche, ottenuti

- dall'intervento medesimo e che il progetto preveda quanto indicato alla successiva lett.m);
- m. assumere adeguate misure di compensazione nei casi in cui sia inevitabile l'incremento sostenibile delle condizioni di rischio o di pericolo associate agli interventi consentiti, anche mediante valutazione dell'indice V_p nel caso concreto;
 - n. garantire condizioni di sicurezza durante l'apertura del cantiere, assicurando che i lavori si svolgano senza creare, neppure temporaneamente, un significativo aumento del livello di rischio o del grado di esposizione al rischio esistente;
 - o. garantire coerenza con i piani di protezione civile.
- (co.10) I singoli interventi consentiti dalle disposizioni normative del PAI non possono comportare aumenti di superfici o volumi utili entro e fuori terra ovvero incrementi del carico insediativo che non siano espressamente previsti o non siano direttamente e logicamente connaturati alla tipologia degli interventi ammissibili nelle aree rispettivamente disciplinate e non possono incrementare in modo significativo le zone impermeabili esistenti se non stabilendo idonee misure di mitigazione e compensazione.
 - (co.12) Sono fatte salve e prevalgono sulle norme del PAI le disposizioni delle leggi e degli strumenti di gestione del territorio e dei piani di settore in vigore nella Regione Sardegna che prevedono una disciplina più restrittiva per le aree di pericolosità idrogeologica.
 - (co.13) Le costruzioni, le opere, gli impianti, i manufatti oggetto delle Norme che siano interessati anche solo in parte dai limiti delle perimetrazioni del PAI riguardanti aree a diversa pericolosità idrogeologica si intendono disciplinati dalle disposizioni più restrittive.
 - (co.14) Nelle ipotesi di sovrapposizione di perimetri di aree pericolose di diversa tipologia o grado di pericolosità si applicano le prescrizioni più restrittive nelle sole zone di sovrapposizione.

La tavola della pericolosità evidenzia l'assenza di aree di pericolosità idraulica perimetrate dalla cartografia di Piano per le zone oggetto del presente studio.

Ai sensi dell'art.9 delle NA del PAI, alle aree di pericolosità da frana può essere esteso il vincolo idrogeologico di cui al Regio Decreto n.3267/1923: come si può notare dalla Figura 1.26 **il sito di impianto e le zone circostanti non sono in alcun modo interessate da tale vincolo** e, dunque, dalle disposizioni normative correlate, come confermato dal sito dedicato del Settore regionale della Difesa del Suolo¹⁰.

L'aggiornamento delle NA del PAI del 2018 operato con Del.C.I. dell'Autorità di Bacino n. 1 del 27 febbraio 2018 ha visto, fra il resto, l'introduzione dell'art. 30 ter avente per oggetto "*Identificazione e disciplina delle aree di pericolosità quale misura di prima salvaguardia*" con il quale, per l'intero territorio regionale, relativamente ai tratti del reticolo idrografico per i quali non sono stati ancora individuate aree di pericolosità idraulica a seguito di modellazione, e con l'esclusione delle aree di esondazione determinate con il solo criterio geomorfologico, è stata istituita una fascia di prima

¹⁰ Cfr.: <https://portal.sardegna.sira.it/vincolo-idrogeologico>

salvaguardia su entrambi i lati a partire dall'asse del corso d'acqua, di ampiezza variabile in funzione dell'ordine gerarchico dello stesso tratto di corso d'acqua.¹¹

Con lo scopo di permettere l'applicazione di quanto stabilito dalla norma, è stata perciò effettuata la gerarchizzazione del reticolo idrografico ufficiale della Regione Sardegna approvato con Del.C.I. dell'AdB n. 3 del 30.07.2015: ad ogni tratto di corso d'acqua è stato, cioè, assegnato un ordine gerarchico secondo la metodologia Horton–Strahler, applicata attraverso gli strumenti di classificazione semi-automatica messi a disposizione dai più comuni client GIS, nel modo seguente.

ordine gerarchico (numero di Horton-Strahler)	profondità L (metri)
1	10
2	25
3	50
4	75
5	100
6	150
7	250
8	400

Il co.2 dell'art.30ter rimanda poi ai Comuni, anche su istanza dei proponenti, l'effettuazione di apposito studio idrologico-idraulico volto a determinare le effettive aree di pericolosità idraulica molto elevata (Hi4), elevata (Hi3), media (Hi2) e moderata (Hi1): tale studio è obbligatorio per i tratti di ordine maggiore di 2 e dovrà contemplare i corsi d'acqua interessati nella loro interezza o almeno i tronchi degli stessi idraulicamente significativi in relazione alle opere e agli interventi da realizzare.

Allorché le aree così individuate dai Comuni si discostino dalle fasce di prima salvaguardia, esse devono essere approvate dal Comitato Istituzionale dell'AdB.

La tavola di progetto "21-00013-IT-BESSUDE_SA_T04_Rev0_PAI_Pericolo idrogeologico" cit. riprodotta per estratto nella Figura 1.26 mostra che all'elemento idrico ricadente all'interno dell'area sede di impianto nella parte settentrionale pressoché centrale è associato un numero di Strahler pari a 1, nei dintorni del quale è istituita una fascia di prima salvaguardia, su entrambi i lati a partire dall'asse del corso d'acqua, di ampiezza pari a 10 m. Altro elemento idrico con le medesime caratteristiche si trova a sud dell'area di impianto, sempre in posizione quasi centrale, ma al di fuori

¹¹ Cfr.: <https://www.regione.sardegna.it/index.php?xsl=2425&s=361145&v=2&c=14034&t=1&tb=13769>

della sede individuata per l'installazione dei pannelli, che viene solo lambita nei pressi del recinto perimetrale.

Ai sensi del co.3 dell'art.30 ter del PAI, anche in assenza degli studi idrologico-idraulici di competenza comunale, nelle aree interne alle fasce individuate dall'AdB sono consentiti gli interventi previsti dagli artt.27 *"Disciplina delle aree di pericolosità idraulica molto elevata (Hi4)"* e 27bis *"Disciplina delle attività delle aziende agricole, pastorali e selvicolturali nelle aree di pericolosità molto elevata (Hi4)"* delle NA del PAI.

Pertanto, per quel che qui rileva, all'interno della fascia di 10m per lato sul corso idrico interno all'area di impianto valgono le seguenti disposizioni dettate dal PAI:

➤ Art.27, co.3:

3. In materia di infrastrutture a rete o puntuali pubbliche o di interesse pubblico, comprese le opere provvisorie temporanee funzionali agli interventi, nelle aree di pericolosità idraulica molto elevata sono consentiti esclusivamente⁴⁵:

- a. gli interventi di manutenzione ordinaria;
- b. gli interventi di manutenzione straordinaria;
- c. gli interventi di adeguamento per l'integrazione di innovazioni tecnologiche;
- d. gli interventi di adeguamento per la sicurezza di esercizio richiesti da norme nazionali e regionali;
- e. gli interventi di ampliamento e ristrutturazione di infrastrutture a rete e puntuali riferite a servizi pubblici essenziali non delocalizzabili, che siano privi di alternative progettuali tecnicamente ed economicamente sostenibili e siano dichiarati essenziali;
- f. la ricostruzione di infrastrutture a rete distrutte o danneggiate da calamità naturali, fatti salvi i divieti di ricostruzione stabiliti dall'articolo 3-ter del decreto legge n. 279/2000 convertito con modificazioni dalla legge n. 365/2000;

[...]

g⁴⁷. le nuove infrastrutture a rete o puntuali previste dagli strumenti di pianificazione territoriale e dichiarate essenziali e non altrimenti localizzabili; nel caso di condotte e di cavidotti, non è richiesto lo studio di compatibilità idraulica di cui all'articolo 24 delle presenti norme qualora sia rispettata la condizione che tra piano di campagna e estradosso ci sia almeno un metro di ricoprimento, che eventuali opere connesse emergano dal piano di campagna per una altezza massima di 50 cm, che per le situazioni di parallelismo non ricadano in alveo e area golenale e che il soggetto attuatore provveda a sottoscrivere un atto con il quale si impegna a rimuovere a proprie spese tali elementi qualora sia necessario per la realizzazione di opere di mitigazione del rischio idraulico;

h⁴⁸. allacciamenti a reti principali e nuovi sottoservizi a rete interrati lungo tracciati stradali esistenti, ed opere connesse compresi i nuovi attraversamenti; nel caso di condotte e di cavidotti, non è richiesto lo studio di compatibilità idraulica di cui all'articolo 24 delle presenti norme qualora sia rispettata la condizione che tra piano di campagna e estradosso ci sia almeno un metro di ricoprimento, che eventuali opere connesse emergano dal piano di campagna per una altezza massima di 50 cm e che il soggetto attuatore provveda a sottoscrivere un atto con il quale si impegna a rimuovere a proprie spese tali elementi qualora sia necessario per la realizzazione di opere di mitigazione del rischio idraulico;

4. Nelle aree di pericolosità idraulica molto elevata resta comunque sempre vietato realizzare:

- a. strutture e manufatti mobili e immobili, ad eccezione di quelli a carattere provvisorio o precario indispensabili per la conduzione dei cantieri o specificamente ammessi dalle presenti norme;
- b. protezioni di colture agricole con rilevati capaci di ostacolare il deflusso delle acque;
- c. cambiamenti colturali o nuove colture arboree capaci di ostacolare il deflusso delle acque o di pregiudicare la stabilità degli argini;

[...]

- g. nuovi impianti tecnologici fuori terra ad eccezione dei ripetitori e dei tralicci per il trasporto dell'energia elettrica e di quelli espressamente consentiti dalle presenti norme.

➤ Art.27bis:

1. All'interno delle zone perimetrate per pericolosità idraulica molto elevata (Hi4) è consentito, in coerenza con le finalità e i principi generali stabiliti dagli articoli 10, 11 e 12 e in considerazione degli aspetti socio-economici, lo svolgimento delle attività e la realizzazione di fabbricati e di impianti delle aziende agricole, pastorali e selvicolturali senza aumento del rischio, ad eccezione dell'eventuale incremento intrinsecamente connesso a tali attività ed impianti.
2. Dalle previsioni del comma 1 sono escluse le fasce della profondità di 50 metri dal piede esterno degli argini dei corsi d'acqua.

[...]

10. Sono esclusi dalle previsioni di cui al comma 1 i Comuni che non abbiano predisposto i piani comunali di protezione civile per rischio idraulico e idrogeologico di cui al Decreto Legislativo n. 1 del 2 gennaio 2018 "*Codice della Protezione Civile*"

La tavola di progetto mostra che le opere dell'impianto fotovoltaico non intersecano in alcun modo la fascia di rispetto di 10m.

Da ultimo merita rammentare che, ai sensi dell'art.30 quater delle NA del PAI, sino all'individuazione del reticolo idrografico regionale e dei corsi d'acqua principali, il reticolo idrografico di primo riferimento è quello individuato dal C.I. dell'AdB della Sardegna con Del. n. 3 del 30.07.2015.

Se il PAI disciplina le aree di pericolosità idraulica e da frana, con l'esclusiva finalità di identificare ambiti e criteri di priorità tra gli interventi di mitigazione dei rischi idrogeologici e di raccogliere e segnalare informazioni necessarie sulle aree oggetto di pianificazione di protezione civile, esso delimita altresì le seguenti tipologie di aree a rischio idrogeologico ricomprese nelle aree di pericolosità idrogeologica (art.2, co.2 delle NA del PAI:

- a. le aree a rischio idraulico molto elevato (Ri4), elevato (Ri3), medio (Ri2) e moderato (Ri1) perimetrate nei territori dei Comuni rispettivamente indicati nell'Allegato C;
- b. le aree a rischio da frana molto elevato (Rg4), elevato (Rg3), medio (Rg2) e moderato (Rg1) perimetrate nei territori dei Comuni rispettivamente indicati nell'Allegato D.

Dalla tavola "*21-00013-IT-BESSUDE_SA_T05_Rev0_PAI_Rischio idrogeologico*" riprodotta in Figura 1.27 si può notare che l'intera area lorda di impianto ricade quasi totalmente in aree a rischio da frana nullo (Rg0), sovrapponendosi limitatamente ad alcune zone di margine ad aree di rischio da frana moderato (Rg1).

Del tutto assenti, anche in area vasta, aree a rischio idraulico e le fasce fluviali perimetrate con il Piano Stralcio delle Fasce Fluviali (PSFF) redatto ai sensi dell'art.17, co.6 della Legge n.183/1989 quale stralcio del Piano di Bacino Regionale e approvato con Delibera n.2 del 17.12.2015.

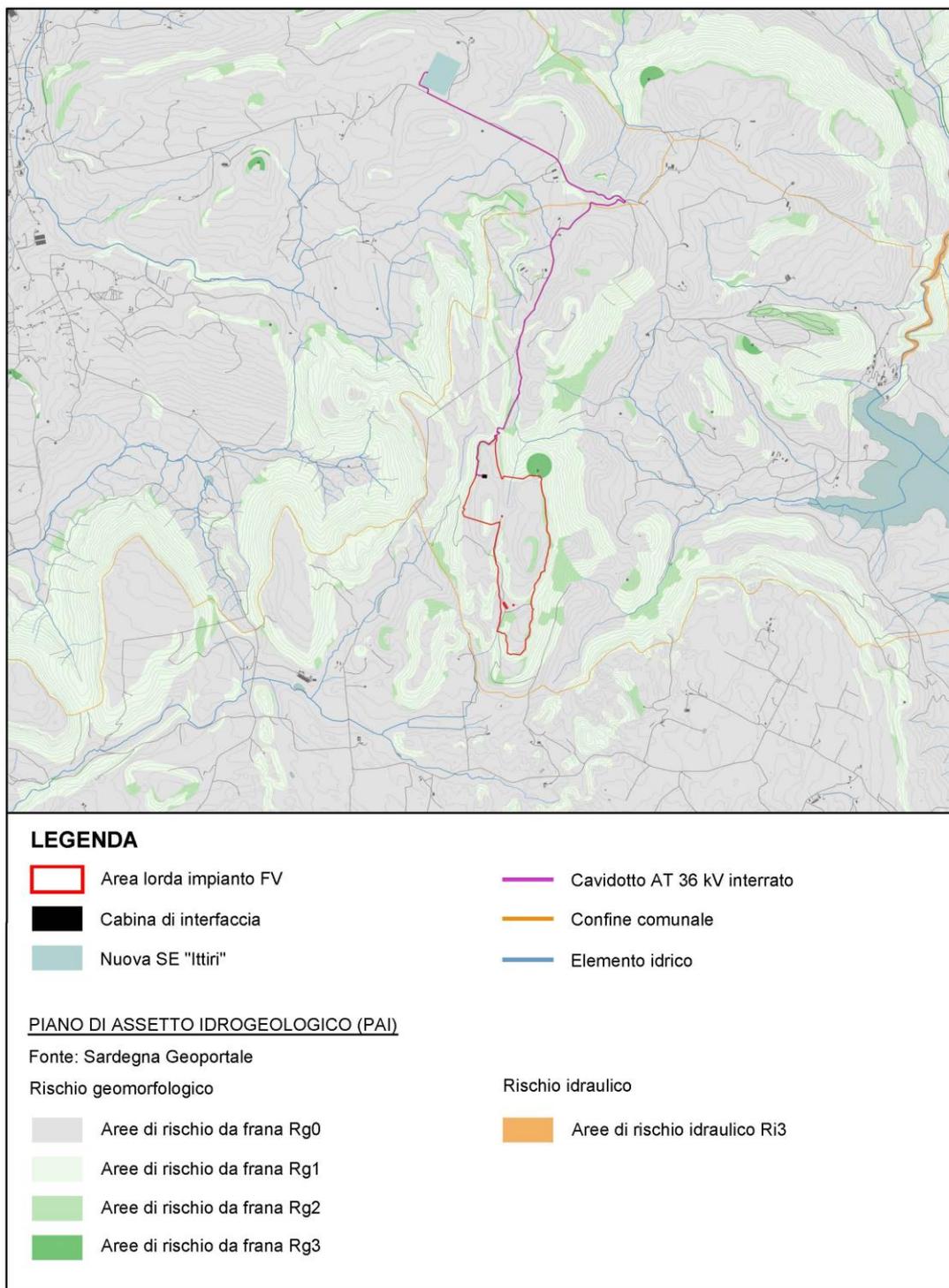


Figura 1.27: AdB regionale della Sardegna – PAI del bacino unico regionale – Sardegna Mappe PAI – Carte del rischio geomorfologico e idraulico (non in scala)

Il Titolo II delle NA del PAI, che si occupa delle disposizioni generali e delle politiche tese alla prevenzione dei pericoli e dei rischi idrogeologici, fornisce altresì indirizzi per la gestione delle attività agrosilvopastorali, rispettivamente, agli artt. 10, 11 e 12. Nel merito, per tutte e tre le tipologie di

attività, viene stabilito che entro due anni dall'approvazione del PAI la Regione Sardegna approvi per l'intero bacino idrografico regionale disposizioni tese al corretto esercizio delle medesime, che siano compatibili con le esigenze di prevenzione verso l'insorgere di pericoli idrogeologici e di nuove situazioni di rischio idrogeologico, accompagnandole con incentivi, indennizzi e misure compensative, prescrivendo criteri specifici a cui tali disposizioni dovranno attenersi.

In attesa che sia dato seguito a tali principi regionali, occorrerà che il progetto in proposta tenga conto, nei limiti del possibile, stante la mancanza di disposizioni attuative specifiche, alle indicazioni generali fornite dalle NA del PAI. In particolare, con specifico riguardo all'esercizio della pastorizia, merita richiamare qui i co.3 e 4 dell'art.12 che così recitano:

3. Nelle aree di pericolosità idrogeologica delimitate dal PAI non sono consentite le attività non sostenibili di miglioramento anche transitorio del pascolo che possono distruggere le sostanze organiche dello strato superficiale del suolo e quindi compromettere la capacità di ritenuta delle acque, come decespugliamenti, arature lungo linee di massima pendenza, incendi, rimozione di pietrame; è invece ammesso il miglioramento dei pascoli, attraverso infittimenti, trasemine, inserimento di specie arboree o semina di miscugli adatti, realizzazione di prati stabili, polifitici ed asciutti, realizzazione di erbai autunno-vernini, ricostruzione di pascoli arborati.
4. Nelle aree di pericolosità idrogeologica delimitate dal PAI le opere e gli interventi a servizio delle attività pastorali come annessi diversi, manufatti rustici, stazzi, impianti tecnologici, strutture fisse o temporanee a supporto degli allevamenti, delle produzioni, della commercializzazione e del trasporto dei prodotti derivati sono consentiti nei limiti stabiliti dalle norme del Titolo III.

Laddove le norme del Titolo III sono, appunto, quelle relative alla disciplina degli interventi nelle aree di pericolosità idrogeologica sopra commentate.

1.3.4.2 *Piano di Gestione del Rischio Alluvioni (PGRA) della Regione Sardegna*

Il Piano di Gestione del Rischio di alluvioni, previsto dalla Direttiva 2007/60/CE e dal D.Lgs. n.49/2010 di recepimento, è finalizzato alla riduzione delle conseguenze negative sulla salute umana, sull'ambiente e sulla società derivanti dalle alluvioni.

Esso individua interventi strutturali e misure non strutturali che devono essere realizzate nell'arco temporale di 6 anni, al termine del quale il Piano è soggetto a revisione ed aggiornamento su base sessennale.¹²

Il PGRA della Sardegna per il primo ciclo di pianificazione (2015-2021) è stato approvato con Del.C.I. n.2 del 15.03.2016 e con D.P.C.M. del 27.10.2016, pubblicato su G.U.R.I. serie generale n. 30 del 06.02.2017.

Con la Del. C.I. n.14 del 21.12.2021 è stato approvato il PGRA della Sardegna per il secondo ciclo di pianificazione.

La consultazione delle tavole di Piano rivela che nell'area vasta oggetto di studio non sono presenti elementi in classi di pericolosità, danno potenziale e rischio, pertanto non viene riportata alcuna cartografia.

¹² Fonte: <https://www.regione.sardegna.it/pianogestionerischioalluvioni/>

1.3.5 Aree Naturali Protette (ANP)

Ai fini della localizzazione dei siti di tutela nei dintorni dell'area di intervento è stato consultato il Geoportale nazionale gestito dal MiTe, precisamente il tematismo "Progetto Natura" mediante il quale è stato possibile individuare: Zone umide di importanza internazionale (Ramsar), siti della rete Natura 2000 (ZSC e ZPS), aree protette a vario livello appartenenti all'Elenco Ufficiale Aree Protette (EUAP).

La restituzione di tale interrogazione è rappresentata dall'elab. "21-00013-IT-BESSUDE_SA_T14_Rev0_Aree naturali" che mostra come nell'area vasta oggetto di studio non siano presenti aree naturali protette o siti della Rete Natura 2000, pertanto non viene riportata alcuna cartografia.

1.3.6 Verifica dei criteri regionali per l'individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione di impianti fotovoltaici a terra

Nel voler promuovere lo sviluppo sostenibile e la maggiore utilizzazione e diffusione di forme energetiche rinnovabili presso tutti i comuni della Sardegna e, nel contempo, tutelare e preservare i valori ambientali del territorio dai possibili impatti generati dagli impianti di produzione di energia, la Giunta Regionale ha da tempo previsto delle Linee Guida per la regolamentazione delle installazioni di tali tipi di opere.

In ordine di tempo, il provvedimento più recente relativo al procedimento autorizzativo per la costruzione e l'esercizio degli impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile è dettato dalla **D.G.R. n.3/25 del 23.01.2018** avente ad oggetto: "Linee guida per l'Autorizzazione Unica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. n. 387/2003 e dell'articolo 5 del D.Lgs. n. 28 /2011. Modifica della deliberazione n. 27/16 del 1 giugno 2011".¹³

Nel merito, a mente di tale Delibera viene approvata la nuova modulistica per lo svolgimento del procedimento unico di cui all'art.12 del D.Lgs. n.387/2003, in sostituzione degli allegati alla precedente **D.G.R. n.27/16 del 01.06.2011** "Linee guida attuative del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili". Modifica della Delib.G.R. n. 25/40 del 1° luglio 2010", della quale vengono invece confermati i contenuti degli Allegati B e B1.

Nello specifico, l'**Allegato B alla D.G.R. n.27/16 del 2011** è dedicato alla "Individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione di impianti fotovoltaici a terra ai sensi del paragrafo 17.3. delle "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" di cui al decreto ministeriale del 10 settembre 2010", le cui disposizioni si applicano agli impianti fotovoltaici con moduli ubicati al suolo articolati in tre classi di potenza dimensionali, quali:

- $3 \text{ kW} < p \leq 20 \text{ kW}$;
- $20 \text{ kW} < p \leq 200 \text{ kW}$;
- $p > 200 \text{ kW}$.

¹³ Fonte: <https://sus.regione.sardegna.it/sus/searchprocedure/details/171>

Pertanto, nella tabella successiva si dà conto della conformità del sito prescelto ai fini della localizzazione dell'impianto di progetto alla luce delle tipologie di aree non idonee di cui indicate in Allegato B alla D.G.R. n.27/16 del 2011 per impianti FV a terra con potenza < 200 kWp.

Le tipologie di aree prese in considerazione dalla Delibera regionale in esame sono conformi a quelle di cui all'Allegato 3, lett. f) del cit. D.M. 10 settembre 2010.

La verifica della presenza o meno nel sito di impianto dei criteri codificati dalla Delibera è restituita graficamente dalle Tavole prodotte ai fini del presente procedimento di VIA, quali:

- 21-00013-IT-BESSUDE_SA_T02_Rev0_Inquadramento zonizzazione PUC
- 21-00013-IT-BESSUDE_SA_T03_Rev0_Analisi PPR_Vincoli
- 21-00013-IT-BESSUDE_SA_T04_Rev0_PAI_Pericolo idrogeologico
- 21-00013-IT-BESSUDE_SA_T05_Rev0_PAI_Rischio idrogeologico
- 21-00013-IT-BESSUDE_SA_T06_Rev0_Analisi PPR_Assetto ambientale
- 21-00013-IT-BESSUDE_SA_T14_Rev0_Aree naturali

a cui vanno aggiunti gli estratti cartografici e le analisi del presente documento, nonché gli elaborati di progetto "21-00013-IT-BESSUDE_SA_R08_Rev0_Relazione Paesaggistica" e "21-00013-IT-BESSUDE_SA_R13_Rev0_Relazione pedo-agronomica".

A riguardo merita rammentare che la D.G.R. n.27/16 del 2011 (e s.m.i.) in argomento non è accompagnata da alcuna tavola di sintesi.

Ai sensi della Delibera regionale, se su un sito si sovrappongono più previsioni di tutela derivanti da differenti tipologie di aree non idonee, si adotta la prescrizione più restrittiva ivi prevista; nel caso di studio non rileva la deroga prevista per le aree cd. *brownfield* rimanendo perciò inapplicabili i criteri di indirizzo per la valutazione positiva dei progetti ai sensi del punto 16 delle Linee guida Ministeriali ex D.M. 10 settembre 2010 per Impianti Fotovoltaici, di cui all'Allegato B in esame, giacchè non presenti nelle aree di impianto.

Tabella 1.11: Verifica della presenza di Aree incompatibili con la localizzazione dell'impianto di progetto ex Allegato B alla D.G.R. n.27/16 del 2011 per Impianti FV a terra con p > 200 kWp (N.I.= Non Idonea; I.= Idonea)

AREE PARTICOLARMENTE SENSIBILI E/O VULNERABILI ALLE TRASFORMAZIONI TERRITORIALI O DEL PAESAGGIO	DETTAGLI	COD. - IDONEITÀ	PRESENZA NEL SITO DI IMPIANTO
1) I siti inseriti nella lista del patrimonio mondiale UNESCO, le aree ed i beni di notevole interesse culturale di cui alla Parte II del D.Lgs.42/2004, nonché gli immobili e le aree dichiarati di notevole interesse pubblico ai sensi dell'art.136 del Decreto	<i>I siti inseriti nella lista del patrimonio mondiale dell'UNESCO</i>	1.1 – N.I.	NO
	<i>Le aree ed i beni di notevole interesse culturale di cui alla Parte Seconda del D.Lgs.42/2004</i>	1.2 - N.I.	NO
	<i>Gli immobili dichiarati di notevole interesse pubblico ai sensi dell'art.136,co.1, lett. a) e b) del D.Lgs. 42/2004</i>	1.3 – N.I.	NO
	<i>Le aree dichiarate di notevole interesse pubblico ai sensi dell'art.136, co.1, lett. c) e d) del D.Lgs. n.42/2004</i>	1.4 – N.I.	NO

AREE PARTICOLARMENTE SENSIBILI E/O VULNERABILI ALLE TRASFORMAZIONI TERRITORIALI O DEL PAESAGGIO	DETTAGLI	COD. - IDONEITÀ	PRESENZA NEL SITO DI IMPIANTO
2) Zone all'interno di coni visuali la cui immagine è storicizzata e identifica i luoghi anche in termini di notorietà internazionale di attrattività turistica	<i>Zone all'interno di coni visuali la cui immagine è storicizzata e identifica i luoghi anche in termini di notorietà internazionale di attrattività turistica</i>	2.1 ¹⁴	NO
		2.2 - N.I.	NO
3) Zone situate in prossimità di parchi archeologici e nelle aree contermini ad emergenze di particolare interesse culturale, storico e/o religioso	<i>Aree caratterizzate da edifici e manufatti di valenza storico culturale e relative fasce di rispetto di cui agli artt.47, 48, 49, 50 delle NTA del PPR</i>	3.1 - N.I.	NO
		3.2 - N.I.	NO
4) Le Aree naturali protette (ANP) ai diversi livelli istituite ai sensi della Legge 394/91 e inserite nell'Elenco Ufficiale delle ANP, con particolare riferimento alle aree di riserva integrale e di riserva generale orientata ex art.12, co.2, lett. a) e b) della Legge 394/91 ed equivalenti a livello regionale	<i>Parco Area A</i>	4.1 - N.I.	NO
	<i>Parco Area B</i>	4.2 - N.I.	NO
	<i>Parco Area C</i>	4.3 - N.I.	NO
	<i>Parco Area D</i>	4.4 - N.I.	NO
	<i>Riserva naturale</i>	4.5 - N.I.	NO
	<i>Parchi naturali</i>	4.6 - N.I.	NO
	<i>Riserve naturali</i>	4.7 - N.I.	NO
	<i>Monumenti naturali</i>	4.8 - N.I.	NO
5) Le zone umide di importanza internazionale designate ai sensi della Convenzione di Ramsar	<i>Zone umide di importanza internazionale designate ai sensi della Convenzione di Ramsar</i>	5 - N.I.	NO
6) Le aree incluse nella Rete Natura 2000 designate in base alla Direttiva 92/43/CEE (SIC-ZSC) e alla Direttiva 79/409/CEE (ZPS)	<i>Le aree incluse nella Rete Natura 2000 designate in base alla Direttiva 92/43/CEE (SIC-ZSC)</i>	6.1 - N.I.	NO
	<i>Le aree incluse nella Rete Natura 2000 designate in base alla Direttiva 79/409/CEE (ZPS)</i>	6.2 - N.I.	NO
7) Le Important Bird Areas (I.B.A.)	<i>Le Important Bird Areas (I.B.A.)</i>	7 - N.I.	NO
8) Le aree non comprese in quelle di cui ai punti precedenti ma che svolgono funzioni determinanti per la conservazione della biodiversità	<i>Fasce di rispetto o aree contigue delle ANP</i>	8.1 - N.I.	NO
	<i>Istituende ANP oggetto di proposta del Governo o di disegno di legge regionale approvato dalla Giunta</i>	8.2 - N.I.	NO
	<i>Aree di riproduzione, alimentazione e transito di specie faunistiche protette; aree in cui accertata la presenza di specie animali e vegetali</i>	8.3 - N.I.	NO

¹⁴ Descrizione dell'incompatibilità indicata: <<Tale categoria non comporta una identificazione a priori di area non idonea ma suggerisce un livello di attenzione e di criticità per gli impianti che risultano adiacenti a tali elementi connettivi a specifica valenza paesaggistica e panoramica>>

AREE PARTICOLARMENTE SENSIBILI E/O VULNERABILI ALLE TRASFORMAZIONI TERRITORIALI O DEL PAESAGGIO	DETTAGLI	COD. - IDONEITÀ	PRESENZA NEL SITO DI IMPIANTO
	<i>soggette a tutela dalle Convezioni internazionali (Berna, Bonn, Parigi, Washington, Barcellona) e dalle Direttive (79/409/CEE e 92/43/CEE), specie rare, endemiche, vulnerabili, a rischio di estinzione</i>		
	<i>Aree non comprese in quelle di cui ai punti precedenti ma che svolgono funzioni determinanti per la conservazione della biodiversità (es. aree di connessione e continuità ecologico-funzionale tra i vari sistemi naturali e seminaturali)</i>	8.4.1 – N.I.	NO
		8.4.2 – N.I.	NO
9) Le aree agricole interessate da produzioni agricolo-alimentari di qualità (produzioni biologiche, produzioni D.O.P., I.G.P., S.T.G., D.O.C., D.O.C.G., produzioni tradizionali) e/o di particolare pregio rispetto al contesto paesaggistico-culturale, in coerenza e per le finalità di cui all'art.12, co.7, del D.Lgs. n.387/2003 anche con riferimento alle aree, se previste dalla programmazione regionale, caratterizzate da un'elevata capacità d'uso del suolo	<i>Le aree agricole interessate da produzioni agricolo-alimentari di qualità (produzioni biologiche, produzioni D.O.P., I.G.P., S.T.G., D.O.C., D.O.C.G., produzioni tradizionali) e/o di particolare pregio rispetto al contesto paesaggistico-culturale, in coerenza e per le finalità di cui all'art.12, comma 7, del D.Lgs. 387/2003</i>	9.1 – N.I.	NO
	<i>Aree caratterizzate da un'elevata capacità d'uso del suolo - Terreni agricoli irrigati per mezzo di impianti di distribuzione/irrigazione gestiti dai Consorzi di Bonifica</i>	9.2 – N.I.	NO
	<i>Aree caratterizzate da un'elevata capacità d'uso del suolo - Terreni classificati nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo</i>	9.3 – N.I.	NO
10) Le aree caratterizzate da situazioni di dissesto e/o rischio idrogeologico perimetrati nei P.A.I. adottati dalle competenti Autorità di Bacino ai sensi del D.L. 180/98 e s.m.i.	<i>Aree di pericolosità idraulica molto elevata (Hi4)</i>	10.1 - N.I.	NO
	<i>Aree di pericolosità idraulica elevata (Hi3)</i>	10.2 – N.I.	NO
	<i>Aree di pericolosità molto elevata da frana (Hg4)</i>	10.3 – N.I.	NO
	<i>Aree di pericolosità elevata da frana (Hg3)</i>	10.4 – N.I.	AREA INTERNA ALL'AREA LORDA IMPIANTO FV MA NON INTERFERITA DALLE OPERE DI PROGETTO
11) Zone individuate ai sensi dell'art. 142 del D.Lgs. n.42/2004 valutando la sussistenza di particolari caratteristiche che le	<i>a) i territori costieri compresi in una fascia della profondità di 300 m dalla linea di battigia, anche per i terreni elevati sul mare</i>	11.1 - N.I.	NO

AREE PARTICOLARMENTE SENSIBILI E/O VULNERABILI ALLE TRASFORMAZIONI TERRITORIALI O DEL PAESAGGIO	DETTAGLI	COD. - IDONEITÀ	PRESENZA NEL SITO DI IMPIANTO
rendano incompatibili con la realizzazione degli impianti	<i>c) i fiumi, i torrenti, i corsi d'acqua iscritti negli elenchi, e le relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 m ciascuna</i>	11.2 - N.I.	AREA INTERNA ALL'AREA LORDA IMPIANTO FV MA NON INTERFERITA DALLE OPERE DI PROGETTO
	<i>f) i parchi e le riserve nazionali o regionali, nonché i territori di protezione esterna dei parchi</i>	11.3 - N.I.	NO
	<i>g) i territori coperti da foreste e da boschi, ancorché percorsi o danneggiati dal fuoco, e quelli sottoposti a vincolo di rimboscimento, come definiti da art.2, co.2 e 6, D.Lgs.227/2001</i>	11.4 - N.I.	NO
	<i>h) le aree assegnate alle università agrarie e le zone gravate da usi civici</i>	11.5 - N.I.	NO ¹⁵
	<i>m) le zone di interesse archeologico ("aree caratterizzate da persistenze con valenza storico-culturale" e i "vincoli archeologici" di cui alla cartografia allegata al PPR)</i>	11.6 - N.I.	NO

¹⁵ Il vincolo non è disponibile sul Geoportale Sardegna dedicato al PPR: dalla consultazione della Tav. "5. Aree soggette ad uso civico" del PPR in formato pdf (scala 1:200.000) non sono emerse zone indicate come "usi civici accertati" per i territori comunali coinvolti.

1.3.7 Conclusioni

La Tabella successiva riassume sinteticamente il rapporto tra le opere di progetto, le previsioni programmatiche e il sistema delle tutele e vincoli indagati innanzi.

Tabella 1.12: Valutazione della conformità del progetto agli strumenti di pianificazione e tutele e vincoli

ATTO/PIANO/PROGRAMMA	CONFORMITÀ	NOTE
Piano d'azione regionale per le energie rinnovabili in Sardegna (PARERS 2020) <i>Approvato con D.G.R. n.12/21 del 20.03.2012</i>	Sì	Il progetto coglie gli obiettivi del Piano per la produzione energetica da FER-E e per le misure di rinforzo della rete di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica
Piano Energetico Ambientale Regione Sardegna (PEARS) 2015-2030 <i>Approvato con D.G.R. n.45/40 del 2.08.2016</i>	Sì	Il progetto contribuisce al raggiungimento dell'obiettivo al 2030 del 50% di riduzione delle emissioni di gas climalteranti mediante un mix tra le varie fonti
Piano Paesaggistico Regionale (PPR) <i>Approvato con D.G.R. n.36/7 del 5 settembre 2006</i>	Sì	Le opere di progetto saranno insediate su aree non interessate da alcun elemento tutelato dal PPR. Progetto accompagnato da Relazione paesaggistica, Relazione Archeologica e Relazione pedo-agronomica
Piano Territoriale di Coordinamento (PUP-PTC) della provincia di Sassari <i>Approvato con Del. C.P.n.18 del 04.05.2006</i> Nel 2006 la Provincia ha dato avvio al procedimento di VAS finalizzato alla revisione del Piano in esame in adeguamento al PPR	Sì	Progetto accompagnato da Relazione paesaggistica, Relazione Archeologica e Relazione pedo-agronomica
Piano di Fabbricazione (PdF) del Comune di Bessude <i>Approvato, assieme al Regolamento edilizio (Re) con Del.C.C. n.1 del 28.02.1977 – Ultima variante (prima variante generale al PdF) approvata con Del.C.C. n.34 del 23/06/1990</i>	Sì	Tutta l'area del campo fotovoltaico e delle infrastrutture annesse ricade in zona "E" a destinazione agricola; le zone indicate come "di salvaguardia" sono lambite ma non interferite dalle opere di progetto Progetto accompagnato da Relazione paesaggistica, Relazione Archeologica e Relazione pedo-agronomica. Per tutte le tipologie di attraversamenti, corpi idrici compresi, sarà utilizzata la tecnologia di trivellazione orizzontale controllata "TOC" teleguidata. In ogni caso, particolare attenzione dovrà essere prestata alla movimentazione e al deposito di mezzi e materiali in fase di cantiere, ancorché suscettibili di dar luogo a impatti transitori

ATTO/PIANO/PROGRAMMA	CONFORMITÀ	NOTE
<p>Piano urbanistico comunale (PUC) del Comune di Ittiri <i>Approvata con Del.C.C. n.71 del 30.11.2002 – Ultima variante (n.18) approvata con Del.C.C. n.60 del 29.12.2021</i></p>	<p>Si</p>	<p>La nuova SE “Ittiri” ricade in zona “E” a destinazione agricola, comparto “E5” dove sono sempre consentiti, fra il resto, interventi connessi alla realizzazione di opere pubbliche o di preminente interesse pubblico. Progetto accompagnato da Relazione paesaggistica, Relazione Archeologica e Relazione pedo-agronomica. Per tutte le tipologie di attraversamenti, corpi idrici compresi, sarà utilizzata la tecnologia di trivellazione orizzontale controllata “TOC” teleguidata. In ogni caso, particolare attenzione dovrà essere prestata alla movimentazione e al deposito di mezzi e materiali in fase di cantiere, ancorché suscettibili di dar luogo a impatti transitori</p>
<p>Piano stralcio per l’assetto idrogeologico della Regione Sardegna (PAI) <i>Approvato con Decreto del Presidente della Regione Sardegna n.67 del 10/07/2006</i></p>	<p>Si</p>	<p>Le aree di pericolosità elevata da frana “Hg3” presenti all’interno dell’area catastale non sono toccate dalle opere di progetto. La fascia di rispetto di 10m attorno al corso d’acqua interno all’area catastale, determinata secondo la metodologia Horton–Strahler, è rispettata. Del tutto assenti, anche in area vasta, aree a rischio idraulico e le fasce fluviali perimetrate con il Piano Stralcio delle Fasce Fluviali (PSFF), piano stralcio del Piano di Bacino Regionale approvato con Del.C.I. n.2 del 17.12.2015</p>
<p>Piano di Gestione del Rischio Alluvioni (PGRA) della Regione Sardegna I° ciclo (2015-2021) approvato con Del.C.I. n.2 del 15.03.2016 e con D.P.C.M. del 27.10.2016 – II° ciclo approvato con Del. C.I. n.14 del 21.12.2021</p>		<p>La consultazione delle tavole di Piano rivela che nell’area vasta oggetto di studio non sono presenti elementi in classi di pericolosità, danno potenziale e rischio</p>
<p>Aree Naturali Protette e Siti Natura 2000 istituiti <i>Fonte: Geoportale nazionale - “Progetto Natura”</i></p>	<p>Si</p>	<p>Nell’area vasta oggetto di studio non sono presenti aree naturali protette o siti della Rete Natura 2000</p>
<p>Criteri regionali per l’individuazione delle aree e dei siti non idonei all’installazione di impianti fotovoltaici a terra <i>Rif.: Allegato B alla D.G.R. n.27/16 del 2011</i></p>	<p>Si</p>	<p>Progetto accompagnato da Relazione paesaggistica, Relazione Archeologica e Relazione pedo-agronomica</p>