



REGIONE AUTÒNOMA DE SARDIGNA
REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA

REGIONE RAS



PROVINCIA DI SASSARI



COMUNE DI SASSARI

CENTRALE FOTOVOLTAICA A TERRA IN ZONA AGRICOLA

Progetto per la Costruzione ed Esercizio di una Centrale Fotovoltaica a terra in zona agricola del Comune di Putifigari (SS) e delle relative opere di connessione alla RTN.

Con impianto di captazione solare ripartito su due aree distinte in regione Monte Siseri (area nord) e in regione Seddonai (area sud).

Potenza complessiva del campo fotovoltaico pari a **72,64 MWp**, insediata su complessivi circa **86 ha** e capacità di generazione pari a **64,51 MW**.

Sistema Agro-voltaico con mantenimento e miglioramento delle attività agro-zootecniche esistenti.

FASE DI PROGETTO :
DEFINITIVO PER A.U.

OTTENIMENTO AUTORIZZAZIONE UNICA (Art.12, D. Lgs 387/03)

con associata

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (Art.23, D. Lgs 152/06)

Proponente dell'impianto FV:



INE Seddonai S.r.l.
A Company of ILOS New Energy Italy

INE SEDDONAI S.r.l.
Piazza di Santa Anastasia n. 7
00186 Roma (RM)
CF/P.IVA 16403951003
PEC: ineseddonaisrl@legalmail.it

Gruppo di progettazione:

Ing. Silvestro Cossu - Progettazione generale.

Dott. Geologo Giovanni Calia - Studi e indagini geologiche, idrogeologiche e geotecniche, Studio di Impatto Ambientale.

Dott. Roberto Cogoni - Analisi e valutazioni naturalistiche, caratterizzazione biotica, SIA.

Dott. Agronomo Giuliano Sanna - Analisi e valutazioni agronomiche.

Dott.ssa Archeologa Noemi Fadda - Verifica Preventiva dell'Interesse Archeologico.

Dott.ssa Arch. Patrizia Sini - Assetto paesaggistico e opere di mitigazione.

Ing. Marietta Lucia Brau - Progettazione tecnica.

Per. Ind. Alessandro Licheri - Sviluppo soluzione progettuale ed elaborati tecnici per l'impianto FV e per Opere di Connessione alla rete AT.

Per. Ind. Fabiana Casula - Sviluppo progettuale layout elettrico e dimensionamento elettrico centrale fotovoltaico, elaborati grafici tecnici.

Coordinatore generale della progettazione per il gruppo ILOS New Energy Italy s.r.l.



M2 ENERGIA S.r.l.
Via La Marmora 3, 71016,
San Severo (FG)
PEC: m2energia@pec.it

Professionisti responsabili

Ing. Silvestro Cossu

Ordine degli Ingegneri della Provincia di Oristano - Sez.A n. 139

Dott. Geol. Giovanni Calia

Ordine dei Geologi della Regione Sardegna n.184

Spazio riservato agli uffici:

VIA

Nome elaborato:

Allegato 1 al SIA.

Quadro Generale di Riferimento.

Aspetti Generali Ambientali correlati agli impianti Fotovoltaici

Codice elaborato

VA A1-SIA

N. progetto
SS02Pu01

N. commessa
Z27

Codice pratica

Protocollo

Scala

-

Formato di stampa:
A4

Rev. 00 del
10/05/2022

Rev. 01 del

Rev. 02 del

Rev. 03 del

Verificato il

Approvato il

Rif. file : **SS02Pu01_VA_A1-SIA_00**

Contesto di sviluppo degli impianti fotovoltaici in Sardegna e impatti ambientali correlati, su larga scala e in ambito locale.

ASPETTI GENERALI AMBIENTALI E LE BEST PRACTICES

INDICE

0. CHIAVI DI LETTURA

1. LE DECISIONI COMUNITARIE E GLI OBIETTIVI ENERGETICI E AMBIENTALI

- 1.0 Premessa sull'evoluzione del quadro regolatorio Nazionale e Comunitario.
- 1.1 Il vigente quadro regolatorio Nazionale e Comunitario.
- 1.2 L'obiettivo della neutralità climatica dell'Unione al 2050
- 1.3 Elementi di rilievo del vigente quadro regolatorio Comunitario.
- 1.4 Il regime di sostegno alla produzione di energia elettrica da FER attualmente vigente in Italia (DM 04/07/19)
- 1.5 Impianti in aree agricole - Condizioni per l'accesso agli incentivi.

2. LIMITI DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI E OCCUPAZIONE DEL SUOLO

- 2.1 Impegno del suolo e produttività degli impianti FV convenzionali.
- 2.2 Fabbisogno di suolo per il raggiungimento degli obiettivi al 2030.

3. IL CONTRIBUTO DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI ALLA DECARBONIZZAZIONE E ALLA RIDUZIONE DEL RISCALDAMENTO GLOBALE

4. GLI IMPATTI AMBIENTALI DEGLI IMPIANTI FV IN AMBITO LOCALE

- 4.1 Il corretto inserimento degli impianti FV nel territorio.
 - 4.1.1 Le aree "idonee e NON idonee" e la sindrome NIMBY.
 - 4.1.2 Le ricadute economiche in ambito locale/regionale.
 - 4.1.3 Altre possibili ricadute economiche connesse alla produzione – Misure compensative.
- 4.2 Impatti correlati all'occupazione del suolo – le best practices.
 - 4.2.1 Estensione del suolo impegnato e impatto sul paesaggio.
 - 4.2.2 La desertificazione del suolo e i sistemi agrofotovoltaici.
 - 4.2.2.1 Soluzione tipica di un impianto agrivoltaico
 - 4.2.2.2 Inquadramento della soluzione tipica agrivoltaica nel contesto legislativo incentivante
 - 4.2.2.3 Condizioni per la realizzazione in termini vantaggiosi di un impianto agrivoltaico
 - 4.2.2.4 Aspetti caratteristici e criticità nella realizzazione di impianti agrivoltaici in Sardegna.
 - 4.2.3 Le opere di interazione col suolo e la loro dismissione a fine vita.
 - 4.2.4 Possibili effetti di dissesto geo-pedologico.
- 4.3 Impatti sulle altre componenti ambientali (acqua, aria, flora, fauna, biodiversità, popolazione).
- 4.4 Considerazioni finali e requisiti per il corretto inserimento degli impianti in aree agricole.

5. PROCEDURE VIGENTI IN MATERIA DI V.I.A. PER GLI IMPIANTI FV E PER LE OPERE CONNESSE

0. CHIAVI DI LETTURA

Di seguito le definizioni di **Impatto/i ambientale/i** così come riportate nell'art.5, comma 1, lettera c) del Dls 152/06:

Versione originaria del 2006:

c) impatto ambientale: *l'alterazione qualitativa e/o quantitativa dell'ambiente, inteso come sistema di relazioni fra i fattori antropici, fisici, chimici, naturalistici, climatici, paesaggistici, architettonici, culturali ed economici, in conseguenza dell'attuazione sul territorio di piani o programmi o della realizzazione di progetti relativi a particolari impianti, opere o interventi pubblici o privati, nonché della messa in esercizio delle relative attività;*

Versione introdotta da Dls n.4/2008:

c) impatto ambientale: *l'alterazione qualitativa e/o quantitativa, diretta ed indiretta, a breve e a lungo termine, permanente e temporanea, singola e cumulativa, positiva e negativa dell'ambiente, inteso come sistema di relazioni fra i fattori antropici, naturalistici, chimico-fisici, climatici, paesaggistici, architettonici, culturali, agricoli ed economici, in conseguenza dell'attuazione sul territorio di piani o programmi o di progetti nelle diverse fasi della loro realizzazione, gestione e dismissione, nonché di eventuali malfunzionamenti;*

Versione introdotta dal Dls n.104/2017 oggi vigente:

c) impatti ambientali: *effetti significativi, diretti e indiretti, di un piano, di un programma o di un progetto, sui seguenti fattori:*

popolazione e salute umana;

biodiversità, con particolare attenzione alle specie e agli habitat protetti in virtù della direttiva 92/43/CEE e della direttiva 2009/147/CE;

territorio, suolo, acqua, aria e clima;

beni materiali, patrimonio culturale, paesaggio;

interazione tra i fattori sopra elencati.

Negli impatti ambientali rientrano gli effetti derivanti dalla vulnerabilità del progetto a rischio di gravi incidenti o calamità pertinenti il progetto medesimo;

GIURISPRUDENZA

TAR MOLISE (sez. I – 08/04/2009, n.115)

“... alla concezione totalizzante dell'interesse paesaggistico, [...], non può sostituirsi una nuova concezione totalizzante dell'interesse ambientale che ne postuli la tutela "ad ogni costo" anche mediante lo sviluppo di fonti di energia alternativa idonee ad operare una riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra ma di grave ed irreversibile impatto paesaggistico, perché se la riduzione delle emissioni attraverso la ricerca, promozione, sviluppo e maggiore utilizzazione di fonti energetiche rinnovabili e di tecnologie avanzate e compatibili con l'ambiente, tra le quali rientrano gli impianti eolici, costituisce un impegno internazionale assunto dallo Stato italiano [...], è parimenti vero che anche la salvaguardia del Paesaggio costituisce oggetto di impegni assunti dall'Italia in sede internazionale [...] sicché il conflitto tra tutela paesaggio e tutela dell'ambiente (e indirettamente della salute) non può essere risolto in forza di una nuova aprioristica gerarchia che inverte la scala di valori (non configurabile neppure invocando la rafforzata cogenza degli obblighi assunti in forza di convenzioni internazionali di cui si giovano come detto sia i valori paesaggistici che quelli ambientali), ma deve essere necessariamente operato in concreto, attraverso una ponderazione comparativa di tutti gli interessi coinvolti, non potendosi configurare alcuna preminenza valoriale né in un senso (a favore del paesaggio) né nell'altro (a favore dell'ambiente e del diritto alla salute o del diritto di intrapresa economica).

TAR Lombardia Brescia, Sez. I, n.904 del 17/12/2010:

“Il favor legislativo per le fonti energetiche rinnovabili richiede di concentrare l'impedimento assoluto all'installazione di impianti fotovoltaici in zone sottoposte a vincolo paesistico unicamente nelle “aree non idonee” espressamente individuate dalla regione secondo quanto previsto al punto 17 del D.M. 10 settembre 2010.

Negli altri casi, la compatibilità dell'impianto fotovoltaico con il suddetto vincolo deve essere esaminata tenendo conto del fatto che queste tecnologie sono ormai considerate elementi normali del paesaggio”.

1. LE DECISIONI COMUNITARIE E GLI OBIETTIVI ENERGETICI E AMBIENTALI

1.0 Premessa sull'evoluzione del quadro regolatorio Nazionale e Comunitario.

L'emanazione della Direttiva 2001/77/CE del 27/09/2001, costituisce, di fatto, il primo importante passo della Comunità Europea **verso la promozione dell'utilizzo delle Fonti Rinnovabili di Energia (FER), per contrastare il riscaldamento climatico del pianeta**, in accordo con gli indirizzi tracciati nel **protocollo di Kyoto del 1997**.

Si legge negli incipit della Direttiva 77 del 2001:

- (1) Il potenziale di sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili è attualmente sottoutilizzato nella Comunità. **Quest'ultima riconosce la necessità di promuovere in via prioritaria le fonti energetiche rinnovabili, poiché queste contribuiscono alla protezione dell'ambiente e allo sviluppo sostenibile. Esse possono inoltre creare occupazione locale, avere un impatto positivo sulla coesione sociale, contribuire alla sicurezza degli approvvigionamenti e permettere di conseguire più rapidamente gli obbiettivi di Kyoto.**
Bisogna pertanto garantire un migliore sfruttamento di questo potenziale nell'ambito del mercato interno dell'elettricità.
- (2) La promozione dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili è un **obiettivo altamente prioritario a livello della Comunità**, come illustrato nel Libro Bianco sulle fonti energetiche rinnovabili (GU C 198 del 24.06.1998), per motivi di sicurezza e diversificazione dell'approvvigionamento energetico, protezione dell'ambiente e coesione economica e sociale.
- (3) Il maggiore uso di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili è una parte importante del pacchetto di misure necessarie per conformarsi al protocollo di Kyoto della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici e dei pacchetti di politiche intese ad onorare ulteriori impegni.

I sopra richiamati principi e impegni Comunitari hanno trovato la prima applicazione in Italia con l'emanazione del **DIs 387/2003**.

Successivamente l'emanazione di una serie di misure volte alla promozione e al sostegno economico dello sviluppo delle FER (vedasi in particolare i diversi pacchetti di incentivi in "Conto Energia", che hanno permesso in via preminente lo sviluppo della tecnologia fotovoltaica) hanno condotto alla situazione attuale, che vede in Italia una penetrazione delle FER in grado di coprire circa il 17% dei Consumi Finali Lordi nazionali.

In particolare, relativamente al fotovoltaico, risulta tangibile l'efficacia delle misure di promozione e sostegno attuate con i diversi "Conti Energia" che si sono succeduti nei circa 15 anni del recente passato; **in questi 15 anni il costo dei moduli si è ridotto di oltre 10 volte**.

Oggi il fotovoltaico ha raggiunto un livello di affidabilità tecnologica e di costo tale da rendere gli impianti di produzione in grado di autosostenersi, almeno nei grandi impianti Utility Scale, **senza necessità di incentivi**.

Risulta così superata quella visione restrittiva del fotovoltaico che lo vedeva economicamente sostenibile solamente nelle applicazioni con autoconsumo e nella piccola generazione distribuita.

Oggi si possono costruire vantaggiosamente, per la collettività e per gli investitori, vere centrali di produzione elettrica da fonte solare fotovoltaica, in grado di produrre energia a basso costo ovvero con costi di produzione confrontabili con quelli promessi in passato dalle centrali nucleari.

Relativamente all'evoluzione del quadro regolatorio in materia di **Autorizzazioni alla Costruzione ed Esercizio** degli impianti di produzione di energia elettrica da FER, si riscontra quanto segue.

Oggi in Italia (e nella UE) l'attività di **produzione di energia elettrica è libera** (cfr. Dls 79/99) e si esplica all'interno di una disciplina di tipo **autorizzatorio** e non più **concessorio** (come avveniva prima della Direttiva 96/92/CE).

Un impianto di produzione di energia da FER può essere realizzato da chiunque, nei termini di legge (Dls 387/03 e Dls 28/11) e il Gestore di Rete con **obbligo di connessione di terzi** (questo si *concessionario* della rete di Trasmissione o di Distribuzione) **ha l'obbligo di connettere alla rete l'impianto di produzione da FER**, purché siano rispettati i dovuti requisiti tecnici (Dls 387/03, Art.14 comma 2, lettera f-quater: **obbligo anche in caso in cui la rete non sia tecnicamente in grado di ricevere l'energia prodotta ma possano essere adottati interventi di adeguamento congrui**).

Il regime **autorizzatorio** (sancito dall'art.6 della D. 2001/77/CE e recepito dall'art.12 del Dls 387/03 e dal Dls 28/11, oggetto di recenti e importanti modifiche con la L.108/21 del 29/07/21 e la L.34/22 del 28/04/22), **è tale da favorire l'iniziativa privata, privilegiando la realizzazione degli impianti e ponendo in subordine le problematiche di rete.**

Tale impostazione generale, pur all'interno delle note complessità e lungaggini burocratiche, unitamente ai sostegni operativi concessi (incentivi sulla produzione) si è dimostrata strumento valido per favorire l'evoluzione dello sfruttamento delle FER, in special modo nel sud Italia, **e consentirà ancora (nel prossimo decennio) all'iniziativa privata, di realizzare grandi impianti in grado di produrre energia pulita a prezzi prossimi a quelli di mercato (ancora ed in special modo nel sud Italia).**

Occorre pertanto una policy in grado di governare al meglio tale evoluzione attesa, in quanto necessaria per la decarbonizzazione del pianeta, compenetrando le esigenze generali, di dettato internazionale e comunitario, con quelle di tutela dell'ambiente e del paesaggio in ambito locale ed all'interno di una prospettiva che consenta e favorisca importanti ricadute economiche e sociali nei territori oggetto di intervento.

1.1 Il vigente quadro regolatorio Nazionale e Comunitario.

Ad oggi il quadro regolatorio comunitario è costituito, in via principale, dai seguenti due provvedimenti:

- il **Regolamento UE n.2018/1999** dell'11/12/2018, sulla **Governance dell'Unione dell'Energia**, che definisce i traguardi per il 2030 in materia di energia e clima di ciascun stato membro (Art.4) e che è stato oggetto di recente aggiornamento con regolamento **UE n.2021/1119 del 30/06/21**, che sancisce l'**obiettivo vincolante di neutralità climatica al 2050** (Art.1);
- la **Direttiva UE n.2018/2001** dell'11/12/2018, sulla **Promozione dell'uso dell'energia da Fonti Rinnovabili**, che stabilisce la quota di energia da Fonti Rinnovabili sul Consumo Finale Lordo (CFL) di Energia nell'unione al 2030 (art.3).

La proposta di **PNIEC** (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima) elaborata dallo Stato Italiano (versione del dicembre 2019), unitamente al **PNRR** (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza dell'Aprile 2021) risponde agli impegni dettati da tali due provvedimenti sovraordinati e **dovrà adeguarsi al nuovo e più sfidante regolamento UE n.2021/1119**.

La sintesi degli obiettivi per il decennio 2020-2030 in materia di **energie rinnovabili, efficienza energetica e contenimento dell'emissioni climalteranti** si evince dalla seguente tabella estratta dal PNIEC.

Tabella 1 - Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	21,6%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza Energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni Gas Serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	

La traiettoria prevista dallo Stato Italiano per raggiungere gli obiettivi per la quota FER è riassunta nei diagrammi che seguono (estratti dalla vigente proposta di PNIEC).

Figura 7 – Traiettoria della quota FER complessiva [Fonte: GSE e RSE]

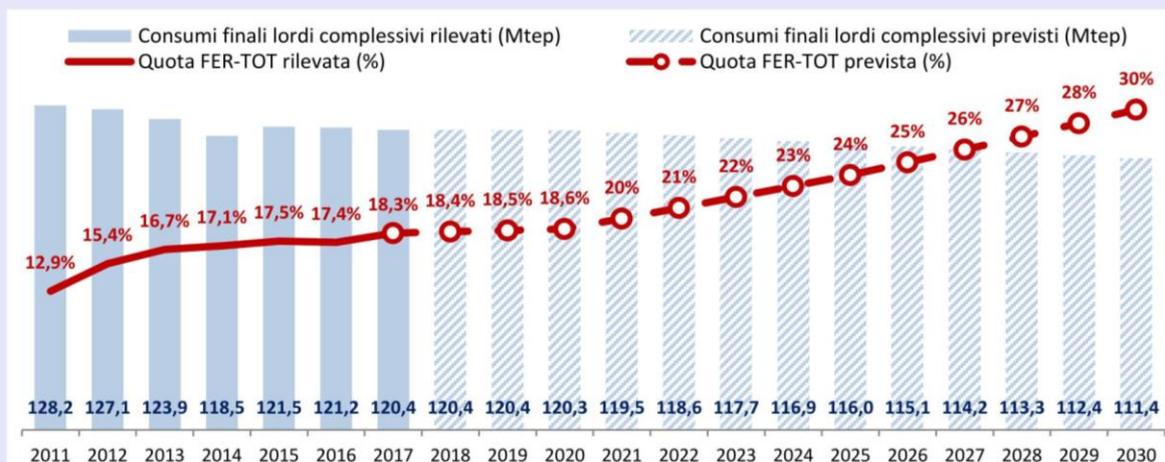
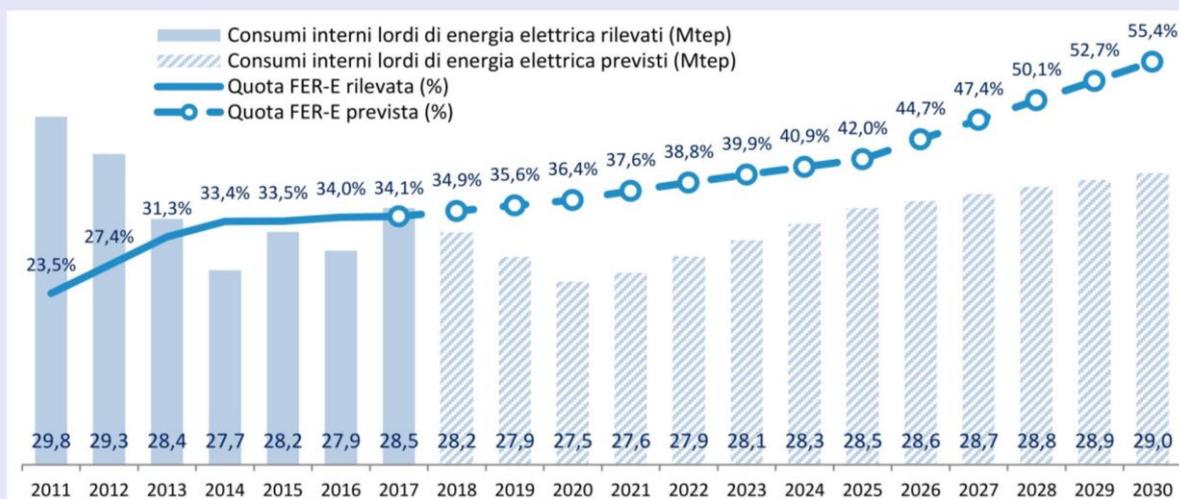


Figura 8 – Traiettoria della quota FER elettrica [Fonte: GSE e RSE]



Relativamente alla **produzione di energia da Fonti Rinnovabili** l'obiettivo dello Stato Italiano di copertura al 2030 del 30% sui CFL (espresso in Mtep/y nei diagrammi) si traduce **nella necessità di produrre almeno 50 TWh/y in più rispetto alla situazione attuale.**

Con l'adeguamento al regolamento UE n.2021/1119, tale obiettivo del PNIEC sarà ancora più elevato e si attesterà ad almeno 70 TWh/y in più rispetto alla situazione attuale.

La Regione Sardegna contribuisce a tale obiettivo con circa 2÷3 TWh/y in più rispetto alla situazione attuale (obiettivo PEARS).

Anche tale obiettivo sarà innalzato con l'introduzione del Burden Sharing previsto dall'art.20 DIs 199/21 di attuazione alla Direttiva UE 2018/2001 e del PNRR.

1.2 L'obiettivo della neutralità climatica dell'Unione al 2050

Alla data attuale si è in presenza di un contesto normativo e programmatico cogente che muove verso l'obiettivo principale di raggiungere la neutralità climatica al 2050; tale obiettivo si traduce nella riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030.

Si legge negli incipit dell'adozione del regolamento **UE n.2021/1119 del 30 giugno 2021**:

- (1) **La minaccia esistenziale posta dai cambiamenti climatici richiede una maggiore ambizione e un'intensificazione dell'azione per il clima da parte dell'Unione e degli Stati membri.** L'Unione si è impegnata a potenziare gli sforzi per far fronte ai cambiamenti climatici e a dare attuazione all'accordo di Parigi adottato nell'ambito della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici («accordo di Parigi»), guidata dai suoi principi e sulla base delle migliori conoscenze scientifiche disponibili, nel contesto dell'obiettivo a lungo termine relativo alla temperatura previsto dall'accordo di Parigi.
- (2) Nella comunicazione dell'11 dicembre 2019 intitolata «**Il Green Deal europeo**» la Commissione ha illustrato una nuova strategia di crescita mirata a trasformare l'Unione in una società giusta e prospera, dotata di un'economia moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e competitiva **che nel 2050 non genererà emissioni nette di gas a effetto serra e in cui la crescita economica sarà dissociata dall'uso delle risorse.**
- (3) Il gruppo intergovernativo di esperti sul cambiamento climatico (IPCC), nella sua relazione speciale del 2018 concernente gli effetti del riscaldamento globale di 1,5 °C rispetto ai livelli preindustriali e relative traiettorie delle emissioni di gas a effetto serra a livello mondiale nell'ambito del rafforzamento della risposta globale alla minaccia dei cambiamenti climatici, dello sviluppo sostenibile e degli sforzi per eliminare la povertà, fornisce una solida base scientifica per affrontare i cambiamenti climatici e evidenzia la necessità di intensificare rapidamente l'azione per il clima e di continuare la transizione verso un'economia climaticamente neutra.
Tale relazione conferma che le emissioni di gas a effetto serra devono essere ridotte quanto prima e che il cambiamento climatico deve essere limitato a 1,5 °C, in particolare per ridurre la probabilità di eventi meteorologici estremi e il raggiungimento di punti di non ritorno.
- (5) È necessario affrontare i crescenti rischi per la salute connessi al clima, **tra cui ondate di calore, inondazioni e incendi boschivi più frequenti e intensi**, minacce alla sicurezza alimentare e idrica, nonché la comparsa e la diffusione di malattie infettive.
- (7) L'azione per il clima dovrebbe rappresentare un'opportunità per tutti i settori dell'economia nell'Unione per contribuire ad assicurare la leadership industriale nel campo dell'innovazione globale. Sotto l'impulso del quadro normativo definito dall'Unione e degli sforzi compiuti dalle industrie europee, **è possibile dissociare la crescita economica dalle emissioni di gas a effetto serra. Ad esempio, le emissioni di gas a effetto serra nell'Unione sono state ridotte del 24 % tra il 1990 e il 2019 mentre, nello stesso periodo, l'economia è cresciuta del 60 %.**
- (11) **Vista l'importanza della produzione e del consumo di energia per il livello di emissioni di gas a effetto serra**, è indispensabile realizzare la transizione verso un sistema energetico sicuro, sostenibile e a prezzi accessibili, **basato sulla diffusione delle energie rinnovabili**, su un mercato interno dell'energia ben funzionante e **sul miglioramento dell'efficienza energetica**, riducendo nel contempo la povertà energetica.
- (17) **L'Unione dovrebbe proseguire la sua azione per il clima e mantenere la leadership internazionale su questo versante anche dopo il 2050, al fine di proteggere le persone e il pianeta dalla minaccia di cambiamenti climatici pericolosi, in vista dell'obiettivo di lungo termine relativo alla temperatura stabilito dall'accordo di Parigi.....**

- (19) Il Parlamento europeo, nella sua risoluzione del 15 gennaio 2020 sul Green Deal europeo, **ha chiesto che la transizione, ormai indispensabile, verso una società climaticamente neutra avvenga entro il 2050 al più tardi e divenga una storia di successo europea** e, nella sua risoluzione del 28 novembre 2019 sull'emergenza climatica e ambientale, **ha dichiarato l'emergenza climatica e ambientale. Ha inoltre invitato più volte l'Unione a innalzare il suo traguardo per il 2030 in materia di clima e a inserire tale traguardo più ambizioso nel presente regolamento.** Il Consiglio europeo, nelle conclusioni del 12 dicembre 2019, ha approvato l'obiettivo di conseguire la neutralità climatica dell'Unione entro il 2050, in linea con gli obiettivi dell'accordo di Parigi, pur riconoscendo che è necessario predisporre **un quadro favorevole che vada a beneficio di tutti gli Stati membri e comprenda strumenti, incentivi, sostegno e investimenti adeguati per assicurare una transizione efficiente in termini di costi, giusta, socialmente equilibrata ed equa**, tenendo conto delle diverse situazioni nazionali in termini di punti di partenza.
- (26) Come annunciato nel Green Deal europeo, la Commissione ha valutato il traguardo dell'Unione di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per il 2030 nella sua comunicazione del 17 settembre 2020 «Un traguardo climatico 2030 più ambizioso per l'Europa — Investire in un futuro a impatto climatico zero nell'interesse dei cittadini», sulla base di un'ampia valutazione d'impatto e tenendo conto della sua analisi dei piani nazionali integrati per l'energia e il clima che le sono trasmessi a norma del regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio. **Alla luce dell'obiettivo della neutralità climatica da conseguire per il 2050, entro il 2030 dovrebbero essere ridotte le emissioni di gas a effetto serra e aumentati gli assorbimenti, in modo tale che le emissioni nette di gas a effetto serra - ossia le emissioni al netto degli assorbimenti — siano ridotte, in tutti i settori dell'economia e a livello dell'Unione, di almeno il 55 % rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030.** Il Consiglio europeo ha approvato tale obiettivo nelle sue conclusioni del 10 e 11 dicembre 2020. Ha inoltre fornito orientamenti iniziali sulla sua attuazione. **Tale nuovo obiettivo climatico dell'Unione per il 2030 costituisce un obiettivo successivo ai sensi dell'articolo 2, punto 11, del regolamento (UE) 2018/1999, e conseguentemente sostituisce l'obiettivo dell'Unione di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2030 stabilito nel medesimo punto.**
- (32) Gli ecosistemi, le persone e le economie di tutte le regioni dell'Unione si troveranno ad affrontare i gravi effetti dei cambiamenti climatici, **quali calore estremo, inondazioni, siccità, carenza idrica, innalzamento del livello del mare, scioglimento dei ghiacciai, incendi boschivi, sradicamenti causati dal vento e perdite agricole.** I recenti eventi estremi hanno già inciso in modo sostanziale sugli ecosistemi, con ripercussioni sul sequestro del carbonio e sulle capacità di stoccaggio delle foreste e dei terreni agricoli.

Il regolamento **UE 2021/1119** stabilisce pertanto i seguenti tre obiettivi/traguardi:

- 1. Obiettivo vincolante della neutralità climatica nell'Unione al 2050 (art.1).**
- 2. Traguardo vincolante di riduzione interna netta delle emissioni di gas a effetto serra (emissioni al netto degli assorbimenti) di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030 (art.4)**
- 3. Successivamente al 2050 l'Unione mira a conseguire emissioni negative (art.2).**

In termini numerici i pozzi naturali in grado di assorbire maggiori quantità di carbonio rispetto a quella che emettono (suolo, foreste, oceani), **ad oggi rimuovono circa 9,5 ÷ 11 Gtonn/y di gas antropogenici; nel 2019 le emissioni globali di CO₂ hanno superato di più di tre volte (circa 38 Gtonn/y) la capacità di assorbimento dei pozzi naturali** (Fonte: Parlamento Europeo articolo del 28/06/21).

Ad oggi, nessun pozzo di assorbimento artificiale è in grado di rimuovere la necessaria quantità di carbonio dall'atmosfera necessaria a combattere il riscaldamento globale.

Il carbonio conservato nei pozzi naturali come le foreste è rilasciato nell'atmosfera attraverso gli incendi, i cambiamenti nell'uso del terreno e i disboscamenti.

Per questo motivo è fondamentale ridurre le emissioni di carbonio per poter raggiungere la neutralità climatica.

L'UE aspira a diventare il primo continente a togliere dall'atmosfera almeno tanta CO₂ quanta ne produce, entro il 2050.

Si legge nell'art.4 del regolamento UE 2021/1119: "Al fine di garantire che siano profusi sforzi di mitigazione sufficienti fino al 2030, ai fini del presente regolamento e fatto salvo il riesame della legislazione dell'Unione di cui al paragrafo 2, il contributo degli assorbimenti netti al traguardo dell'Unione in materia di clima **per il 2030 è limitato a 225 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente (0,225 Gtonn/y ndr)**. Al fine di potenziare il pozzo di assorbimento del carbonio in linea con l'obiettivo del conseguimento della neutralità climatica entro il 2050, l'Unione punta ad aumentare il volume del proprio pozzo netto di assorbimento del carbonio nel 2030.

In questo contesto il ruolo numerico e temporale svolto dalla produzione di energia da FER è rilevante.

Considerato che **un ettaro di foresta assorbe circa 20 ÷ 50 tonn CO₂/y** e che una pala eolica da **un MW**, che produce annualmente circa 2500 MWh/y, evita emissioni di CO₂ per circa (2500 MWh/y x 0,544 tonn/MWh) **1360 tonn/y**, si percepisce la portata delle FER ai fini della riduzione globale della CO₂.

Una pala eolica da 1 MW, la cui messa in esercizio può richiedere poco più di un anno (al netto dei tempi per l'ottenimento delle autorizzazioni), **evita pertanto emissioni di CO₂ corrispondenti a circa:**

$$\frac{1360 \text{ tCO}_2 \text{ evitata/y}}{20\div 50 \text{ tCO}_2 \text{ assorbita/ha y}} = 68 \div 27 \text{ ha di foresta}$$

Ad analoghi risultati si giunge considerando un ettaro di terreno "impiantato" per la produzione di energia elettrica fotovoltaica.

Peraltro i tempi necessari per l'impianto e la "messa in esercizio" di nuove foreste non sono paragonabili con i tempi di costruzione e messa in esercizio di un impianto di produzione energia da FER.

La produzione di energia da FER costituisce pertanto, sia per celerità di messa in esercizio che per quantità di emissioni antropogeniche evitate, il primo strumento oggi disponibile per il raggiungimento dell'obiettivo di decarbonizzazione nei tempi necessari ad evitare l'irreversibilità del riscaldamento globale del pianeta e i cambiamenti climatici.

In questo contesto normativo e programmatico che promuove e incentiva la produzione di energia elettrica da Fonti Rinnovabili, all'interno del generale "**principio di massima diffusione delle fonti di energia rinnovabili**" di dettato comunitario e costituzionale (cfr. sentenza Corte Costituzionale n. 224 del 2012), l'obiettivo sopra tracciato potrà essere raggiunto in via principale con l'installazione, **da parte di soggetti privati**, di impianti Eolici e Fotovoltaici, che ad oggi rappresentano le tecnologie più mature in termini di produzione sostenibile di energia elettrica da Fonti Rinnovabili.

Il Fotovoltaico in particolare ha oramai raggiunto un livello di affidabilità tecnologica e costi unitari che, almeno per gli impianti Utility Scale, lo rendono in grado di autosostenersi, **senza necessità di ulteriori incentivi pubblici.**

1.3 Elementi di rilievo del vigente quadro regolatorio comunitario.

Per una completa visione del quadro regolatorio unionale cogente, si rimarcano i seguenti punti derivanti dall'analisi di dettaglio della **Direttiva UE 2018/2001** e del collegato **Regolamento UE 2018/1999**.

1. L'art.4 della D.UE 2018/2001 consente agli Stati membri di istituire **Regimi di Sostegno** alle FER per il raggiungimento dell'obiettivo unionale (32% al 2030 del rapporto ER/CFL).
Il modello di sostegno ammesso è del tipo di quanto attualmente adottato in Italia con il DM 04/07/19 (cfr. incipit (16) e (17) della D.2018/2001).
Nel regime di sostegno instaurato gli Stati Membri possono favorire una tecnologia rispetto ad un'altra e premiare diversamente in relazione alle taglie d'impianto.
2. L'art.3 della D.UE 2018/2001 autorizza la Commissione ad attuare **iniziative di sostegno** (a termini degli art. 9 e 31 del regolamento UE 2018/1999) **qualora si ravvisi (in progress) un divario nella traiettoria unionale per il 2030 a causa di scostamenti all'interno dei PNIEC degli stati membri ovvero nel caso in cui questi risultino insufficienti al raggiungimento del target unionale** (cfr. incipit (38) e (128) della D.2018/2001).
3. L'art.4 del *Regolamento* (UE 2018/1999) definisce le traiettorie dei contributi degli stati membri come da loro previsioni nei rispettivi PNIEC:
 - al 2022: + 18% di energia da FER rispetto al target 2020-30
 - al 2025: + 43% di energia da FER rispetto al target 2020-30
 - al 2027: + 65% di energia da FER rispetto al target 2020-30
4. L'art.31 del *Regolamento* (UE 2018/1999) stabilisce i criteri per l'**attuazione di interventi correttivi di reazione a PNIEC reputati insufficienti o che si discostino dalla traiettoria stabilita per ciascun stato membro**.
Il divario può essere colmato anche con pagamenti da parte degli stati membri inadempienti.
In caso di divario l'UE esercita i suoi poteri e propone misure per il riallineamento ai fini della traiettoria unionale tracciata per il 2030.
5. L'art.32 del regolamento (UE 2018/1999) definisce le **modalità di reazione ai progressi insufficienti (divario) nell'ambito della traiettoria fissata**.
Oltre alle raccomandazioni agli stati membri, la UE esercita i propri poteri, adottando misure supplementari volte a colmare il divario; **fra tali misure rientrano i pagamenti da parte degli stati membri inadempienti.**
6. L'art.33 del regolamento UE 2018/1999 definisce il **meccanismo unionale di finanziamento** di ER (il cui regolamento esecutivo è stato pubblicato dalla UE il 15/09/20 – regolamento UE 2020/1294) volto a colmare il divario rispetto agli obiettivi unionali e rafforzare le azioni per il raggiungimento degli stessi.
Le azioni attuate direttamente dalla UE, prevedono una pluralità di formule per l'appalto e modalità per il finanziamento necessario alla realizzazione dei nuovi progetti, fra le quali:
 - utilizzo dei pagamenti degli stati membri;
 - integrazione dei pagamenti con fondi unionali, con contributi privati e con pagamenti supplementari;
 - prestiti agevolati.**La produzione generata da impianti così finanziati/agevolati è virtualmente assegnata agli stati membri in ragione del loro effettivo contributo (in termini di pagamento o di messa a disposizione dei siti).**
I progetti finanziati da forme diverse dei pagamenti degli stati membri non sono conteggiati ai fini dei contributi degli stati membri per il raggiungimento del traguardo finale (32% al 2030).
7. L'art. 44 del regolamento (UE 2018/1999) istituisce il comitato per l'attuazione del **meccanismo unionale di finanziamento di ER**.

Dalla lettura analitica dei sopra richiamati punti, emerge la decisa e forte volontà della Comunità Europea di raggiungere gli obiettivi tracciati, anche attuando azioni di penalizzazioni economiche degli Stati membri inadempienti ovvero premiando gli stati che mettono a disposizione i siti ove realizzare gli impianti.

1.4 Il regime di sostegno alla produzione di energia elettrica da FER attualmente vigente in Italia (DM 04/07/19 – FER1)

Il vigente DM 04/07/19 (cosiddetto FER1, recentemente esteso dal DIs 199/21) muove all'interno delle politiche stabilite dall'art.4 della D. UE 2018/2001 e dal PNIEC, per il raggiungimento degli obiettivi suindicati, introducendo un nuovo e particolare regime di sostegno (contingentato nel tempo e nell'ammontare complessivo) alla produzione di energia elettrica da Fonti Rinnovabili, ben diverso da quanto concesso nei precedenti 5 conti energia.

Il sostegno alla produzione è assicurato dall'introduzione di una **tariffa cosiddetta a "due vie"** (di durata ventennale); con tale formula l'incentivo risulta il complemento, fino al valore di tariffa prefissato (derivante dall'esito di procedure competitive di iscrizione a registro o ad asta) sul prezzo zonale orario di vendita dell'energia (che non viene più ritirata dal GSE ma che rimane nella disponibilità del produttore); nell'eventualità che il prezzo orario dell'energia, negli anni a venire, superi il valore della tariffa spettante, **il produttore è tenuto a restituire la differenza al GSE.**

Questa formula di sostegno consente anche ai piccoli impianti (< 1 MWp) di poter produrre energia elettrica da fonte solare-fotovoltaica con un equilibrato ritorno economico dell'investimento.

Per accedere agli incentivi, gli impianti, debitamente autorizzati a termini dell'art.4, c.2, del DIs 28/11, partecipano a bandi competitivi per l'iscrizione a specifici registri (per potenze < 1 MW) o ad aste (per potenze > 1 MW).

Alla data attuale sono già stati pubblicati tutti i N.7 bandi previsti dal DM 04/07/19 **ed è stato esperito, nel mese di febbraio 2022, l'8° bando in estensione previsto dal DIs 199/21.**

Il DIs 199/21 del 08/11/21, ha infatti esteso la vigenza del DM 04/07/19, in relazione alle risorse disponibili e non assegnate, per mancanza di partecipanti, in ragione dei ritardi associati alle difficoltà burocratiche insite negli iter di approvazione dei progetti.

1.5 Impianti in aree agricole - Condizioni per l'accesso agli incentivi.

Gli impianti in aree agricole sono ammissibili ai sensi dell'art.12, comma 7 del DIs 387/03, così come integrato dal comma 9 dell'art.5 del DM 19/02/07, "anche gli impianti Fotovoltaici possono essere realizzati in aree classificate agricole dai vigenti piani urbanistici senza la necessità di effettuare la variazione di destinazione d'uso dei siti di ubicazione dei medesimi impianti fotovoltaici".

Tale disposizione è ripresa nel punto 15.3 del DM 10/09/10 che nel secondo periodo recita: "Gli impianti possono essere ubicati in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici, nel qual caso l'autorizzazione unica non dispone la variante dello strumento urbanistico".

Il richiamo a tale inquadramento legislativo è d'obbligo, onde sfatare quanto erroneamente sostenuto da una pluralità di operatori e da buona parte dell'opinione pubblica, secondo cui gli impianti in aree agricole risultavano vietati prima dei recenti sviluppi programmatici.

Legislazione sul divieto e/o condizioni per l'accesso agli incentivi.

L'art.3, comma 5, del DM 04/07/19 (FER1), ribadisce i contenuti di cui **all'art.65, comma 1, della Legge N° 27/2012 circa il divieto di accesso agli incentivi statali per impianti con i moduli collocati a terra in aree agricole.**

Dispone il **comma 1 dell'art.65** della legge n°27/12: **"Agli impianti solari fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole, non è consentito l'accesso agli incentivi statali di cui al DIs N°28/11".**

Peraltro l'art.9 (per l'iscrizione a registro degli impianti FV con potenza < 1 MWp) e l'art. 13 (per le procedure d'asta per gli impianti FV con potenza > 1 MWp) del DM 04/07/19, **promuovono e favoriscono gli insediamenti di impianti FV a terra in discariche e cave non suscettibili di ulteriore sfruttamento, dismesse e ripristinate, corredate da attestazione di avvenuto completamento delle attività di recupero e ripristino ambientale, che, come tali, risultano urbanisticamente classificate prevalentemente in zona agricola e pertanto NON incentivabili.**

Infatti al termine delle attività di dismissione e ripristino ambientale di una cava viene, di regola, svincolata la fideiussione stipulata a garanzia del recupero ambientale, prestata a termini dell'articolo 97 del PPR, con automatica riclassificazione della zona di cava, da sottozona D5 (aree estrattive di seconda categoria) a sottozona E agricola.

In tal modo risultano di fatto vanificate le opportunità di insediamento di impianti FV incentivabili in tali aree preferenziali di poco pregio ambientale e paesaggistico; in ragione di tale aspetto nei bandi già esperiti dal GSE gli impianti previsti su cave e discariche sono stati pochissimi.

La legge N° 120/20 del 11/09/20.

E' stato posto rimedio a tale contraddizione legislativa nella **Legge N° 120/20 del 11/09/20** di conversione del DL 76/20 (cd. Decreto semplificazioni) che ha modificato l'art.65 della Legge N° 27/2012 introducendo il **comma 1-ter** che recita:

1-ter. *“il comma 1 (divieto di accesso agli incentivi in aree agricole – ndr) non si applica altresì agli impianti solari fotovoltaici da realizzare su discariche e lotti di discarica chiusi e ripristinati, cave o lotti di cave non suscettibili di ulteriore sfruttamento per le quali l'autorità competente al rilascio dell'autorizzazione abbia attestato l'avvenuto completamento delle attività di recupero e ripristino ambientale previste nel titolo autorizzatorio nel rispetto delle norme regionali vigenti, autorizzati ai sensi dell'art.4 comma 2, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n.28, e in ogni caso l'accesso agli incentivi per tali impianti non necessita di ulteriori attestazioni e dichiarazioni.*

L'allegato b) alla D.G.R. N.59/90 del 27/11/20 *Individuazione delle aree NON idonee all'installazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili*, nella Tabella 2 – *Elenco delle aree brownfield ovvero “aree già degradate da attività antropiche pregresse o in atto, tra cui siti industriali, cave, discariche, siti contaminati”*, inquadra le cave (non ancora ripristinate o già dismesse e ripristinate) come **aree preferenziali** dove realizzare gli impianti fotovoltaici.

La legge N° 108/21 del 29/07/21 (con modifiche apportate dalla L. n.34/22 di conversione del DL 17/22).

Successivamente il Decreto semplificazioni N.77/21, convertito dalla **Legge 108/21 del 29/07/21**, ha esteso agli impianti **“agrovoltaici” con determinate caratteristiche, la possibilità di accesso agli incentivi subordinandola a specifiche prescrizioni**; dispone infatti il comma 5 dell'art.31 della Legge n.108/21:

5. All'articolo 65 del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, dopo il comma 1 -ter sono inseriti i seguenti:

«**1 -quater.** Il comma 1 (divieto di accesso agli incentivi – ndr) non si applica agli **impianti agrovoltaici che adottino soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione.**

1 -quinqies. L'accesso agli incentivi per gli impianti di cui al comma 1 -quater è inoltre subordinato alla contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio, **“da attuare sulla base di linee guida adottate dal Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria, in collaborazione con il Gestore dei Servizi Energetici (GSE), entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione”** (dicitura introdotta dalla recentissima L. n.34/22 di conversione del DL 17/22 - ndr) **che consentano di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate.**

1 -sexies. Qualora dall'attività di verifica e controllo risulti la violazione delle condizioni di cui al comma 1 -quater, cessano i benefici fruiti»

2. LIMITI DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI E OCCUPAZIONE DEL SUOLO

2.1 Impegno del suolo e produttività degli impianti FV convenzionali.

Oramai è di patrimonio comune il concetto di “**bassa densità di energia**” contenuta nelle Fonti Rinnovabili.

Tutti gli impianti di produzione di energia da Fonti Rinnovabili si contraddistinguono per la **bassa “densità di energia” disponibile nelle fonti primarie** e per i **limiti dei sistemi di conversione oggi tecnologicamente possibili**; limiti che, nel caso del solare fotovoltaico, si caratterizzano per una **importante occupazione di suolo (a parità di energia annualmente prodotta dal suolo interessato)**, tale da non reggere il confronto con gli impianti di produzione da fonti fossili.

A titolo indicativo: un gruppo elettrogeno alimentato a gasolio da 2 MW (avente dimensioni approssimative di 2,5x20 m), **che impegna un area di appena 50 mq**, può teoricamente produrre in un anno (8.000 ore di funzionamento):

$$2 \text{ MW} \times 8000 \text{ h/y} = 16.000 \text{ MWh/y (16 GWh/y).}$$

Per ottenere la stessa quantità di energia, un impianto fotovoltaico con una buona resa (1.600 MWh/MWp y), deve avere una potenza di 10 MWp:

$$10 \text{ MWp} \times 1.600 \text{ MWh/MWp y} = 16.000 \text{ MWh/y (16 GWh/y)}$$

Considerato che 1 MWp di impianto richiede oggi una superficie di circa 1,3 ettari, **per la realizzazione di 10 MWp occorrono pertanto circa 13 ha.**

Il confronto fra i 50 mq richiesti da un GE a gasolio da 2 MW e i 13 ha necessari per impiantare un impianto fotovoltaico da 10 MWp di Fotovoltaico è impietoso.

In ragione di tali considerazioni il DIs 387/03, all'art.12 comma 7 (così come integrato dal comma 9 dell'art.5 del DM 19/02/07), **prevede che gli impianti Fotovoltaici possano realizzarsi anche in zone agricole.**

E' infatti impensabile, considerate le grandi necessità di spazi richieste dagli impianti Fotovoltaici (ma anche dai termodinamici) che gli obiettivi comunitari e del PNIEC/PNRR possano raggiungersi localizzando gli impianti solamente in zone industriali (men che meno solo sui tetti degli edifici).

Per produrre le importanti quantità di energia definite nel PNIEC/PNRR con la conversione fotovoltaica, **occorrono grandi superfici (senza l'impegno di aree agricole gli obbiettivi comunitari sopra delineati nel capitolo 1 e del PNIEC/PNRR non potranno essere raggiunti)**, sostanzialmente per due motivi:

1. I limiti di efficienza tecnologica dei moduli fotovoltaici (rapporto fra energia solare incidente sul modulo ed energia elettrica convertita in DC).

2. La necessità di evitare/contenere gli ombreggiamenti fra i moduli.

In relazione al primo motivo l'evoluzione tecnologica degli ultimi 10 anni ha fatto enormi passi in avanti e ha consentito ai moduli di raggiungere gli standard attuali, per cui in una cornice di un modulo convenzionale di circa 215 x 110 cm, si ottengono potenze nominali attorno a 450 Wp ÷ 500 Wp, ovvero con efficienza attorno a 190 ÷ 210 Wp/mq (19,0% ÷ 21,0%).

Per gli impianti utility scale, su shed inclinati o su tracker monoassiali, sono oramai una realtà i moduli con tecnologia PERC (Passivated Emitter and Rear Cell), in grado di imprigionare e utilizzare la radiazione nella parte posteriore del modulo, mentre si stanno sviluppando quelli “bifacciali”, in grado di captare anche la radiazione solare diffusa sulla parte retrostante, non esposta alla radiazione solare diretta (radiazione di albedo che dipende dalla natura delle superfici circostanti ai moduli).

Al di là delle incognite sull'affidabilità nel tempo e sulla loro effettiva efficacia (vale la pena di ricordare il flop dei moduli in amorfo e simili), i costi di tali prodotti sono al momento elevati e rendono problematiche le stime sul ritorno economico di investimenti in grid parity.

In relazione al secondo motivo le soluzioni tecniche per governare i fenomeni di ombreggiamento sono oramai consolidate; ad oggi **le due soluzioni convenzionali unanimemente riconosciute come percorribili, in un contesto di sostenibilità economica dell'investimento (assenza di incentivi)**, sono:

- a) moduli disposti su shed fissi, orientati a sud** (Azimuth 0°), con angolo di inclinazione (Tilt) ottimale dipendente dalla latitudine (in Sardegna circa 30°), aventi gli shed debitamente distanziati fra loro per evitare gli ombreggiamenti reciproci;
- b) moduli disposti su tracker monoassiali** (inseguitori solari) con direttrice nord-sud e rotazione est-ovest.

NOTA: Di fatto non risultano percorribili per ragioni economiche (e non sono considerate nella presente trattazione) altre soluzioni ad inseguimento solare biassiale, in ragione del fatto che, pur comportando una elevata produzione specifica in termini di MWh/MWp y, impongono una grande occupazione di suolo per via del grande ombreggiamento reciproco.

Le performance di tali due soluzioni convenzionali, oltre che dalla radiazione specifica della località, dipendono dall'interdistanza fra le diverse file di moduli (shed o tracker); **maggiore è l'interdistanza minori sono i fenomeni di ombreggiamento sistematico nelle ore con il sole basso.**

In Sardegna con i moduli disposti su shed fissi, inclinati a 30° e angolo di ombreggiamento fissato in 21° (altezza del sole alle ore 10 e 14 del 21 dicembre), si realizzano impianti con un impegno di suolo (inclusendovi la necessaria corsia di manutenzione derivante dall'interdistanza) attorno a **11÷13 mq/kWp e rese annuali lorde comprese fra 1.600 ÷ 1.650 kWh/kWp.**

Con i tracker monoassiali, utilizzando interassi compresi fra 4,60 ÷ 5,40 ml, si ottengono ingombri compresi fra **12÷15 mq/kWp e rese annuali lorde comprese fra 1.700 ÷ 1.850 kWh/kWp.**

Naturalmente l'impegno del suolo diminuisce con l'aumentare dell'efficienza del modulo (Wp/mq) e con la riduzione delle interdistanze, che per contro riducono la resa annuale (kWh/kWp y)

Per limitare i fenomeni di ombreggiamento sistematico alla base dei moduli (ore di prima mattina e di tarda giornata) si sono sviluppati e sono oramai di produzione consolidata i moduli **Half Cell**, composti da due semi moduli con celle dimezzate (o in altra configurazione simile); in tal modo l'ombreggiamento della parte inferiore del modulo non condiziona la parte superiore; **ciò permette di compattare le file dei moduli riducendo il suolo occupato** (sempre a scapito della produttività massima ottenibile).

Al di là degli aspetti economici la seguente tabella riporta le principali caratteristiche e i macro indicatori di resa per le due soluzioni installative sopra richiamate:

- 1. Soluzione tradizionale a Shed fissi con tilt di 30°**, orientate a sud (azimut 0°) e angolo di ombreggiamento pari a 21°.
- 2. Soluzione con tracker monoassiali**, direzione nord-sud e rotazione est-ovest.

PARAMETRI TIPICI PER UN CAMPO FOTOVOLTAICO UNITARIO (1 MWp) per una località del sud Sardegna		
Radiazione caratteristica della località di riferimento sul piano orizzontale.	1.760,00 kWh/mq anno 17.600,00 MWh/ha anno	
Modulo FV di riferimento (modulo convenzionale in silicio monocristallino).	470 Wp su cornice di $\approx 215 \times 110$ cm efficienza lorda STC: 198 Wp/mq; 19,87 %.	
Soluzione tipica d'installazione.	1. Fissa su SHED orientati a Sud	2. Tracker monoassiali rotazione Est-Ovest (sono analizzati due casi con interassi diversi: 4,60 m e 5,20 m)
Caratteristiche tipiche della soluzione.	- Tilt Sud: 30° - ombreggiam.: 21° - corsia: 5,21 m	Interasse: 4,60 m e Interasse: 5,20 m
Ingombro netto impianto, comprensivo della corsia di interdistanza fra le file.	11,064 mq/kWp	10,766 / 12,170 mq/kWp
Ingombro lordo , incluse aree per servizi generali, aree non utilizzabili, distanza dai confini, ecc. (maggioraz. 15%)	12,724 mq/kWp 1,272 ha/MWp	12,381 / 13,996 mq/kWp 1,238 / 1,400 ha/MWp
Resa unitaria annuale probabile (da PV Syst) e produzione annuale lorda 1° anno (assenza decadimento moduli).	1.640 kWh/kWp y 1.640 MWhe/y	1.763 / 1.815 kWh/kWp y 1.763 / 1.815 MWhe/y
Produzione lorda 1° anno, per unità di superficie.	1.288,91 MWhe/ha y	1.423,97 / 1.296,82 MWhe/ha y
Differenze percentuali (su base tracker).	-9,54% / -0,61 %	0,00% / 0,00%
Efficienza di captazione impianto (rispetto alla radiazione solare disponibile al suolo).	7,323 % MWhe/MWhs x 100	8,091% / 7,368 % MWhe/MWhs x 100

I valori di resa riportati in tabella derivano da simulazioni attendibili effettuate con il software PV Syst, unanimemente riconosciuto per la sua affidabilità dagli operatori e dagli investitori del settore.

2.2 Fabbisogno di suolo per il raggiungimento degli obiettivi al 2030.

E' significativo valutare il fabbisogno di suolo necessario al raggiungimento degli obiettivi di produzione da FER al 2030, **sotto l'ipotesi che tali obiettivi vengano raggiunti solamente con installazione di impianto fotovoltaici a terra.**

Ovvero valutare il suolo necessario per il raggiungimento dei seguenti due obiettivi al 2030:

1. Obiettivo Nazionale di circa 70 TWh/y (obiettivo stimato post Reg. UE 2021/1119)

2. Obiettivo Regionale di circa 2,5 TWh/y

utilizzando le tre diverse soluzioni installative sopra rappresentate.

I risultati sono riportati nella seguente tabella con utilizzo di parametri arrotondati per comodità di analisi.

FABBISOGNO DI SUOLO PER L'INSEDIAMENTO DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI IN GRADO DI PRODURRE L'ENERGIA RICHIESTA DA PNIEC E PEARS AL 2030		
Radiazione caratteristica sul piano orizzontale assunta a riferimento (tipica del sud Italia e sud Sardegna).	1.760,00 kWh/mq anno 17.600,00 MWhs/ha anno	
Modulo FV esistente di riferimento (modulo convenzionale in silicio monocristallino).	470 Wp su cornice di $\approx 215 \times 110$ cm efficienza lorda STC: 198 Wp/mq; 19,87 %.	
Soluzione tipica d'installazione.	1. Fissa su SHED orientati a Sud	2. Tracker monoassiali rotazione Est-Ovest (sono analizzati due casi con interassi diversi: 4,60 m e 5,20 m)
Caratteristiche tipiche della soluzione.	- Tilt Sud: 30° - ombreggiam.: 21° - corsia: 5,21 m	Interasse: 4,60 m e Interasse: 5,20 m
Ingombro lordo approssimato , incluse aree per servizi generali, aree non utilizzabili, distanza dai confini, ecc.	1,27 Ha/MWp	1,24 / 1,40 Ha/MWp
Resa unitaria annuale probabile approssimata 1° anno (assenza decadimento moduli).	1.600 kWh/kWp y	1.750 / 1.820 kWh/kWp y
A) PRODUZIONE LORDA 1° anno , approssimata per unità di superficie.	1.260 MWhe/ha y	1.410 / 1.300 MWhe/ha y
Efficienza di captazione impianto (rispetto alla radiazione solare disponibile al suolo).	7,16 % MWhe/MWhs x 100	8,00% / 7,38 % MWhe/MWhs x 100

B) OBIETTIVO PNIEC 2030	70 TWh/y	70 TWh/y
SUPERFICIE NECESSARIA PER OBIETTIVO PNIEC (B/A)	55,55 x 10 ³ ha 555 km ²	49,64 ÷ 53,84 x 10 ³ ha 496 ÷ 538 km ²
RAPPORTO CON SAU ITALIA 2016 12.598 x 10 ³ ha (Fonte ISPRA)	0,440%	0,394 ÷ 0,427 %

C) OBIETTIVO PEARS 2030	2,5 TWh/y	2,5 TWh/y
SUPERFICIE NECESSARIA PER OBIETTIVO PEARS (C/A)	1,98 x 10 ³ ha 19,8 km ²	1,77 ÷ 1,92 x 10 ³ ha 17,7 ÷ 19,2 km ²
RAPPORTO CON SAU SARDEGNA 2016 1.187 x 10 ³ ha (Fonte ISPRA)	0,166%	0,149 ÷ 0,162 %

Nonostante i grandi numeri, il fabbisogno di suolo risulta veramente marginale rispetto alla Superficie Agricola Utilizzata (SAU), sia a livello nazionale che regionale.

Peraltro gli impianti fotovoltaici è preferibile che vengano installati in superfici agricole NON utilizzate.

3. IL CONTRIBUTO DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI ALLA DECARBONIZZAZIONE E ALLA RIDUZIONE DEL RISCALDAMENTO GLOBALE.

Utilizzando il parametro suggerito dal rapporto ISPRA N.257/2017, ad ogni kWh prodotto da fonti rinnovabili corrisponde oggi una mancata emissione di CO₂ pari a 0,544 kg (0,544 ton/MWhe).

E' interessante valutare il contributo apportato alla decarbonizzazione del pianeta da ogni ettaro di suolo impegnato da un impianto Fotovoltaico.

Altresì, osservato che un albero d'alto fusto ogni anno "cattura" una quantità di CO₂ compresa fra

1 albero di alto fusto ⇒ 20 ÷ 50 kg CO₂ catturata /y

e che pertanto ogni ettaro di foresta fitta, con un albero ogni 10 mq (1000 alberi ad ettaro), "cattura" annualmente una quantità di CO₂ compresa fra:

1 ha di foresta fitta ⇒ 20,0 ÷ 50,0 tonn. CO₂ catturata /ha y

ai fini ambientali è interessante valutare l'equivalenza fra l'evitata emissione di CO₂ in atmosfera, derivante dalla produzione elettrica fotovoltaica, con quanto "catturabile" da una equivalente superficie di foresta.

Risulta pertanto la seguente tabella:

CONTRIBUTO ALLA DECARBONIZZAZIONE DERIVANTE DALLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DI UN ETTARO DI SUOLO CON IMPIANTO FOTOVOLTAICO		
Radiazione caratteristica sul piano orizzontale assunta a riferimento (tipica del sud Italia e sud Sardegna).	1.760,00 kWh/mq anno 17.600,00 MWh/ha anno	
Modulo FV esistente di riferimento (modulo convenzionale in silicio monocristallino).	470 Wp su cornice di ≈ 215x110 cm efficienza lorda STC: 198 Wp/mq; 19,87 %.	
Soluzione tipica d'installazione.	1. Fissa su SHED orientati a Sud	2. Tracker monoassiali rotazione Est-Ovest (sono analizzati due casi con interessi diversi: 4,60 m e 5,20 m)
Caratteristiche tipiche della soluzione.	- Tilt Sud: 30° - ombreggiam.: 21° - corsia: 5,21 m	Interasse: 4,60 m e Interasse: 5,20 m
A) PRODUZIONE LORDA 1° anno, approssimata per unità di superficie.	1.260 MWh/ha y	1.410 / 1.300 MWh/ha y
QUANTITA' DI CO ₂ EVITATA per ogni ettaro di suolo impegnato da un impianto FV (0,544 Ton CO ₂ /MWh)	≈ 685 Tonn CO ₂ /ha y	≈ 767 / 707 ≈ 737 Tonn CO ₂ /ha y
ETTARI DI FORESTA EQUIVALENTE alla quantità di CO ₂ evitata da ogni ettaro di suolo impegnato da un impianto FV (20÷50 Ton CO ₂ /Ha foresta y)	1 ha di FV ↓ ≈ 34 ÷ 14 ha foresta	1 ha di FV ↓ ≈ 37÷14 ha foresta

Valutando la CO₂ evitata con il raggiungimento degli obiettivi PNIEC/PNRR e PEARS al 2030 si ottiene:

B) OBIETTIVO PNIEC 2030	70 TWh/y	70 TWh/y
SUPERFICIE NECESSARIA PER OBIETTIVO PNIEC (B/A)	55,55 x 10 ³ ha 555 km ²	49,64 ÷ 53,84 x 10 ³ ha 496 ÷ 538 km ²
QUANTITA' DI CO ₂ EVITATA dalla totalità del suolo impegnato da FV per obiettivo PNIEC (544 Ton CO ₂ /GWh)	≈ 38,1 Mtonn CO ₂ evitata/y (tale valore è da confrontare con il valore previsto dalla UE al 2030 ante Reg. 2021/1119, pari a 225 Mtonn CO ₂)	
ETTARI DI FORESTA EQUIVALENTE alla quantità di CO ₂ evitata dal raggiungimento degli obiettivi PNIEC (20÷50 Ton CO ₂ /Ha foresta y)	≈ [38,1 Mtonn CO ₂ evitata /y] / [20 ÷50 Tonn catturata/ha y] ≈ 1.905 ÷ 762 x 10 ³ ha di foresta ≈ 19.050 ÷ 7.620 kmq di foresta equivalente	

Nota: la superficie dell'Italia è di 301.340 kmq.

C) OBIETTIVO PEARS 2030	2,5 TWh/y	2,5 TWh/y
SUPERFICIE NECESSARIA PER OBIETTIVO PEARS (C/A)	1,98 x 10 ³ ha 19,8 km ²	1,77 ÷ 1,92 x 10 ³ ha 17,7 ÷ 19,2 km ²
QUANTITA' DI CO ₂ EVITATA dalla totalità del suolo impegnato da FV per obiettivo PEARS (544 Ton CO ₂ /GWh)	≈ 1,36 Mtonn CO ₂ evitata /y	
ETTARI DI FORESTA EQUIVALENTE alla quantità di CO ₂ evitata dal raggiungimento degli obiettivi PEARS (20÷50 Ton CO ₂ /Ha foresta y)	≈ [1,36 Mtonn CO ₂ evitata/y] / [20 ÷50 Tonn catturata/ha y] ≈ 68 ÷ 27 x 10 ³ ha di foresta ≈ 680 ÷ 270 kmq di foresta equivalente	

Nota: la superficie della Sardegna è di 24.090 kmq.

I macro numeri di cui sopra rendono ragione della politica attuata a livello comunitario per la decarbonizzazione del pianeta con l'utilizzo di Fonti Rinnovabili.

Ai vantaggi ambientali in termini di decarbonizzazione, ovvero per riduzione dell'effetto serra e quindi del riscaldamento del pianeta (riscaldamento indiretto), devono inoltre sommarsi i vantaggi derivanti dall'inquinamento termico evitato intrinseco all'utilizzo di fonti fossili (riscaldamento diretto).

Infatti la conversione in energia elettrica da fonti primarie rinnovabili, si traduce, a valle dell'utilizzo, in una quantità di calore perfettamente equivalente all'energia primaria convertita; nel caso della conversione fotovoltaica è pari all'energia sottratta alla radiazione solare incidente sul pianeta.

4. GLI IMPATTI AMBIENTALI DEGLI IMPIANTI FV IN AMBITO LOCALE

4.1 Il corretto inserimento degli impianti FV nel territorio.

Gli impianti FV durante l'esercizio non producono rumore, vibrazioni, luce, calore, radiazioni, emissioni in atmosfera, reflui, rifiuti e non impegnano risorse idriche.

Per contro, come analizzato nei capitoli precedenti, contribuiscono in modo tangibile alla decarbonizzazione del pianeta e concorrono alla riduzione del riscaldamento globale origine dei cambiamenti climatici.

Su scala locale, il principale impatto ambientale associato all'insediamento di un impianto FV a terra, è riconducibile alla trasformazione del territorio e all'alterazione degli equilibri naturalistici tipici del sito, **derivanti dall'inserimento di un corpo estraneo di grandi dimensioni, totalmente avulso al contesto naturale preesistente all'insediamento.**

4.1.1 Le aree "idonee e NON idonee" e la sindrome NIMBY.

La recente **DGR 59/90 del 27/11/20** ha aggiornato il quadro di riferimento in materia di "aree NON idonee" in Sardegna all'insediamento di impianti di produzione da FER ai sensi del DM 10/09/10 (linee guida nazionali per l'autorizzazione e l'inserimento delle FER sul territorio).

Tale DGR sarà soggetta a revisione a fronte della **recente emanazione del Decreto Legislativo 199/21 di attuazione della Direttiva UE 2018/2001 e del PNRR**, che nell'articolo 20 prevede l'emanazione (entro 180 gg dal 15/12/21) di **nuove linee guida per l'individuazione di aree idonee** di dimensione complessiva tale da consentire il raggiungimento degli obiettivi comunitari e nazionali sopra richiamati; peraltro l'art.20 del Dls 199/21, al comma 8, recentemente modificato dall'art.12 della L.34/22, inquadra già come "aree idonee" **talune tipologie di aree, anche agricole, a basso rischio ambientale.**

Nella vigente DGR 59/90 vengono individuate "a priori" tipologie di aree particolarmente sensibili dal punto di vista ambientale e paesaggistico, all'interno delle quali le installazioni di impianti FV a terra possono comportare delle alterazioni all'eco sistema ambientale e/o paesaggistico, tali da non permetterne l'insediamento in condizioni di sostenibilità.

Le alterazioni territoriali ritenute NON sostenibili, conseguenti ad un insediamento di impianti FV di grandi dimensioni, devono derivare da una analitica valutazione degli impatti su scala locale e devono essere sorrette da solide motivazioni, onde evitare che la NON approvazione di un progetto possa correlarsi alla sempre presente **sindrome NIMBY** nella popolazione e nelle amministrazioni pubbliche dell'ambito locale.

Sindrome sovente derivante dalla mancanza di informazione, qualitativa e quantitativa, sui vantaggi su scala globale associati alla produzione di energia da FER oltre che sulle ricadute economiche e sociali in ambito locale/regionale.

Vale la pena di osservare che per favorire l'accettazione dei grandi impianti da FER, la comunità europea, nel **Meccanismo Unionale di Sostegno** di cui all'art.33 del regolamento UE 2018/1999, **penalizza economicamente gli stati membri che si discostano dalla traiettoria prevista e nel contempo premia gli stati membri che mettono a disposizione siti ove installare impianti da FER**, attribuendo virtualmente una percentuale della produzione di energia ottenuta allo stato ospitante; tale percentuale concorre al raggiungimento degli obiettivi in materia di energia e clima di ogni stato membro.

Ad ogni installazione "sostenibile" di impianto di generazione da FER, risulta sempre associata (talvolta anche in misura sostanziale) una ricaduta economica in ambito locale/regionale; ricaduta che può contribuire al superamento della sindrome NIMBY.

4.1.2 Le ricadute economiche in ambito locale/regionale.

Le ricadute economiche in ambito locale/regionale derivano principalmente dai seguenti aspetti:

1. Riconoscimento di significativi valori unitari (€/ettaro), per l'acquisto del suolo o (più frequentemente) per l'acquisizione del diritto di superficie (€/ettaro anno).

I valori correnti riconosciuti per l'acquisto delle aree o per l'acquisizione del diritto di superficie delle stesse (compatibili con i business plan degli investitori privati), sono generalmente molto maggiori ai valori agricoli del suolo e di resa annuale delle aree interessate, anche se suscettibili di sfruttamento agricolo ad alta resa.

Si riscontrano sul mercato valori di acquisto, di suoli poco pregiati, al prezzo di 20÷25 k€/ha ovvero di valori di rendita annuale compresi fra 2,5 ÷ 5,0 k€/ha anno.

**Tali valori sono mediamente di gran lunga superiori ai valori agricoli generalmente associabili ai terreni (in relazione alle qualità e difficoltà di utilizzo dei suoli, riscontrabili nella filiera agricola e zootecnica della Sardegna).
In ragione di tale aspetto i proprietari dei terreni sono sempre ben lieti di cedere i propri diritti per la realizzazione di tali impianti.**

2. Ricadute occupazionali associate alla fase di costruzione ed esercizio.

Ogni investimento nel settore delle FER, vede coinvolte, in misura più o meno maggiore, professionalità e maestranze presenti in ambito locale/regionale: dalle attività tecniche di sviluppo/progettazione, alle fasi di preparazione dei suoli, ai montaggi meccanici ed elettrici.

Gli impianti Fotovoltaici si contraddistinguono per i bassi costi di gestione; gestione che (di regola) si limita al monitoraggio (a distanza), al controllo mensile della produzione (con produzione di report), alla manutenzione ordinaria (pulizia delle cabine) e saltuaria (pulizia dei moduli e del suolo) oltre che straordinaria (sostituzione inverter e riparazione guasti).

Pertanto gli addetti per MWp installato non sono significativi e sono mediamente inferiori all'unità/anno; ovvero **le ricadute occupazionali "dirette"** nella fase di esercizio, non sono significative sui piccoli impianti **ma rilevano sugli impianti di larga scala.**

Nel caso di piccoli impianti, generalmente realizzati da imprenditori residenti in Sardegna, **rilevano le ricadute economiche/occupazionali "indirette"**, sia in fase di costruzione e soprattutto in fase di esercizio; infatti:

In fase di costruzione: I piccoli impianti vengono di norma costruiti interamente da soggetti residenti sul territorio della Sardegna, che hanno così l'opportunità di sviluppare capacità e competenze.

Di regola nella costruzione di un impianto FV da circa 1 MWp lavora una squadra di una decina di persone per circa 3 mesi.

In fase di esercizio: Ogni investimento in "produzione di energia da fonti rinnovabili", effettuato da un soggetto residente in ambito regionale (non Trader nel mercato dell'energia e non Fondo di Investimento), **che normalmente esercita un'altra attività**, comporta un ritorno economico (sul lungo periodo) abbastanza certo e prevedibile a priori nel Business Plan dell'investimento; **tale ritorno economico aiuta e sostiene l'attività principale svolta dall'imprenditore residente in Sardegna ovvero contribuisce a mantenere i livelli occupazionali di altre attività.**

In tal caso la ricaduta sul territorio (ambito regionale) dei risultati della produzione risulta automatica e soprattutto di lunga durata.

Anche se in misura annualmente modesta, la manutenzione di rito degli impianti (dalla pulizia dei suoli, a quella dei moduli e delle cabine elettriche, fino agli interventi sugli impianti elettrici, ecc.) viene di regola affidata ad imprese presenti in ambito locale/regionale.

L'aspetto più rilevante è che i lavori di manutenzione si ripetono ogni anno e assicurano lavoro sul lungo periodo.

4.1.3 Altre possibili ricadute economiche connesse alla produzione – Misure compensative.

E' auspicabile che una quota parte del valore economico derivante dalla produzione di energia elettrica possa ricadere sul territorio.

Come già osservato nel primo capitolo della presente analisi, **l'attività di produzione di energia elettrica è libera** (cfr. Dls 79/99) e si esplica all'interno di una disciplina di tipo **autorizzatorio tale da favorire l'iniziativa privata; "A tale attività si accede in condizioni di uguaglianza, senza discriminazioni nelle modalità, condizioni e termini per il suo esercizio"** (art. 1.1 del DM 10/09/10).

Vale la pena di riflettere sul fatto che gli obiettivi di decarbonizzazione del pianeta possono raggiungersi solo in forza di investimenti di natura privata che, come tali, dovranno assicurare un adeguato ritorno economico.

Un impianto di produzione di energia da FER può essere realizzato ed esercito da chiunque, nei termini di legge (Dls 387/03 e Dls 28/11) e per esso non si possono imporre condizioni e/o misure compensative economiche.

Ai sensi del punto 13.4 del DM10/09/10 **"Le Regioni o le Province delegate non possono subordinare la ricevibilità, la procedibilità dell'istanza o la conclusione del procedimento alla presentazione di preve convenzioni ovvero atti di assenso o gradimento da parte dei comuni il cui territorio è interessato dal progetto"**.

A termini dell'art. 12, comma 6, del Dls 387/03 e del punto 2, dell'Allegato 2 al DM 10/09/10, **l'Autorizzazione Unica alla costruzione ed esercizio NON può essere subordinata e NON può prevedere misure compensative a favore di Regione e Province, né meramente patrimoniali o economiche ai Comuni** (punto 14.15 DM 10/09/10).

Il punto 2, dell'Allegato 2 al DM 10/09/10, definisce il quadro regolatorio per le "misure compensative" e dispone:

2. Fermo restando, anche ai sensi del punto 1.1 e del punto 13.4 delle presenti linee-guida, che per l'attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili **non è dovuto alcun corrispettivo monetario in favore dei Comuni**, l'Autorizzazione unica **può prevedere l'individuazione di misure compensative a carattere non meramente patrimoniale, a favore degli stessi comuni e da orientare su interventi di miglioramento ambientale correlati alla mitigazione degli impatti riconducibili al progetto, ad interventi di efficienza energetica, di diffusione di installazioni di impianti a fonti rinnovabili e di sensibilizzazione della cittadinanza sui predetti temi**, nel rispetto dei seguenti criteri:

- a) **non dà luogo a misure compensative, in modo automatico**, la semplice circostanza che venga realizzato un impianto di produzione di energia da fonti rinnovabili, **a prescindere da ogni considerazione sulle sue caratteristiche e dimensioni e dal suo impatto sull'ambiente** (Cons. di Stato parere n.2849 del 14/10/08);
- b) le «misure di compensazione e di riequilibrio ambientale e territoriale» sono determinate in riferimento a «concentrazioni territoriali di attività, impianti ed infrastrutture ad elevato impatto territoriale», con specifico riguardo alle opere in questione (sentenze Corte Cost. n.383/05 e n.248/06);
- c) le misure compensative devono essere concrete e realistiche, cioè determinate tenendo conto delle specifiche caratteristiche dell'impianto e del suo specifico impatto ambientale e territoriale;

d) secondo l'articolo 1, comma 4, lettera f) della legge n. 239 del 2004, **le misure compensative sono solo «eventuali», e correlate alla circostanza che esigenze connesse agli indirizzi strategici nazionali richiedano concentrazioni territoriali di attività, impianti e infrastrutture ad elevato impatto territoriale;**

e) possono essere imposte misure compensative di carattere ambientale e territoriale e non meramente patrimoniali o economiche solo se ricorrono tutti i presupposti indicati nel citato articolo 1, comma 4, lettera f) della legge n. 239 del 2004 (elevate concentrazioni territoriali di impianti e infrastrutture – ndr);

f) le misure compensative sono definite in sede di conferenza di servizi, sentiti i Comuni interessati, anche sulla base di quanto stabilito da eventuali provvedimenti regionali e non possono unilateralmente essere fissate da un singolo Comune;

g) nella definizione delle misure compensative si tiene conto dell'applicazione delle misure di mitigazione in concreto già previste, anche in sede di valutazione di impatto ambientale (qualora sia effettuata). A tal fine, con specifico riguardo agli impianti eolici, l'esecuzione delle misure di mitigazione di cui all'allegato 4, costituiscono, di per sé, azioni di parziale riequilibrio ambientale e territoriale;

h) le eventuali misure di compensazione ambientale e territoriale definite nel rispetto dei criteri di cui alle lettere precedenti **non possono comunque essere superiori al 3 per cento dei proventi, comprensivi degli incentivi vigenti, derivanti dalla valorizzazione dell'energia elettrica prodotta annualmente dall'impianto.**

All'interno di questo quadro regolatorio cogente, nulla vieta al proponente che intende realizzare l'investimento, proporre autonomamente, sin dalla fase di presentazione del progetto, una ricaduta economica sul territorio proporzionata ai risultati derivanti dall'esercizio dell'impianto, da concedere annualmente agli enti pubblici locali e/o ad associazioni no profit.

Tale proposta, mutuabile da altre proposte simili già attuate in altri paesi UE (si pensi agli impianti eolici in Danimarca, laddove la popolazione partecipa attivamente al capitale sociale della società che attua l'investimento in parchi eolici), sarebbe auspicabile nel caso di grandi impianti i cui proponenti sono società di utilities o fondi di investimento.

Negli impianti realizzati in grid parity, laddove il ritorno economico dell'investimento deriva dalla mera vendita dell'energia ad un prezzo unitario che può avere valore variabile di anno in anno (in questo momento è molto difficile effettuare delle previsioni in merito al costo unitario dell'energia negli anni a venire del prossimo decennio), **una volta predefinito, in sede di Business Plan, il valore unitario medio annuale di vendita dell'energia (€/MWh) che consente il ritorno atteso dell'investimento, qualora a fine anno tale prezzo unitario sia risultato maggiore al prezzo di riferimento, una aliquota (prefissata) del surplus economico può essere resa disponibile al territorio.**

Naturalmente è diverso il discorso per gli impianti effettuati da società di investitori aventi sede in ambito regionale, laddove la ricaduta economica sul territorio è automatica; si tratta in genere di impianti di dimensione contenuta (qualche MWp) comunque incentivati a termini del regime di sostegno esistente.

4.2 Impatti correlati all'occupazione del suolo – le best practices.

Assodato quanto riportato nel capitolo 2 della presente, in relazione alla notevole estensione di suolo necessaria all'insediamento di grandi impianti FV a terra, occorre inquadrare gli impatti ambientali e paesaggisti correlati a tale aspetto e definire le *best practices* da attuare per contenere/mitigare gli impatti.

L'Allegato a) alla DGR 59/90 estratto dal PEARS proiettato al 2030, fornisce le prime direttive per l'analisi e la mitigazione di tali impatti per le installazioni nella regione Sardegna.

In questo contesto si vogliono significare ulteriori aspetti rispetto a quanto riportato nel predetto allegato a) alla DGR 59/90, anche in relazione all'attuale stato dell'arte relativo alla realizzazione degli impianti FV.

4.2.1 Estensione del suolo impegnato e impatto sul paesaggio.

La grande estensione degli impianti FV “impatta” in modo certamente rilevante sul paesaggio e nell’alterazione della connotazione percettiva del medesimo.

A tale riguardo non v’è alcun dubbio che gli impianti debbano insediarsi in via prioritaria in aree esterne a quelle non idonee, ovvero esterne a quelle caratterizzate da particolari qualità paesaggistiche e/o di protezione ambientale, per via delle caratteristiche dei siti e delle biodiversità presenti, sia vegetali che faunistiche.

All’interno di tale assunto, l’impatto dell’installazione risulta direttamente proporzionale alla dimensione/estensione dell’impianto e conseguentemente al suolo occupato.

Per contro l’impatto paesaggistico risulta meno rilevante in relazione all’altezza delle strutture, qualora la morfologia del territorio al contorno non presenti punti di vista panoramici.

Nelle soluzioni frequentemente adottate (shed fissi o tracker monoassiali) **le altezze sono contenute per ragioni di convenienza sul costo delle strutture e per ragioni di facile manutenzione/pulizia dei moduli.**

Risulta pertanto agevole mitigare l’impatto visivo, da strade pubbliche, mediante piantumazione di cortine arboree con essenze tipiche della macchia mediterranea; possono al riguardo seguirsi le raccomandazioni di cui al punto 2.2.2 del DM 11/10/17 in materia di Contenuti Ambientali Minimi (CAM).

La dimensione da considerare ai fini dell’impatto paesaggistico non è solo quella derivante dall’ingombro costituito dai moduli, bensì dall’insieme dei moduli e delle interdistanze fra questi, necessarie per evitare l’ombreggiamento sistematico, oltre alle altre aree di servizio (piazzali, strade, ecc.) necessarie per l’insediamento dei manufatti ospitanti i locali tecnici e per l’accesso e la gestione dell’impianto.

Si rileva pertanto una contraddizione fra quanto sopra detto e quanto riportato nelle indicazioni dell’Allegato a) alla DGR 59/90 che fra le best practices include quella di diradare le file di pannelli al fine di garantire il mantenimento di una sufficiente copertura vegetale del terreno.

Aumentare la superficie non occupata dai moduli significa di fatto aumentare la dimensione degli impianti a parità di potenza installata (aumento del parametro ha/MWp) ovvero diminuire l’energia prodotta annualmente dalla superficie impegnata dall’impianto (diminuzione del parametro MWh/ha y).

Relativamente all’impatto paesaggistico è sempre preferibile, a parità di potenza da insediare (MWp) ovvero a parità di energia da produrre annualmente su un sito predefinito (MWh/y), ridurre al minimo la superficie complessiva occupata dall’impianto.
(cfr. punto 16, lettera c) del DM10/09/10)

4.2.2 La desertificazione del suolo e i sistemi agrofotovoltaici.

Le indicazioni fornite in tal senso dall’Allegato a) alla DGR 59/90 sono volte a ridurre i fenomeni di desertificazione del suolo conseguenti all’installazione di strutture estese; tale assunto è messo in discussione da recenti studi effettuati dall’Oregon State University, secondo cui (rapporto pubblicato il 07/08/19) **l’ombreggiamento di porzioni di terreno, limitando il fenomeno dell’evaporazione, conduce ad un miglioramento della resa vegetativa del suolo.**

Infatti la desertificazione dipende dallo squilibrio che si crea fra l’evaporazione dell’acqua contenuta nel suolo, in ragione dell’energia solare incidente su questo, rispetto a quanto apportato dalle normali piogge di stagione. **La riduzione dell’energia solare incidente sul suolo, per quanto captato e trasformato dai moduli FV (circa l’8%-9% della radiazione al suolo - cfr. paragrafo 2.1 della presente), si traduce in un’azione di riequilibrio che aumenta l’umidità relativa del suolo occupato dall’impianto.**

Lo studio dell'Oregon State University è orientato a verificare la fattibilità di **conciliare l'utilizzo del suolo sia per fini energetici che agricoli e/o zootecnici.**

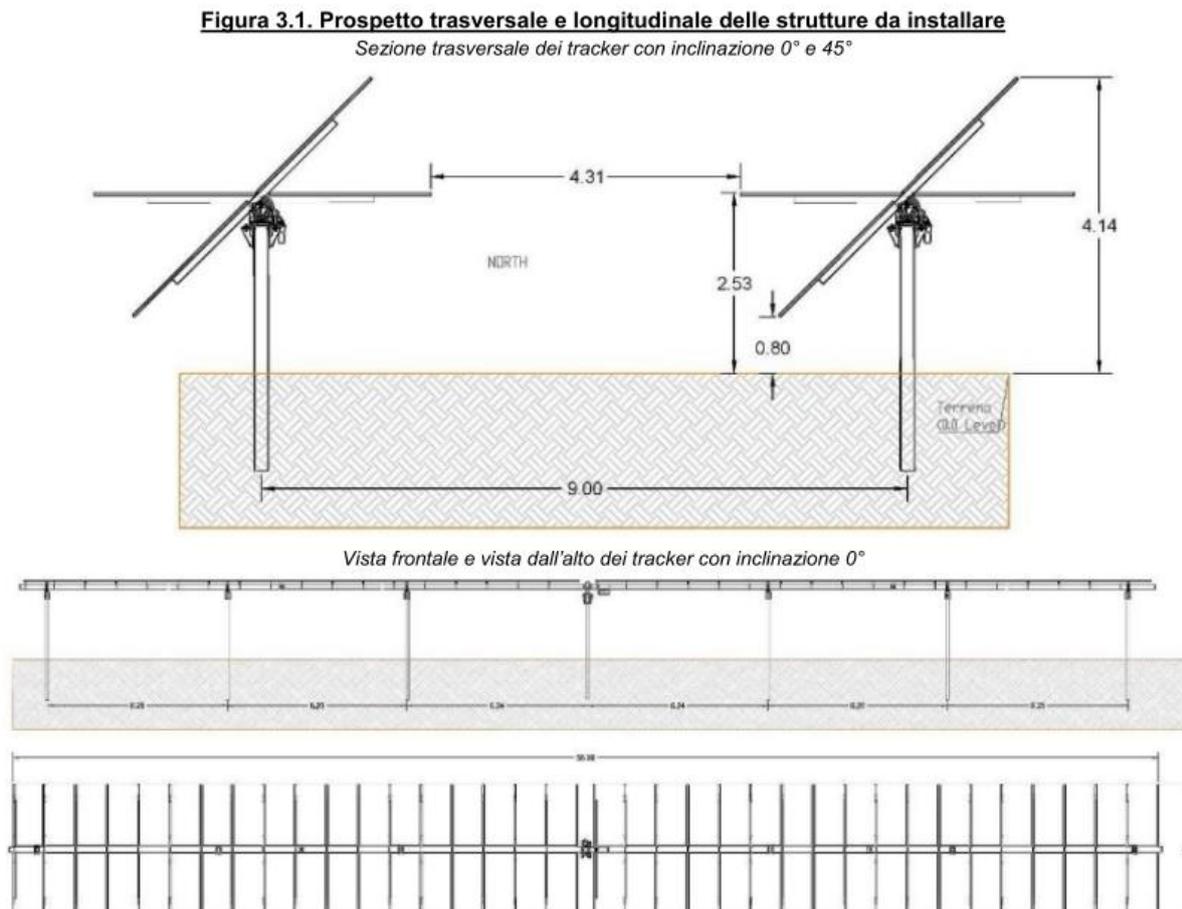
Il miglioramento del microclima che si verifica sul suolo per via della riduzione della radiazione solare incidente su questo, induce pertanto verso lo sviluppo di soluzioni integrate che consentono di continuare ad utilizzare buona parte del suolo (seppur con gli ostacoli derivanti dalla presenza delle strutture dei moduli) anche con aumento della produttività agricola del medesimo.

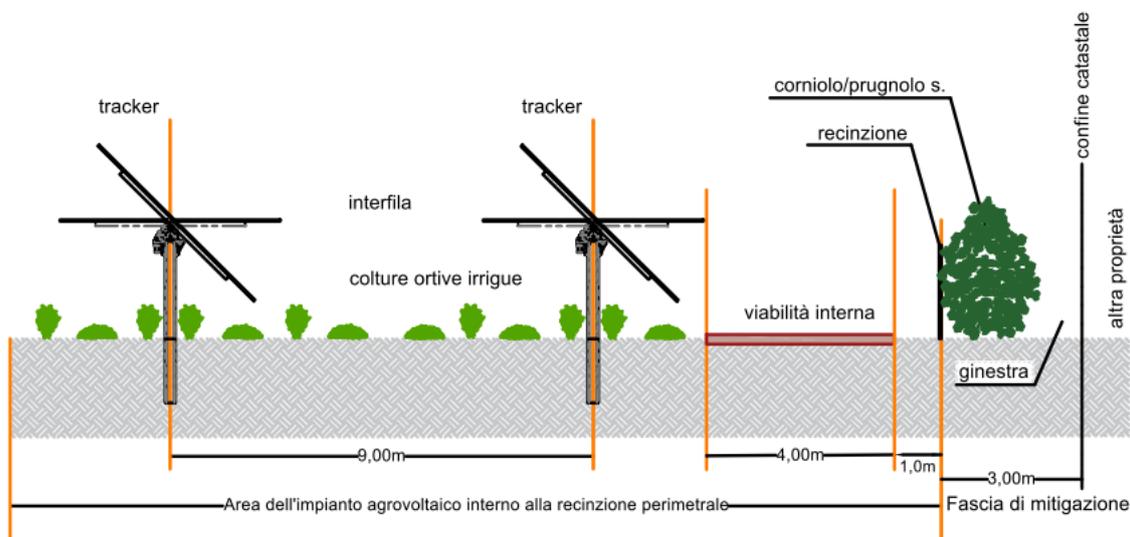
Per conciliare tali soluzioni integrate sono state sviluppate soluzioni tecnologiche che prevedono la rotazione dei moduli su tracker ad inseguimento disposti su due file **ad una considerevole altezza dal suolo.**

Rimane in tal modo inalterata (a parità di condizioni di ombreggiamento dei moduli) la quantità di moduli insediata per ettaro di superficie (parametro MWp/ha).

4.2.2.1 Soluzione tipica di un impianto agrivoltaico

Di seguito immagine tipiche di una installazione agrivoltaica in fase di sviluppo nella regione Puglia.





4.2.2.2 Inquadramento della soluzione tipica agrivoltaica nel contesto legislativo incentivante.

La soluzione tipologica dell'impianto di captazione solare sopra riportata (che permette la coltivazione del suolo nell'interasse sottostante i moduli, è la medesima prevista dal comma 5 dell'art.31 della Legge n.108/21 di conversione del Decreto semplificazioni N.77/21 (già sopra richiamata e che qui si riporta per comodità di lettura), **per la quale non vige il divieto di accesso agli incentivi sulla produzione di cui alla legge n.27/12:**

5. All'articolo 65 del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, dopo il comma 1 -ter sono inseriti i seguenti:

«**1 -quater.** Il comma 1 non si applica agli impianti agrivoltaici che adottino soluzioni integrative innovative con montaggio dei **moduli elevati da terra**, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione.

1 -quinqües. L'accesso agli incentivi per gli impianti di cui al comma 1 -quater è inoltre subordinato alla contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio, *“da attuare sulla base di linee guida adottate dal Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria, in collaborazione con il Gestore dei Servizi Energetici (GSE), entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione”* (dicitura introdotta dalla L. n.34/22 di conversione del DL 17/22 - ndr) **che consentano di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate.**

1 -sexies . Qualora dall'attività di verifica e controllo risulti la violazione delle condizioni di cui al comma 1 -quater, cessano i benefici fruiti»

Per tali soluzioni tipologiche, **sponsorizzate dal PNRR**, il recente Decreto Legislativo **N.199/21** di attuazione della Direttiva UE 20018/2001 e del PNRR, al comma 1, lettera c) dell'art.14 (Criteri specifici di coordinamento fra misure del PNRR e strumenti di incentivazione settoriali) dispone:

“c) in attuazione della misura Missione 2, Componente 2, Investimento 1.1 “Sviluppo del sistema agrivoltaico”, sono definiti criteri e modalità per incentivare la realizzazione di impianti agrivoltaici **attraverso la concessione di prestiti o contributi a fondo perduto, realizzati in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, che, attraverso l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione energetica, non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura.”**

4.2.2.3 Condizioni per la realizzazione in termini vantaggiosi di un impianto agrivoltaico.

Le condizioni per un fattivo sviluppo di tale soluzione ibrida (con i moduli sollevati dal suolo per favorire le coltivazioni sottostanti), sono sostanzialmente le seguenti:

1. Disponibilità di grandi estensioni di terreni pianeggianti, necessari per l'insediamento dei tracker, in contesti di bassa valenza paesaggistica.
2. Terreni di qualità agricola adeguata alle coltivazioni di prodotti ortofrutticoli o affini, che comportino una attività di lavorazione con mezzi leggeri, di ingombro ridotto, compatibili con gli ostacoli frapposti dalle strutture dei tracker.
3. Contesto agricolo già vocato alla lavorazione, trasformazione, confezionamento e commercializzazione di prodotti agricoli, in modo economicamente sostenibile e compatibile con la soluzione ibrida.
4. Suolo con caratteristiche geotecniche tali da permettere l'infissione di sostegni (di altezza e interasse elevato) con battipalo, in grado di sostenere le strutture dei tracker ed in particolare di sopportare le grandi sollecitazioni dovute alla spinta del vento, **senza esecuzione di opere di fondazione in cls** (inconciliabili con l'utilizzo e la conservazione agricola del fondo).

4.2.2.4 Aspetti caratteristici e criticità nella realizzazione di impianti agrivoltaici in Sardegna.

Nel territorio della regione Sardegna, **che dispone di grandi superfici agricole non utilizzate per fini agricoli**, ma solamente per fini di allevamento di bovini o pascolo di ovini, caratterizzate da un substrato con presenza di rocce sfuse e/o compatte, la soluzione agrivoltaica non risulta generalmente percorribile in un contesto di sostenibilità globale, **ovvero non rappresenta una tipologia preferenziale rispetto ad altre soluzioni prettamente vocate alla sola produzione di energia.**

Atteso che comunque la Sardegna sarà interessata dalla costruzione di grandi impianti FV necessari per il raggiungimento degli obiettivi globali di decarbonizzazione e per la transizione energetica nazionale, occorre valutare con consapevolezza tutti i principali risvolti associati alla realizzazione dei grandi impianti in zona agricola, considerando l'impegno del suolo per soli fini energetici o anche per altre finalità più prettamente agricole e zootecniche.

Valgono nel merito le seguenti considerazioni generali:

1. L'utilizzo di suolo con alternanza di "filari" di moduli fotovoltaici e "filari" di essenze arboree (ad es. vitigni, ulivi, ecc.) o corsie di coltivazione, presuppone l'insediamento degli impianti su suoli di qualità abbastanza pregiata per l'utilizzo agricolo in termini economicamente vantaggiosi; **è invece ben preferibile, considerata la grande disponibilità di aree marginali non utilizzate, che gli impianti FV vengano installati in aree poco pregiate per fini agricoli e quindi certamente più idonee all'insediamento degli impianti.**
2. Insediare nella medesima area moduli FV ed essenze vegetali (di qualunque specie) comporta di regola un aumento dell'interdistanza tra le file dei moduli e pertanto l'impegno di una superficie maggiore a parità di potenza insediata (MWp); il principale obiettivo deve essere sempre quello di ridurre l'estensione dell'impianto, riducendo il parametro ha/MWp e massimizzando il parametro MWh/y ha.
3. Per favorire la transizione energetica da fonti fossili a fonti rinnovabili e per poter raggiungere gli obiettivi tracciati dal PNIEC/PNRR, gli impianti FV **devono sempre muovere verso l'obiettivo principale di produrre energia elettrica nella maggiore quantità possibile, al minor prezzo unitario possibile (€/MWh), con la minore superficie possibile.**

Questi obiettivi si raggiungono con investimenti (privati) sempre orientati alla riduzione del costo globale degli impianti (CAPEX), ovvero con soluzioni che cercano sempre di minimizzare il valore di costo dei componenti (moduli, inverter, strutture e impianti, oltre al costo del suolo impegnato) e che ricercano soluzioni atte a diminuire i costi di gestione (OPEX).

Diradare le file dei moduli, ovvero costruire strutture di grande altezza dal suolo, per potervi insediare al di sotto altre attività di tipo agricolo, sono soluzioni che non muovono certamente verso il raggiungimento dell'obiettivo principale; con l'aumento della dimensione spaziale aumentano infatti sia i costi di investimento (CAPEX) che i costi di gestione (OPEX).

4. Anche ogni attività agricola/zootecnica, per essere sostenibile e permanere nel tempo, deve espletarsi in modo economicamente vantaggioso e competitivo all'interno del proprio mercato di riferimento; risulta arduo pensare di produrre in condizioni di tornaconto economico e duraturo prodotti agricoli e zootecnici **da superfici frammentate e pertanto non sfruttabili con la giusta intensità.**

4.2.3 Le opere di interazione col suolo e la loro dismissione a fine vita.

In riferimento all'interazione con il suolo e alla dismissione a fine vita delle opere, per il ripristino delle condizioni originarie, in ogni impianto si individuano sempre le seguenti lavorazioni/installazioni/manufatti:

- a) Movimento terra per la preparazione del suolo
- b) Strutture di sostegno dei moduli
- c) Manufatti di cabina e/o basamenti per posa di inverter e/o batterie di accumulo
- d) Scavi per posa cavidotti e cavi
- e) Recinzione dell'impianto.

a) Movimento terra per la preparazione del suolo

La preparazione del suolo, anche se contenuta, comporta sempre l'alterazione della morfologia plano-altimetrica, della corritività delle acque piovane, delle specie vegetative e degli equilibri faunistici preesistenti.

E' ben vero che per minimizzare i costi relativi ai movimenti terra vengono ricercate aree pianeggianti (anche per potervi installare le soluzioni con inseguitori), ma tale scelta contrasta col principio di fondo secondo il quale bisogna cercare di insediare gli impianti in aree poco pregiate e non suscettibili di apprezzabile utilizzo agricolo.

Nella scelta delle soluzioni installative devono pertanto **privilegiarsi quelle soluzioni che limitano al minimo i movimenti di terra per la preparazione del suolo**, quali le soluzioni a posa fissa, che possono insediarsi anche su terreni non pianeggianti e che permettono di assecondare la morfologia plano-altimetrica esistente.

L'alterazione morfologica del suolo, se attuata, sarà permanente e la morfologia non potrà certo essere riportata allo stato originario nella fase di dismissione.

b) Strutture di sostegno dei moduli.

Indipendentemente dalla soluzione tipologica adottata relativamente all'esposizione dei moduli, sia di tipo fisso su shed che con inseguitori monoassiali, le modalità di ancoraggio al suolo delle strutture ospitanti i moduli, sono sostanzialmente dei seguenti tipi:

1. per infissione con battipalo;
2. per infissione con avvitamento;
3. per infissione, previa perforazione e riempimento dell'intercapedine con betoncino;
4. per chiodatura superficiale distribuita;
5. su zavorre poggiate sopra suolo.

Le prime quattro soluzioni sono quelle più frequentemente utilizzate; nell'impiego di tali tipologie si riscontrano correntemente delle difficoltà su suoli con stratigrafie non omogenee che presentano pietrame e roccia. Altresì si riscontrano difficoltà in terreni di scarsa consistenza laddove sono necessarie profondità di infissione elevate.

Spesso, in fase esecutiva, in relazione alle difficoltà incontrate nella fase di infissione (oltre che per evitare fenomeni di corrosione), si ricorre alla posa di cls gettato in opera, per la formazione di collari attorno al palo nel punto affiorante dal suolo.

La posa di cls in opera è sempre prevista nella posa di tipo 3, con pali all'interno di intercapedini preforate.

Di fatto le prime tre soluzioni sopra elencate interferiscono in modo importante sul suolo, per la posa di modeste quantità di cls gettato in opera distribuite su tutta la superficie.

In fase di dismissione si dovranno pertanto rimuovere, oltre ai sostegni, anche tutte le parti in cls.

La quinta soluzione, impiegante zavorre in cls prefabbricate, poggiate sopra suolo, non interferisce sul terreno di impianto e consente il mantenimento della morfologia preesistente.

La rimozione delle zavorre a fine vita sarà agevole e certamente verificabile in fase di dismissione; le zavorre, opportunamente costruite (senza armatura in acciaio per agevolare le operazioni di smaltimento con frantumazione) potranno utilizzarsi anche unitamente alle soluzioni di chiodatura superficiale (quarta soluzione) col fine di integrare porzioni di terreno che non assicurano la debita resistenza all'estrazione.

Certamente il requisito principale da rispettare nella progettazione delle strutture di sostegno dei moduli FV in aree agricole, sarà quello di evitare al massimo l'utilizzo di cls gettato in opera.

c) Manufatti di cabina e/o basamenti per posa di inverter e/o batterie di accumulo

I manufatti destinati ad ospitare le cabine elettriche sono generalmente prefabbricati; la prefabbricazione è d'obbligo per le cabine di consegna nelle connessioni in Media Tensione con standard E-Distribuzione DG2092; le cabine hanno sempre dimensione trasversale di 250 cm per ragioni di trasporto.

Tali manufatti vengono di norma poggiati sul suolo, previo scavo di superficie finalizzato ad ospitare la vasca prefabbricata di fondazione, **su un letto di sabbia uniformemente stesa e livellata, con spessore di circa 10 cm; per la posa delle cabine non è pertanto necessario/previsto il massetto di fondazione con cls gettato in opera.**

Il "marciapiede" da costituire attorno alle cabine, necessario alla protezione meccanica dei cavi MT laddove risalgono per l'ingresso nelle vasche, può essere realizzato con cls gettato in opera oppure utilizzando piastre prefabbricate di cls (con dimensioni attorno a 80x80x10 cm, poggiate sul suolo nudo, opportunamente livellato), facilmente rimovibili in fase di dismissione.

Anche per l'insediamento delle cabine si potrà pertanto sempre evitare la posa di cls da gettare in opera.

Le cabine prefabbricate saranno pertanto agevolmente rimovibili (e riutilizzabili) a fine vita.

Relativamente ai basamenti da costituire per ospitare i grandi inverter centralizzati outdoor o per i container destinati ad ospitare i banchi di batterie, si potrà ricorrere all'utilizzo di blocchi in cls, atti a realizzare la piattaforma necessaria, da poggiare fuori terra o anche con parziale interrimento.

d) Scavi per posa cavidotti

I circuiti di stringa in DC (di collegamento fra i moduli) **sono prevalentemente posati fuori terra, ancorati alle strutture di sostegno dei moduli.**

Le condutture interrate sono generalmente finalizzate alla posa dei cavi in Media Tensione e alla posa dei cavi di potenza in DC (di parallelo stringhe) o in AC di collegamento agli inverter.

L'entità degli scavi necessari alla posa di cavidotti interrati, dipende sostanzialmente dalle scelte progettuali sull'architettura d'impianto e dall'estensione dell'impianto stesso; nel caso di impianti "agrovoltaici" con i moduli a debita altezza dal suolo, finalizzati alle coltivazioni sottostanti, le profondità di interrimento dei cavi in AC (specialmente quelli in MT) dovranno essere maggiori e compatibili con le lavorazioni agricole previste.

Impianti ben progettati, con soluzioni compatte e geometrie armoniche, comportano la riduzione al minimo dell'estensione delle condutture interrate e degli scavi necessari.

e) Recinzione dell'impianto.

Le opere di recinzione e i cancelli di accesso all'area, possono essere di diverso tipo.

Spesso (anche per ragioni di costo) vengono realizzate con reti in acciaio zincato a maglie romboidali, sostenute da picchetti semplicemente infissi nel terreno senza uso di cls in opera. In genere sono opere di basso impatto e facilmente rimovibili a fine vita.

Anche le recinzioni e i cancelli possono insediarsi utilizzando elementi di cls prefabbricati, facilmente rimovibili in fase di dismissione.

E' sempre possibile realizzare le recinzioni sollevandole dal suolo di circa 20 cm, per non alterare la naturale circolazione della microfauna.

Nel caso si preveda il pascolo di ovini nelle aree di insediamento dei moduli, le recinzioni avranno la principale finalità di governare l'accesso ai campi da parte degli ovini, in ragione delle esigenze di mantenimento dei prati e delle esigenze di manutenzione, e potranno essere di bassa altezza (circa 100 cm) e di basso impatto.

4.2.4 Possibili effetti di dissesto geo-pedologico.

Una estensione elevata di moduli FV a terra può comportare effetti di dissesto geo-pedologico correlati a fenomeni di ruscellamento superficiale con conseguente erosione accelerata del suolo.

Tale effetto negativo può sicuramente ridursi limitando al minimo le modifiche geomorfologiche del terreno necessarie all'insediamento delle strutture, ad esempio preferendo soluzioni con impianti ad esposizione fissa anziché con inseguimento mono assiale est-ovest, laddove non si disponga di superfici pianeggianti.

Altresì è buona pratica distanziare i moduli disposti in verticale fra loro (nel medesimo shed), nel senso della pendenza, per ripartire la corruzione delle acque piovane ricadenti sui moduli, su più file di gronda.

Le soluzioni con un solo modulo, su shed fisso o in rotazione su tracker, difficilmente possono comportare fenomeni di ruscellamento, in quanto l'area coperta da un modulo si alterna con le corsie di interesse a cielo libero.

Considerazioni finali in merito alle best practices:

In relazione alle considerazioni di cui sopra, le best practice da seguire per limitare le interferenze con il suolo e per favorire le opere di dismissione e il ripristino dei luoghi, riportandoli alle condizioni originarie (in ossequio ai principi del "Do Not Significant Harm – DNSH" indicati nel regolamento UE 2020/852 del 18/06/20), possono così sintetizzarsi:

1. Individuazione di suoli di scarso pregio ambientale e paesaggistico, non suscettibili di vantaggioso utilizzo agricolo, per i quali le soluzioni installative non prevedano alterazioni significative della morfologia.
2. Utilizzo di soluzioni installative che limitino al minimo i movimenti di terra necessari all'insediamento, quali ad esempio soluzioni con esposizione fissa (gli inseguitori necessitano di superfici regolari praticamente pianeggianti).
3. Progettazione di impianti compatti, con geometrie armoniche e architetture elettriche semplici; tali scelte concorrono alla riduzione al minimo indispensabile dell'estensione dei cavidotti interrati, limitando scavi e rinterri e facilitando le attività di dismissione.
4. Utilizzo di soluzioni sulle strutture di sostegno che non impongano (ovvero limitino al minimo) l'utilizzo di cls gettato in opera; al riguardo una analisi geologica accurata, con un congruo numero di sondaggi, permetterà di scegliere la soluzione migliore.
5. Impiego di cabine prefabbricate poggiate su letto di sabbia, facilmente amovibili a fine vita.
6. Impiego di elementi in cls prefabbricato laddove necessari (basamenti per inverter e per batterie, protezioni di cavidotti interrati, canalette prefabbricate, ecc.); ben visibili ai fini dell'asporto a fine vita in sede di dismissione.

4.3 Impatti sulle altre componenti ambientali (acqua, aria, flora, fauna, biodiversità, popolazione)

Con riferimento agli indirizzi e prescrizioni di cui all'allegato a) alla DGR 59/90 del 27/11/20, si possono effettuare le seguenti considerazioni:

1. Acqua

Il pericolo di inquinamento delle acque superficiali e sotterranee dovuto all'impiego di prodotti per la pulizia dei moduli è più ipotetico che non reale.

Infatti i moduli a posa fissa (o anche su tracker) con angolo di inclinazione (tilt) compreso fra 25°÷30° sono normalmente "autopulenti" con le piogge di stagione; inoltre le saltuarie operazioni di pulizia (necessarie solo per togliere la polvere) si effettuano di norma con modeste quantità di acqua demineralizzata senza utilizzo di detersivi.

2. Aria

Il processo di conversione fotovoltaica non comporta emissioni in atmosfera.

Le possibili ripercussioni negative si hanno in fase di costruzione, durante il movimento terra per la preparazione del suolo, e possono ricondursi prevalentemente alla tipologia impiegante tracker monoassiali, che richiedono una regolarizzazione piana del terreno per l'installazione delle strutture di captazione.

I progetti devono quindi improntarsi ad evitare significativi movimenti di materia per la sistemazione del suolo.

Nel caso di impianti su shed fissi (infissi o zavorrati) i movimenti di materia sono ridotti al minimo, in quanto tali soluzioni non necessitano di superfici pianeggianti e la posa può avvenire seguendo e assecondando la morfologia del suolo preesistente.

In relazione a tali aspetti ed in considerazione del fatto che è preferibile insediare gli impianti in aree poco pregiate dal punto di vista agricolo, anche non pianeggianti, le soluzioni con esposizioni fisse dei moduli sono senz'altro da preferire e promuovere.

3. Flora, fauna e salvaguardia della biodiversità.

In relazione al ventilato rischio di desertificazione si è già detto al precedente punto 4.2.2

L'individuazione dei siti d'intervento deve avvenire previa puntuale analisi delle matrici ambientali caratteristiche del particolare sito (tessuto agricolo e forestale, emergenze floristiche, habitat, ecc.) e per questo si rimanda alle indicazioni e ai metodi indicati nella DGR 59/90.

In questa analisi di tipo generale vale la pena di osservare che i moduli, in ragione della bassa riflettanza della radiazione solare incidente e del loro riscaldamento durante l'esercizio, costituiscono in genere elemento di attrazione per gli uccelli di piccole dimensioni.

Per contro rappresentano certamente un ostacolo al libero movimento di volatili di dimensioni maggiori o che si contraddistinguono per il volo a bassa quota.

4. Popolazione e salute umana.

In relazione a tale aspetto ed in particolare all'introduzione di sorgenti emissive di campi elettromagnetici, vale quanto riportato nelle indicazioni di cui alla DGR 59/90, laddove si individua come principale accorgimento di prevenzione l'utilizzo di elettrodotti interrati anziché aerei.

Di fatto (a fronte delle valutazioni analitiche che si possono effettuare in applicazione della L. n.36/2001, del DPCM 08/07/2003 e del DM 29/05/08), **il problema si pone solamente per gli elettrodotti aerei in Alta Tensione** necessari alla connessione alla rete di Terna di grandi impianti FV.

Relativamente agli impianti con **potenze compatibili con il livello di Media Tensione ($\leq 35\text{kV}$)**, la valutazione delle **DPA_{3μT}** conduce a distanze di rispetto dell'ordine di qualche metro in prossimità delle cabine elettriche.

Considerando il fatto che le cabine (ma anche le stazioni MT/AT) sono di regola isolate e che in esse vi è presenza di persone solamente per i tempi strettamente necessari ai controlli e alle manutenzioni, i rischi per la salute umana delle persone, in relazione a tali aspetti, risultano praticamente inesistenti.

4.4 Considerazioni finali e requisiti per il corretto inserimento degli impianti in aree agricole.

In relazione a quanto sopra rappresentato si possono effettuare le seguenti considerazioni e stabilire i requisiti e le scelte (best practices) da porre a base della pianificazione e sviluppo dei progetti.

1. La realizzazione di grandi impianti FV in aree agricole è **inderogabile e urgente** per il raggiungimento degli obiettivi e dei traguardi stabiliti in ambito unionale e nazionale al 2030, ai fini della lotta ai cambiamenti climatici; di questa necessità occorre farsene una ragione; sarà al riguardo necessario informare correttamente la collettività (sui valori quantitativi e qualitativi in gioco) per il superamento di ogni sorta di sindrome Nimby; a tutti i livelli: Comunità ed Amministrazioni ed Enti Locali.
2. Considerando il prevedibile sviluppo di impianti eolici, saranno richiesti in Sardegna per il 2030, per la fonte solare fotovoltaica almeno **1.500÷2.000 ha (15 ÷ 20 kmq) di superficie agricola**, in una regione che ha una superficie di circa 24.000 kmq e **Superfici Agricole Utilizzate (SAU) di circa 1.187.000 ha (11.870 kmq)**.
3. In base al quadro autorizzatorio vigente, **lo sviluppo degli impianti è** (prevalentemente) **lasciato all'iniziativa privata**, ovvero il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del pianeta dipendono dall'iniziativa privata **che effettuerà tali investimenti solamente in ragione di un tornaconto economico** (eventualmente sostenuto da incentivi e contributi o in assenza di questi).
Al momento per gli insediamenti in area agricola possono essere incentivati (L.120/20, L.108/21 e L.34/22) solamente gli impianti che ricadono in discariche o cave dismesse e ripristinate, e solamente (laddove percorribili economicamente) determinate tipologie installative di "agrivoltaico", aventi specifiche caratteristiche che permettono l'integrazione con le attività agro-zootecniche e relativo monitoraggio in fase di esercizio.
4. Alle Regioni compete la regolazione di tale iniziativa privata, individuando le aree "NON idonee" agli insediamenti, a termini del punto 17 e dell'Allegato 3 al DM 10/09/10, che trova attuale applicazione nella vigente DGR 59/90 del 27/11/20 **ovvero a termini delle disposizioni che sono/saranno emanate ai sensi dell'art.20 del recente DIs 199/21**.
Infatti per il raggiungimento degli sfidanti obiettivi comunitari e nazionali fissati al 2030 dalla normativa sovraordinata, comunitaria e nazionale, alle regioni sarà richiesto l'adeguamento della normativa vigente, secondo nuovi criteri e obiettivi da definirsi in attuazione del suddetto art.20 del recente DIs 199/21.
5. Nel rispetto di quanto indicato attualmente nella parte IV del DM 10/09/10, punto 16 (*Inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio*), occorrerà indirizzare gli insediamenti **in siti a bassa densità di sfruttamento agricolo/zootecnico e/o di scarso pregio ambientale, naturalistico e paesaggistico, ricorrendo a criteri volti ad ottenere la minor sottrazione possibile di suolo dagli uso agro-zootecnici**.
6. Nello sviluppo dei progetti, **non si dovranno necessariamente perseguire soluzioni insediative standard predefinite**; bensì per ogni sito, in ragione delle peculiari caratteristiche morfologiche, del tessuto agro-zootecnico esistente e delle sensibilità ambientali e paesaggistiche, **occorrerà individuare la soluzione ottimale di maggiore integrazione e minore impatto**, privilegiando quelle che non prevedano alterazioni significative della morfologia.

7. Preliminarmente alla scelta della soluzione da adottare, nei siti estesi predeterminati (dall'iniziativa privata), dovranno effettuarsi approfondite indagini atte ad individuare le preesistenze significative da salvaguardare e da non modificare: affioramenti rocciosi, alberazione di particolare interesse, elementi di macchia di valenza naturalistica, habitat faunistici, emergenze archeologiche ecc. **e ripartire i grandi impianti su più porzioni funzionali omogenee, fra di loro separate dalle preesistenze individuate e/o da porzioni utilizzate/utilizzabili vantaggiosamente per le attività agro zootecniche, salvaguardando/creando corridoi ecologici e impiantando elementi di mitigazione e/o ricorrendo a interventi compensativi.**
8. Si dovrà ricorrere a **soluzioni installative compatibili con la morfologia, la stratigrafia e la qualità agricola dei terreni**, col fine di limitare al minimo le operazioni di movimento terra e le opere interferenti col suolo; in un medesimo impianto si possono anche adottare più soluzioni installative diverse, ricercando la soluzione più adatta ad ogni specifica porzione del sito.
9. Occorrerà caratterizzare preliminarmente la morfologia e stratigrafia dei suoli (eseguendo i debiti rilievi e un congruo numero di sondaggi), ai fini della scelta ottimale della soluzione tecnica da adottare per l'infissione dei sostegni e per la posa di ogni tipo di manufatti, **col fine principale di evitare l'uso di cls gettato in opera.**
10. Si dovranno predefinire criteri progettuali volti ad **ridurre al minimo la sottrazione di suolo all'uso agro-zootecnico**, minimizzando le opere interferenti col suolo, evitando la creazione di barriere, e massimizzando la resa energetica della superficie impegnata.
11. La progettazione dovrà vedere porzioni di impianti compatti, con geometrie armoniche e architetture elettriche semplici; scelte che concorrono alla riduzione al minimo indispensabile dell'estensione dei caviddotti interrati, limitando scavi e rinterri e altre opere interferenti col suolo.
12. Saranno preferibili le soluzioni installative che limitino al minimo i movimenti di terra necessari all'insediamento, quali ad esempio soluzioni con esposizione fissa; gli inseguitori necessitano di superfici regolari praticamente pianeggianti e sono pertanto da preferire in aree con tali caratteristiche oltrechè per gli insediamenti di "agrivoltaico" con moduli in quota (laddove compatibili con le caratteristiche geotecniche e agricole del suolo).
13. Saranno da privilegiare, per i manufatti di contenimento/sostegno delle apparecchiature (cabine, basamenti e simili), soluzioni che utilizzino elementi prefabbricati, facilmente amovibili in fase di dismissione a fine vita industriale oltre che di facile produzione, recupero e smaltimento in ambito locale/regionale.
14. In generale si dovrà porre particolare attenzione sull'impiego di materiali e sull'utilizzo di soluzioni, che consentano la facile dismissione dell'impianto a fine vita; soluzioni tali da **permettere di riportare il suolo occupato alle condizioni originarie, favorendo il recupero e lo smaltimento di tutto quanto impiegato nella costruzione** (in ossequio ai principi del "Do Not Significant Harm – DNSH" indicati nel regolamento UE 2020/852 del 18/06/20).
15. L'investitore (privato) dovrà predefinire soluzioni per l'installazione e la gestione, nonché formule/azioni di compensazione che, all'interno del proprio tornaconto economico, massimizzino le ricadute economiche e sociali in ambito locale/territoriale.

5. PROCEDURE VIGENTI IN MATERIA DI V.I.A. PER GLI IMPIANTI FV E PER LE OPERE CONNESSE

A livello nazionale il riferimento in materia di VIA è il **Dls 152/06**, così come modificato dal Dls 104/2017, dalla Legge 120/20 del 11/09/20, di conversione del DL semplificazioni n.76/20 e di recente dal DL semplificazioni n.77/21 convertito con la **Legge N°108/21 del 29 Luglio 2021**.

Nell'ambito delle proprie competenze la RAS ha regolato le procedure con la **DGR 11/75 del 24/03/21** che costituisce il riferimento operativo per l'ottenimento delle autorizzazioni in materia di Valutazione di impatto Ambientale.

Tale riferimento operativo è in corso di aggiornamento ai contenuti della **L.108/21**; pertanto ci si riferisce di seguito all'inquadramento legislativo vigente a livello nazionale.

5.1 Procedure per gli impianti Fotovoltaici

La realizzazione degli impianti fotovoltaici (con esclusione delle opere connesse), in relazione alla taglia di potenza, ricadono oggi fra le tipologie di lavori indicate rispettivamente negli **allegati IV e II**, alla Parte II del Dls 152/06.

NOTA: Per la definizione di **potenza nominale** o **capacità di generazione**, si rimanda ai punti 14.7 e 11.6 del DM 10/09/10 (Linee guida per i procedimenti di autorizzazione delle FER).

Allegato IV – Progetti sottoposti alla Verifica di Assoggettabilità di competenza delle regioni e delle Province Autonome.

Punto 2. lettera b): *impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda con potenza complessiva superiore a 1 MW.*

Tale riferimento risulta modificato in determinati casi stabiliti nell'art. 31, commi 2 e 7-bis, della Legge N°108/21 **ed in ultimo dall'art.9, comma 1-bis della L. n.34/22 di conversione del DL 17/22**; risulta pertanto (in sintesi):

1. Per gli impianti connessi alla rete di Alta e Media Tensione, insediati in aree produttive, in lotti di discarica chiusi e ripristinati, in cave dismesse e ripristinate e **in aree idonee**, non ricadenti fra le aree indicate nell'Allegato 3 lettera f) al DM 10/09/10,

la soglia oltre la quale deve essere attivata la procedura di verifica è elevata alla potenza di 20 MW.

2. Altresì ai sensi del comma 7-bis dell'art.31 della legge N°108/21,

Per gli impianti da insediare in aree SIN o in aree industriali o interessate da centrali di produzione da fonti convenzionali

la soglia oltre la quale deve essere attivata la procedura di verifica è elevata alla potenza di 10 MW.

Allegato II – Progetti di competenza statale (sottoposti a VIA dall'art.6 comma 7. Del Dls 152/06)

Il comma 6 dell'art. 31, della Legge N°108/21 ha inserito gli impianti di potenza maggiore di 10 MW fra le opere soggette a VIA di competenza statale.

Punto 2): *impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW.*

Cumulo di Impianti: Ai fini procedurali in materia di Verifica di assoggettabilità a VIA, ai sensi dell'art.19 comma 9, del Dls 152/06, più impianti fotovoltaici, anche se di potenza inferiore a 1 MW (o a 20 MW per i casi introdotti dalla L.108/21 e dalla L.34/22), se previsti nella medesima area o in aree contigue, devono essere considerati, ai fini delle procedure come un unico impianto (le condizioni di cumulo sono definite nel D.MATTM n.52 del 30/03/2015 e nell'Allegato f) alla DGR 59/90).

L'art. 18 della legge 108/21 (**Opere e infrastrutture strategiche per la realizzazione del PNRR e del PNIEC**) ha introdotto l'**Allegato I-Bis** alla Parte II del Dls 152/06:

Allegato I-bis – Opere, impianti e infrastrutture necessarie al raggiungimento degli obiettivi fissati dal PNIEC, predisposto in attuazione del Reg. UE 2018/1999 (Allegato introdotto dall'art.18 della L.108/21)

Punto 1 *Dimensione della decarbonizzazione*
Punto 1.2 *Nuovi Impianti per la produzione di energia e vettori energetici da fonti rinnovabili,*
Punto 1.2.1 *Generazione di energia elettrica: impianti idroelettrici, ..., eolici e fotovoltaici.....*

Per tali tipologie di opere l'art.18 della L.108/21 ha introdotto il nuovo comma 2-bis, nell'art. 7-bis, del Dls 152/06, che dispone:

«2-bis. Le opere, gli impianti e le infrastrutture necessari alla realizzazione dei progetti strategici per la transizione energetica del Paese inclusi nel Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC), predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, come individuati nell'Allegato I-bis, e le opere ad essi connesse costituiscono interventi di pubblica utilità, indifferibili e urgenti.»

5.2 Procedure per le opere di connessione

Nel caso di impianti da FER di grande taglia, da connettere alla rete in Alta Tensione di TERNA, la realizzazione delle opere di connessione può (teoricamente) ricadere nell'ambito dei progetti previsti negli **Allegati II e II-bis** alla parte II Dls 152/06:

Allegato II – Progetti di competenza statale (sottoposti a VIA dall'art.6 comma 7. Del Dls 152/06)

Punto 4) *Elettrodotti aerei con tensione nominale di esercizio superiore a 150 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 15 km ed elettrodotti in cavo interrato in corrente alternata, con tracciato di lunghezza superiore a 40 chilometri.*

Punto 4-bis) *Elettrodotti aerei per il trasporto di energia elettrica, con tensione nominale superiore a 100 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 10 Km.*

Allegato II bis – Progetti sottoposti alla Verifica di assoggettabilità di competenza statale

Punto 1. lettera d): *elettrodotti aerei esterni per il trasporto di energia elettrica con tensione nominale superiore a 100 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 3 km.*

5.3 Quadro di sintesi delle procedure vigenti per gli impianti e le opere connesse

In relazione al quadro regolatorio su esposto, in via del tutto generale si può affermare **che solo in casi molto particolari di elettrodotti aerei a tensione > 100 KV o di elettrodotti interrati di lunghezza > di 40 km (necessari per impianti molto grandi e molto distanti dal punto di connessione in AT), le opere di connessione alla rete elettrica possono ricadere fra realizzazioni per le quali è richiesta la Verifica di Assoggettabilità alla VIA o direttamente la VIA.**

Ai fini del corretto inquadramento delle procedure da seguire nella fase di valutazione dei progetti di impianti fotovoltaici, rileva il **chiarimento fornito dal MITE in data 01/03/21 prot. 0025241** in risposta ad un interpello, ai sensi dell'art. 3-septies del Dls 152/06, proposto dalla Regione Sardegna in data 12/08/21 e relativo alla corretta interpretazione dei contenuti dell'art.31, c.2 della L.108/21, non modificato sotto tale profilo dall'art. 9 della L.34/22 (elevazione della soglia di verifica di assoggettabilità a 10 MW dalla L.108/21 e **oggi a 20 MW dalla L.34/22**, in condizioni particolari di ridotto rischio ambientale).

Al di là del caso specifico la nota di chiarimento pone l'attenzione sul fatto che il procedimento di Verifica/Valutazione debba riferirsi esclusivamente all'"**Impianto**" e non alle "**opere connesse**", in quanto la necessità di sottoposizione a verifica di assoggettabilità o di VIA per le "**opere connesse**" sia da valutare caso per caso, in relazione alle loro caratteristiche oggettive che le possano far rientrare nel novero dei progetti di cui agli allegati II e II-Bis sopra riportati.

Relativamente alle procedure da seguire in materia di VIA, in relazione ai livelli di potenza e incentivazione fissati dal decreto 04/07/09 (FER1) e alle soluzioni di connessione previste nella D.ARERA 99/0 e s.m.i. (TICA), risulta il seguente prospetto (riferito alla regione Sardegna).

SOLUZIONE DI CONNESSIONE ALLA RETE PER TAGLIE D'IMPIANTO				
Taglie di potenza	0,1MW < Pn ≤ 1MW	1 MW < Pn ≤ 6 MW	6 MW < Pn < 10 MW	Pn ≥ 10 MW
Gestore di riferimento (art.6.1. TICA)	E-Distribuzione s.p.a.			TERNA s.p.a
Livello di tensione di connessione (art. 2.4 TICA)	MT (15 kV in Sardegna)	MT (15 kV in Sardegna)	AT eventualmente in casi particolari, MT	AT
Soluzione di connessione	Linee MT in cavo aereo precordato e/o elicordato in cavidotto interrato		Linee MT in cavo aereo precordato e/o elicordato in cavidotto interrato + stallo AT In casi particolari solo linee MT con ingresso in stazione AT/MT esistente	Linee in cavidotto interrato MT a 30 kV + stallo AT + Connessione finale in conduttori nudi aerei e/o in cavi in AT

In relazione agli investimenti sulle infrastrutture di trasporto e distribuzione dell'energia elettrica previsti dal PNRR ed in considerazione dell'atteso incremento delle richieste di connessione di impianti da FR, TERNA ha pubblicato (in data 20/10/21) un nuovo standard semplificato di connessione a 36 kV per potenze di connessione fino a 100 MW.

Tale soluzione di connessione alla rete AT (> 35 KV) consente agli impianti di generazione con potenze inferiori a 100 MW di evitare la costruzione di stalli in esecuzione a giorno a 150 kV; in tal modo le porzioni di Rete per la Connessione si ottengono con la semplice installazione di scomparti protetti a 36 kV (esistenti e normalizzati) da insediare al coperto, in appositi vani resi disponibili nelle nuove Stazioni Elettriche derivate dalle linee AT-AAT.

A fronte della L. 108/21, **della L. 34/22** e del nuovo standard introdotto da TERNA, risulta pertanto il seguente prospetto in materia di adempimenti VIA per gli impianti FV e per le opere di connessione alla rete.

PROCEDURA IN MATERIA DI VERIFICA-VIA				
Tipologie interventi per Taglie di potenza	$P_n \leq 1\text{ MW}$	$1\text{ MW} < P_n \leq 6\text{ MW}$	$6\text{ MW} < P_n \leq 10\text{ MW}$ 10 MW < $P_n \leq 20\text{ MW}$ Tipologie Art.9 L.34/22	$P_n > 10\text{ MW}$
Impianti Fotovoltaici in genere	Non oggetto di verifica di assoggettabilità a VIA Salvo condizioni di cumulo superiori a 1 MW per potenze > 0,5 MW	Verifica di assoggettabilità a VIA anche per condizioni di cumulo superiori a 1 MW per impianti con potenze comprese fra: 0,5 MW < $P_n \leq 1\text{ MW}$		Valutazione di Impatto Ambientale Allegato II DIs 152/06
Impianti fotovoltaici ricadenti in aree per i quali sussistono i requisiti introdotti dall'art.9 c.1-bis della L.34/22	Non oggetto di verifica di assoggettabilità a VIA fino a 20 MW Verifica di assoggettabilità a VIA in condizioni di cumulo superiori a 20 MW per impianti con potenze comprese fra: 10 MW < $P_n \leq 20\text{ MW}$			
Impianti fotovoltaici ricadenti in aree per i quali sussistono i requisiti introdotti dall'art.31 c. 7-bis della L.108/21	Non oggetto di verifica di assoggettabilità a VIA fino a 10 MW Verifica di assoggettabilità a VIA in condizioni di cumulo superiori a 10 MW per impianti con potenze comprese fra: 5 MW < $P_n \leq 10\text{ MW}$			
Impianto di Rete e/o di Utenza per la Connessione	Elettrodotti MT Non oggetto di Verifica di assoggettabilità a VIA		Elettrodotti MT + stallo AT (36÷150 kV) Non oggetto di Verifica di assoggettabilità a VIA Nei casi di elettrodotti aerei a tensione > di 100 kV e lunghezza > di 3 km Verifica di assoggettabilità a VIA di competenza statale (Alleg. II-Bis) Nei casi di elettrodotti aerei a tensione > di 100 kV e lunghezza > di 10 km o elettrodotti interrati di lunghezza > 40 km VIA di competenza statale (Alleg. II)	

In relazione al prospetto di cui sopra, salvo rari casi particolari, le opere di connessione alla rete esistente (per le loro caratteristiche peculiari - Elettrodotti interrati < 40 km a 30 KV e stalli a 36÷150 kV), non sono di per sé oggetto di procedura di VIA o di Verifica di assogg. a VIA.

Nella documentazione di progetto di impianti da FER, da sottoporre all'esame della procedura di Verifica o di VIA, si può pertanto specificare la soluzione di connessione che verrà adottata e, ricorrendone i casi di cui sopra, **prescindere dalla produzione della documentazione di dettaglio afferente le opere di connessione.**

Tale aspetto assume particolare rilevanza in tutti quei casi di connessione di grandi impianti FV alla RTN in AT, laddove TERNA non ha ancora reso disponibile la progettazione della soluzione di connessione (tipologia e ubicazione), ovvero non ha ancora esperito le procedure di Verifica/VIA di propria competenza e nei casi laddove non è ancora definita a livello definitivo la cabina primaria del produttore/i MT/AT.

Nelle more delle attribuzioni di competenza TERNA o della definizione della cabina primaria del produttore, si può pertanto esperire la procedura di VIA per l'impianto (o di Verifica, per connessioni in MT) anche in assenza di perfezionamento, a livello definitivo, della soluzione di connessione finale alla rete pubblica, riducendo i tempi del procedimento in accordo col perseguimento degli obiettivi temporali in materia di decarbonizzazione stabiliti dalla normativa comunitaria e dal PNRR.