

COMUNE DI GORGOGNONE



COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI

PROGETTO PRELIMINARE DI FATTIBILITÀ TECNICA ED ECONOMICA

COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI



Documento	Piano di fattibilità tecnica ed economica (PFTE)	Progettisti:
COMUNE di	GORGOGNONE (MT)	Ing. Giuseppe Delfino
kWp INSTALLABILI	kWp 998,97	Avv. Bianca Maria Corso

INDICE**PROGETTO PRELIMINARE DI FATTIBILITÀ TECNICO ECONOMICA (PPFTE)****RELAZIONE GENERALE**

- 1.1 Premessa
- 1.2 Relazione illustrativa generale, che cosa è una comunità energetica
- 1.3 Normativa istitutiva delle comunità energetiche in Italia
- 1.4 Limiti alla fonte normativa originaria
- 1.5 Motivazione della Costituzione di una comunità Energetica con Ente Pubblico
- 1.6 Obiettivi della Comunità Energetica
- 1.7 Modalità di attuazione di una comunità energetica
- 1.8 Analisi sulla scelta dello strumento giuridico da adottare
- 1.9 Sostenibilità dell'opera
- 1.10 Coinvolgimento delle imprese e dei cittadini
- 1.11 Valutazione della convenienza economica e della sostenibilità finanziaria
- 1.12 Normativa di riferimento

2. Relazione Tecnica

- 2.1 Caratterizzazione del contesto locale territoriale, storico-archeologico, ambientale e paesaggistico in cui è inserita l'opera
- 2.2 Stralcio documentale degli strumenti di pianificazione territoriale e di tutela ambientale e paesaggistica, nonché degli strumenti urbanistici generali e attuativi vigenti, sui quali sono indicate la localizzazione dell'intervento da realizzare e le eventuali altre localizzazioni esaminati, con la perimetrazione dell'intervento
- 2.3 Identificazione del contesto economico territoriale dell'area di interesse della CER
- 2.4 Densità abitativa e caratterizzazione della popolazione residente per fasce di età, composizione dei nuclei familiari e posizione lavorativa
- 2.5 Andamento della popolazione residente
- 2.6 Movimento naturale della popolazione
- 2.7 Distribuzione della popolazione
- 2.8 Caratterizzazione della popolazione residente per fasce di reddito
- 2.9 Descrizione stato di fatto
- 2.10 Tabella riepilogo generale Individuazione possibili siti interesse
- 2.11 Descrizione singoli siti:
 - 2.11.1 Sito n.1 – Zona PIP Comunale
 - 2.11.2 Descrizione siti per stalli di ricarica elettrica

3. Diagnosi/analisi energetica

- 3.1 Dettaglio consumi elettrici comunali
- 3.2 Performance of grid-connected PV
- 3.3 Stima della producibilità secondo PVGIS
 - 3.3.1. Sito n.1 – Zona PIP Comunale
- 3.4. Stima energetica della Comunità Energetica Rinnovabile
- 3.5. Bilancio energetico delle varie soluzioni proposte (relativamente a energia auto consumata, energia condivisa ed energia prodotta)
- 3.6. Sistema digitale rilevazione produzione e consumi

4. Fattibilità tecnica

- 4.1 Alternative progettuali
- 4.2 Bilancio tra vantaggi e svantaggi generati dall'utilizzo di tecnologie prescelte
- 4.3 Individuazione degli interventi tali da non avere valide alternative progettuali
- 4.4 Descrizione delle strutture, tramite elaborati descrittivi e grafici, delle caratteristiche tipologiche, funzionali, tecniche, della soluzione progettuale prescelta
- 4.5 Norme cogenti di riferimento
- 4.6 Individuazione cabina primaria di riferimento
- 4.7 Parametri di progetto
 - 4.7.1. Parametri di progetto: via nominale, classi d'uso e periodo di riferimento per l'azione sismica
- 4.8. Compatibilità dell'intervento e conseguenze prevedibili
 - 4.8.1. Riduzione Emissioni Inquinanti
 - 4.8.2. Rispetto della Natura e del territorio
 - 4.8.3. Inquinamento urbano
- 4.9. Piano di sicurezza e di coordinamento, finalizzato alla tutela della salute e sicurezza dei lavoratori
- 4.10. Piano preliminare di manutenzione dell'opera e delle sue parti
- 4.11. Piano dismissione opera e ripristino stato luoghi

5. Fattibilità Economica

- 5.1 Riepilogo Piano Economico Finanziario
- 5.2 Cronoprogramma delle varie fasi tecniche

6. Modalità di finanziare l'opera

- 6.1 Project financing
- 6.2 Differenze tra Il PPP e Il PF
- 6.3 I Vantaggi del Project Financing
- 6.4 Acquisto, società mista o noleggio
- 6.5 Normativa di Riferimento PPP

7. Fattibilità Procedurale- Parte amministrativa/Legale

- 7.1 Fase 1: Avvio del progetto
- 7.2 Fase2: Sopralluoghi ed elaborazioni tecniche
- 7.3 Fase 3: Assemblea Pubblica
- 7.4 Fase 4: Il Partenariato Pubblico Privato
- 7.5 Fase 5: Acquisto impianti, Costituzione S.R.L. mista oppure noleggio impianti
- 7.6 Fase 6: Creazione Comunità Energetica

8. Allegati

- PEF
- Tavole R.U. comunale vigente
- Planimetria di Progetto con inquadramento catastale
- Cronoprogramma e dismissione
- Piano preliminare di sicurezza
- Piano preliminare di manutenzione

RELAZIONE GENERALE
PROGETTO PRELIMINARE DI FATTIBILITÀ

1.1 Premessa

Il comune ha superato con difficoltà, al pari di tutti gli enti pubblici italiani, imprese e famiglie il rincaro dei costi energetici per: condizionare gli uffici pubblici, le scuole, per l'illuminazione delle strade più in generale, per erogare servizi essenziali alla collettività. La crisi appare superata ma la realtà è ben diversa: quella appena superata è stata solo una crisi dovuta a una speculazione perché a differenza di quanto avverrà in futuro, non sono mancate le fonti energetiche fossili. Infatti, in Europa saranno spente a breve le centrali a carbone (solo 9 in Italia) e nel giro di 10/15 anni anche quelle petrolifere per la veicolazione degli automezzi e per il riscaldamento delle abitazioni. L'Unione Europea dovrà fare i conti con un crescente fabbisogno energetico che potrà essere soddisfatto prevalentemente con fonti rinnovabili a basso impatto di CO₂. Ai ritmi con i quali stiamo procedendo il rischio che l'energia prodotta non sia sufficiente è molto alto, dunque, il sistema Paese dovrà prepararsi a nuovi rialzi ma il problema non sarà solo il rincaro ma anche la quantità disponibile che potrebbe essere più carente di quanto si possa immaginare. Per scongiurare tale ipotesi lo Stato ha posto a disposizione degli enti pubblici, delle famiglie e delle piccole e medie imprese lo strumento delle comunità energetiche rinnovabili che potranno essere realizzate rapidamente grazie alla riduzione di barriere burocratiche per l'installazione di nuovi impianti e grazie alla concessione di incentivi per l'energia condivisa all'interno della cabina primaria di distribuzione.

Il comune in virtù del proprio ruolo istituzionale intende cogliere da subito tale opportunità per abbattere il costo energetico che pesa sul suo bilancio dando vita alla sua comunità energetica comunale per consentire anche a famiglie e imprese di produrre più energia possibile sia per la funzione pubblica che per quella privata. Ritiene sia fondamentale farlo subito per evitare due rischi: il primo è che le cabine a cui allacciarsi hanno pochi spazi e non permetteranno a tutti di allacciarsi in breve tempo; il secondo è che gli incentivi sono limitati a 5 GW, una dimensione ragguardevole se non fosse che tale tetto possa essere raggiunto in poco tempo, visto che in tanti hanno già avviato la procedura per essere comunità energetica. Infine, ma non da ultimo, bisogna ricordare che l'obiettivo di decarbonizzare il mondo entro il 2030 non è solo una milestone economica ma è un risultato improcrastinabile per salvare l'umanità da cambiamenti climatici altrimenti irreversibili.

Nelle pagine seguenti verranno descritte le modalità con le quali sarà possibile creare una comunità energetica a forte guida pubblica, gli interventi che intende attuare l'amministrazione comunale preliminarmente su propri immobili e poi estesi ai beni dei soci prosumer che dovessero aderire alla comunità e l'iter amministrativo per giungere a traguardo nel minor tempo possibile e nel pieno rispetto delle normative attualmente vigenti. Saranno esplorate in dettaglio tutte le alternative progettuali e quelle organizzative affinché l'amministrazione comunale possa scegliere le soluzioni tecnologiche e le forme giuridiche più consone al proprio contesto, ma anche

più sicure per chi vorrà investire senza incorrere in sgradite sorprese.

1.2 Relazione illustrativa generale, che cosa è una comunità energetica

La comunità energetica è un **soggetto giuridico** che, conformemente alla normativa nazionale vigente:

- si basa sulla partecipazione aperta e volontaria di azionisti o membri detti consumer e prosumer che possono essere persone fisiche, PMI, autorità locali, comprese le amministrazioni comunali; la partecipazione alla comunità deve essere aperta e basata su criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori;
- I partecipanti mantengono i loro diritti come clienti finali, compresi quelli di scegliere il proprio fornitore ed uscire dalla comunità quando lo desiderano. Al momento sono escluse dalla possibilità di partecipare alle CER le grandi imprese, ovvero quelle che hanno più di 250 dipendenti o un fatturato annuo superiore a 50 milioni di euro o un bilancio superiore a 43 milioni di euro;
- è autonomo ed è controllato da membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione; la possibilità di aderire alla stessa CER è legata alla porzione della rete di distribuzione sottesa alla stessa cabina primaria;
- il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari (vedi succitato d.lgs. 199/21 di recepimento direttiva UE 2018/2001).

L'Unione Europea auspica che entro il 2030 il 20% dell'energia da fonti rinnovabili sia prodotta dalle Comunità Energetiche Rinnovabili. Ciò può rendere la rivoluzione della transizione ecologica partecipata e diffusa dal basso e ridurre l'impatto della cosiddetta sindrome NIMBY (Not in My Back Yard), cioè l'atteggiamento di opposizione dei cittadini alla realizzazione di certe opere pubbliche, rendendoli partecipi dei benefici. Nel Nord Europa ci sono già comunità energetiche storiche molto grandi che contano decine di migliaia di soci. Le difficoltà che l'Italia dovrà fronteggiare riguardano soprattutto la governance, ossia il coordinamento dei soggetti che costituiscono la comunità energetica e che ne prevedono la gestione dei pattern di consumo e la ripartizione dei benefici.

Il MASE (Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) auspica la realizzazione di circa 15 mila comunità energetiche rinnovabili nei prossimi anni e se venissero rimosse le barriere normative, burocratiche e fisiche sussisterebbero le potenzialità per raggiungere concretamente questi obiettivi.

Oggi vi è la possibilità per i Comuni Italiani di essere proprietari dell'energia prodotta entro i propri confini e tramite questa, generare una serie di vantaggi irrinunciabili.

Essere proprietari di impianti energetici, realizzati con fondi propri, del PNRR o grazie al supporto di finanziamenti terzi, rappresenta una svolta epocale nella storia di ogni

Comune, in quanto lo scenario che è possibile configurare è volto ad assicurare all'Ente pubblico una quota significativa di energia auto prodotta, necessaria ad abbattere significativamente i costi energetici annui (in forte aumento) e a generare benefici economici grazie alla condivisione ed incentivazione dalla quota eccedente.

È necessario uno scatto energetico immediato, perché le stesse opportunità derivanti dagli incentivi per la produzione di nuova energia possono essere colti anche da attori diversi dal Comune. Si tratta di grandi investitori portatori di interessi personali leciti, ma mossi solo dall'ottica di nuovi guadagni, e quando questi soggetti inizieranno in via anticipata a muoversi per realizzare impianti di enormi dimensioni, con rischio di occupare le cabine di riferimento del Comune, allora per l'Ente non ci saranno più vantaggi, ma solo un sogno, rimasto però, fuori dal Comune.

1.3 Normativa istitutiva delle comunità energetica in Italia

Il Decreto Milleproroghe 162/2019 recepisce la normativa comunitaria RED II UE 2018/2001 e istituisce la figura della Comunità Energetica in Italia secondo le seguenti specifiche:

Soggetto aggregato di soci consumer e prosumer ed eventuale referente

- **Consumer**

Attore della comunità energetica che non produce energia ma acquista la stessa dai suoi soci produttori di energia ad un prezzo stabilito dalle regole interne della comunità e non ai prezzi di mercato;

- **Prosumer**

Attore della comunità energetica che consuma energia auto prodotta per la quota a lui necessaria in base ai suoi fabbisogni e che produce ed immette energia nella rete per gli altri soci consumer. Questo soggetto, pertanto, risparmia dal consumo e guadagna dall'avendita dell'energia prodotta dai suoi impianti.

- **Referente EScO**

Attore a cui viene conferito dai produttori e dai clienti finali presenti mandato per la gestione tecnica ed amministrativa della richiesta di accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione e a sottoscrivere il relativo contratto per l'ottenimento dei benefici previsti dal suddetto servizio.

Non è necessario che l'impianto sia di proprietà della comunità; può essere messo a disposizione da uno solo dei membri partecipanti o più di uno, se non addirittura da un soggetto terzo.

Infine, ogni membro della comunità deve installare uno *smart meter*, ovvero un contatore intelligente che riesce a rilevare in tempo reale le informazioni sulla produzione, l'autoconsumo, la cessione e il prelievo dalla rete dell'energia.

1.4 Limiti alla fonte normativa originaria

Limiti della configurazione del decreto mille proroghe.

Il grande limite di questa prima configurazione della Comunità Energetica risiedeva nel fatto che:

- L'impianto oggetto delle agevolazioni dovesse avere una potenza entro i 200 kW;
- Lo stesso impianto dovesse essere collegato alla rete elettrica a media/bassa tensione alla cabina secondaria e scambiare solo con utenti collegati alla stessa.

Due limiti importanti allo sviluppo di Comunità Energetiche, in particolare il vincolo di allaccio unicamente alla cabina secondaria di riferimento di ogni contatore poneva come limite di configurazione di Comunità Energetica a una dimensione condominiale di aggregazione.

Inoltre, la procedura per l'approvazione nella realizzazione di nuovi impianti risultava assai complessa e quindi i vincoli e le tempistiche risultavano sfavorevoli alla produzione di nuova energia rinnovabile.

La nuova normativa del 2021-22 d.lgs. 199/21

Per rimuovere i suddetti limiti è stato emanato il d.lgs. 199/21 che ha apportato forti miglioramenti al testo pubblicato nel 2019. Le specifiche istituite dal Decreto Milleproroghe non consentono il raggiungimento degli obiettivi Comunitari di decarbonizzazione energetica per il 2030.

Inizia così un percorso di accelerazione e facilitazione degli obiettivi concordati in sede UE.

Grazie al recepimento più aderente ai principi delle normative comunitarie RED II (2018/2001) e IEM (2019/944), nel mese di novembre 2021 si è potuto ampiamente accelerare lo sviluppo delle Comunità Energetiche e la loro realizzazione su ampia scala.

Il decreto legislativo 199/21 introduce, infatti, due aspetti fondamentali che facilitano il perseguimento degli obiettivi per la crescita e la resilienza dei Comuni Italiani:

- L'incentivazione passa da impianti per un massimo di 200 kWp a un massimo di 1.000 kWp;
- La cabina di riferimento per l'allaccio dei soci passa dalla secondaria alla primaria, consentendo configurazioni di Comunità di dimensione Comunale e non solo condominiale.

L. 27 aprile 2022 n. 34

Con la conversione in legge del DL “energia” 17/22, gli impianti fino a 20 MWp sono da considerarsi infrastrutture secondarie, quindi, al pari di una ristrutturazione e non di una nuova edificazione; la loro approvazione, pertanto, si ottiene in procedura semplificata ameno di vincoli urbanistici, paesaggistici ecc.

L. 20 maggio 2022 n. 51

Con la conversione in legge del DL “sostegno Ucraina” 21/22, gli impianti di dimensione pari o inferiore a 10 MWp non hanno necessità di complesse autorizzazioni regionali qualifica valutazione d’impatto.

Deliberazione 27.12.2022 727/2022 R/EEL

La deliberazione dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente su auto consumo e comunità energetiche emanata a fine dicembre 2022, ha approvato il cosiddetto **TIAD** (Testo Integrato dell’Autoconsumo Diffuso), attuando le disposizioni dei decreti legislativi 199/21 e 210/21 in materia di comunità energetiche rinnovabili e dei cittadini, gruppi di auto consumatori di energia rinnovabile e altre specifiche categorie di utenti che vestono, sempre più numerosi, i panni di prosumer.

Legge 41/2023 di conversione del D.L. 13/2023.

Il cosiddetto Decreto PNRR 3 semplifica le procedure per la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili, in particolare su Fotovoltaico nelle aree industriali ed eolico fino a 20 MW in edilizia libera, eliminando il VIA fino al 2024, riducendo le fasce di rispetto.

In data **23.01.2024** è stato pubblicato il **Decreto MASE n. 414** del 07.12.2023 attuativo delle CER che stimola la nascita e lo sviluppo delle Comunità Energetiche rinnovabili e dell’autoconsumo diffuso;

GSE Gestore dei Servizi Energetici in data 23 febbraio ha pubblicato il DECRETO CACER e TIAD – Regole operative per l’accesso al servizio per l’autoconsumo diffuso e al contributo PNRR, tramite il quale vengono stabilite le regole tecniche relative alla realizzazione delle CER e alle modalità di partecipazione al bando PNRR per le CER situate nei territori di Comuni con popolazione inferiore alle 5.000 unità.

1.5 Motivazione della Costituzione di una comunità Energetica con Ente Pubblico

Ciascun Ente dovrà valutare la necessità, la convenienza, la rispondenza alle finalità istituzionali e le eventuali modalità per dare vita ad una Comunità Energetica.

L’ente, inoltre, dovrà verificare le ragioni e le finalità che giustificano la scelta, anche sul piano della convenienza economica e della sostenibilità finanziaria, nonché prevedere le forme di gestione diretta o esternalizzata del servizio affidato, la

compatibilità con i principi di efficienza, e di economicità dell'azione amministrativa; infine, l'assenza di contrasto con le norme dei Trattati europei e, in particolare, con la disciplina europea in materia di aiuti di Stato alle imprese.

Gli atti che l'ente dovrà porre in essere dovranno superare il vaglio della magistratura contabile che dovrà valutare, a monte, che gli stessi siano conformi alle normative previste, e siano stati adottati con le modalità e i contenuti prescritti.

1.6 Obiettivi della Comunità Energetica

La realizzazione di una comunità energetica risponde a degli obiettivi fondamentali, di carattere economico, di carattere ambientale e di carattere sociale

1. Economico:

- risparmiare consumando energia auto prodotta;
- non immettere in rete energia senza ritorni economici per il produttore;

2. Ambientale:

- aumentare la quota complessiva di energia pulita prodotta in Italia;
- ridurre la dipendenza nazionale dalla fornitura di energia dall'estero;

3. Sociale:

- combattere le "povertà energetiche", tramite sostegni ad ISEE bassi.

I detti obiettivi rientrano tra le finalità istituzionali di un ente pubblico, in particolare di un comune, poiché quest'ultimo ha la possibilità di agire come promotore e facilitatore, mettendo a disposizione risorse, aree comunali e supporto per l'installazione di impianti energetici sostenibili all'interno della comunità, orientando gli investimenti nel produrre benefici sociali ed ambientali ben lontani dalle logiche di lucro, attraverso la responsabile partecipazione alla gestione del territorio ed alla valorizzazione delle risorse naturali e ambientali, e la realizzazione della CER rientra perfettamente nella valorizzazione delle risorse ambientali generando vantaggi sia in termini di ricadute ambientali per l'intera collettività che di vantaggi economici per coloro che ne fanno parte.

1.7 Modalità di attuazione di una comunità energetica

L'ente pubblico prima di dare vita ad un progetto di comunità energetica dovrà analizzare diverse alternative progettuali e mettere in consultazione le modalità di attuazione dello stesso.

La disciplina europea, nazionale e regionale in materia non indica espressamente la "veste giuridica" da attribuire alla comunità energetica rinnovabile, lasciando così libertà di forme; infatti sia l'art. 2, comma 2, punto 16, della Direttiva (Ue) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 (d'ora in poi, anche, RED II) che a livello nazionale, dapprima all'art. 42-bis del d.l. 30/12/2019, n. 162 convertito con legge 28 febbraio 2020, n. 8, e successivamente, ad opera dell'art. 31 "Comunità

energetiche rinnovabili” del d. lgs. 8/11/2021, n. 199 “Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell’11 dicembre 2018, sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, non precisano la forma giuridica da acquisire.

Se l’ente intende scegliere per una forma giuridica societaria dovrà fornire un’analitica motivazione sulle ragioni della scelta del modulo prescelto.

Il d.lgs. 175/16, meglio noto come T.U.S.P., infatti, punta a contrastare l’aumento ingiustificato del ricorso al modulo societario, con inefficienze gestionali gravanti, in ultima analisi, sui bilanci degli enti partecipanti.

Gravano sull’ente l’obbligo previsto dall’art. 5, comma 2, T.U.S.P. 2° parte, della messa in consultazione dello schema di atto deliberativo della costituzione di una società e alla compatibilità dell’intervento con la disciplina in materia di aiuti di stato. Si precisa infatti, che l’Ente ha l’onere di pubblicare sul portale istituzionale lo schema deliberativo di costituzione di un’eventuale società per un lasso di tempo ragionevole in modo da renderlo conoscibile, preferibilmente unitamente ad un modulo per raccogliere eventuali osservazioni. Sarà fondamentale, inoltre, il coinvolgimento della cittadinanza con assemblee pubbliche al fine di condividere il progetto e le modalità attuative.

Si precisa, inoltre, che l’ente ha l’onere di motivazione analitica sulle finalità istituzionali ex artt. 5, comma 1, e 4 del T.U.S.P. vale a dire sulla necessità della costituzione di una società per il perseguimento delle finalità istituzionali di cui all’articolo 4, evidenziando, altresì, le ragioni e le finalità che giustificano tale scelta.

Si precisa che ai sensi dell’Articolo 4 citato al comma 7, *sono altresì ammesse le partecipazioni nelle società aventi per oggetto sociale prevalente la gestione di spazi fieristici e l’organizzazione di eventi fieristici, la realizzazione e la gestione di impianti di trasporto a fune per la mobilità turistico-sportiva eserciti in aree montane, **nonché la produzione di energia da fonti rinnovabili.***

A tal proposito, è interessante analizzare il recente parere (parzialmente negativo) espresso il 30 Marzo 2023 dalla **Corte dei Conti** (Sezione regionale di controllo per la Toscana) sull’atto delibera di un comune Toscano, avente ad oggetto la costituzione di una CER nella forma della società consortile a responsabilità limitata (s.c.r.l.). Si tratta di un parere molto importante perché offre alcuni spunti di riflessione sul percorso normativo da intraprendere per costituire una comunità energetica rinnovabile, con particolare riferimento alla **forma giuridica** che dovrà assumere tale Comunità.

Oggetto della verifica è l’«atto deliberativo di **“costituzione di una società a partecipazione pubblica”** (anche nei casi di cui all’art. 17, società miste pubblico-privato) o di **“acquisto di partecipazioni, anche indirette, da parte di amministrazioni pubbliche in società già costituite”**».

Ogni volta che un’amministrazione si muove utilizzando lo schema societario privato

rischia di generare conseguenze molto delicate, sia per l'impatto sulla concorrenza sia per l'impatto sulla finanza pubblica (anche Corte dei conti, Lombardia, 19 dicembre 2022, n. 193, relativamente alla CER deliberata da un comune del Bresciano).

La Corte sostiene che l'intervento pubblico in una realtà societaria *«rischia di alterare il meccanismo concorrenziale del mercato (Corte Costituzionale sentenza n. 251/2016) e si riverbera sulla finanza pubblica, impegnando risorse derivanti dal bilancio dell'amministrazione socia. In questa prospettiva, gli interventi del legislatore in materia di società partecipate si inquadrano nel novero delle politiche di spending review, con il chiaro intento di assicurare una più efficiente gestione e razionalizzazione delle partecipazioni al fine di ridurre l'impatto sulla finanza pubblica (Corte Costituzionale sentenza n. 194/2020)»*.

La Corte, sul caso di specie, ha rilevato profili di criticità di carattere sia formale che sostanziale.

Criticità formali: La consultazione pubblica

Ai sensi dell'articolo 5, comma 2 (seconda parte), T.U.S.P., *«gli enti locali sottopongono lo schema di atto deliberativo a forme di consultazione pubblica secondo modalità da essi stessi disciplinate»*.

La Corte dei conti ritiene che il Comune di Montevarchi **non** abbia assolto all'obbligo, previsto dalla suddetta norma, di consultazione pubblica posto che:

a) L'oggetto della consultazione pubblica non è la CER bensì l'atto deliberativo.

«Il Comune ha specificato che vi erano state numerose occasioni in cui (tramite interviste, articoli su testate locali, convegni, assemblee ecc.), i cittadini erano stati messi in condizione di conoscere e di essere coinvolti rispetto al progetto di costituzione della CER». La Corte contesta che non si tratta di valutare la conoscibilità del progetto della CER ma lo **specifico atto deliberativo** con cui il Comune ha deciso di costituire la società consortile a responsabilità limitata. Ed è rispetto a questo atto deliberativo che deve essere verificato se, effettivamente, vi sia stata la consultazione pubblica.

B) Importanza di una effettiva consultazione pubblica.

Le forme di consultazione rivendicate dal comune non sono idonee secondo la Corte dei conti a configurare un reale momento istituzionalizzato di confronto con i cittadini e i portatori di interesse. **La consultazione pubblica deve essere effettiva** garantendo una fase reale di coinvolgimento e di trasparenza. La Corte precisa che *«non possono allo stato essere considerati atti equipollenti i convegni, le conferenze stampa, le interviste televisive e azioni similari»*. Il Comune di Montevarchi avrebbe dovuto optare per modalità di consultazione pubblica *«tali da consentire la presentazione di un contributo da parte dei soggetti interessati, entro i termini fissati dall'Amministrazione»*.

La consultazione pubblica dovrebbe essere finalizzata ad avere **un reale contributo da parte dei cittadini e dei portatori di interesse**.

Inoltre, la Corte si sofferma sulla: motivazione analitica in ordine alle finalità istituzionali.

Secondo l'Art.4, commi 1 e 2: T.U.S.P., «Le amministrazioni pubbliche non possono, direttamente o indirettamente, costituire società aventi per oggetto attività di produzione di beni e servizi non strettamente necessarie per il perseguimento delle proprie attività istituzionali, né acquisire o mantenere partecipazioni, anche di minoranza, in tali società. Dalla normativa sopra richiamata (combinato disposto degli artt. 4 e 5 del T.U.S.P.) emerge che la **motivazione analitica** dell'atto deliberativo deve avere ad oggetto, in primo luogo, la necessità di perseguire finalità istituzionali attraverso la società che si costituisce, mettendo in evidenza le ragioni e le finalità che giustificano tale scelta.

Secondo la Corte, per assolvere all'onere motivazionale previsto dall'articolo 5 del T.U.S.P., ogni amministrazione pubblica che vuole costituire una società a partecipazione pubblica (o acquistare partecipazioni, anche indirette, in società già costituite) deve verificare e specificare:

- a) **la coerenza** con le proprie finalità istituzionali (c.d. principio della funzionalizzazione);
- b) **l'indispensabilità dello strumento societario per raggiungere le predette finalità** (che devono essere inquadrare all'interno dell'art. 4 del T.U.S.P.).

La Corte dei conti ritiene che *“Le finalità meritorie della CER non esonerano le pubbliche amministrazioni dai loro oneri motivazionali”*. Secondo la Corte il Comune ha erroneamente ritenuto di poter giustificare e motivare il ricorso allo strumento societario a partecipazione pubblica semplicemente richiamando le (e rinviando alle) norme vigenti in materia di comunità energetica e gli obiettivi ivi indicati.

Si tratta di due piani (gli obiettivi della CER e lo “strumento” scelto per raggiungere quegli obiettivi) certamente collegati tra di loro ma, allo stesso tempo, giuridicamente distinti.

Non vi sono dubbi sul fatto che la CER rappresenti uno strumento fondamentale nel quadro della transizione energetica, e che l'UE abbia voluto dare un'ampia libertà di scelta agli operatori del settore nei singoli Stati membri per raggiungere gli obiettivi ambientali, sociali ed economici prefissati. Tuttavia, occorre chiarire che vi è tutta una serie di norme interne al nostro ordinamento che, nello spazio in cui vengono “incrociate” dal percorso realizzativo di una CER, devono essere ovviamente osservate in particolare sulla scelta dello strumento giuridico da adottare.

1.8 Analisi sulla scelta dello strumento giuridico da adottare

Ogni CER ha le sue peculiarità tecniche ma anche giuridiche e l'idea di un modello che vada bene per tutti è profondamente sbagliata.

Nell' inquadramento della CER, è opportuno ribadire che bisogna verificare la capacità dei vari modelli di abbracciare le principali caratteristiche che, anche solo potenzialmente, una comunità energetica deve avere.

Si deve trattare di un **soggetto giuridico autonomo**, di cui possono far parte (Art. 31 D.lgs. 199/2021) persone fisiche, PMI (la cui partecipazione alla CER non costituisca l'attività commerciale e industriale principale), Autorità locali ed Enti territoriali, ivi incluse le amministrazioni comunali, gli enti di ricerca e formazione, gli enti religiosi, del terzo settore e di protezione ambientale.

È necessario, inoltre, che la comunità abbia una **struttura a c.d. "porte aperte"** in entrata e in uscita e che i membri della CER mantengano i diritti di clienti finali (possono per esempio scegliere liberamente il loro fornitore di energia).

Inoltre, che lo scopo per cui le Comunità energetiche sono state concepite, quello di offrire ai propri membri benefici ambientali e sociali all'interno di uno specifico territorio, **senza scopo di lucro**.

Analizzando le singole tipologie giuridiche si può affermare che poiché tra i requisiti essenziali delle CER vi è la necessità dell'assenza dello scopo di lucro si deve escludere la possibilità di costituire **società a responsabilità o per azioni**, avendo per natura lo scopo di lucro.

Il suddetto D.lgs. 175/2016 dal combinato disposto dell'art. 1, comma 4, lett. b) e dell'art.3, comma 1, non preclude per gli enti pubblici la possibile partecipazione ad associazioni(riconosciute e non riconosciute) di diritto privato e a società consortili.

L'**Associazione** è un ente non profit, regolato dal Codice civile, caratterizzato dall'assenza di scopo di lucro e da una struttura democratica, che riunisce persone accomunate da uno scopo comune di natura ideale. Possono aderirvi come soci sia persone fisiche che persone giuridiche (altri enti, aziende o amministrazioni pubbliche) e i soci sono direttamente coinvolti nella realizzazione delle attività.

Associazione non riconosciuta

Si ritiene che a fronte dei vantaggi derivanti della maggiore snellezza, bassi costi di costituzione, posto che non serve neanche il notaio per la costituzione, la forma dell'Associazione non riconosciuta debba essere vista con particolare cautela poiché in caso di contenziosi, non avendo una propria autonomia distinta dai soci ne scaturirebbe la responsabilità solidale ed illimitata di tutti gli aderenti all'Associazione, quindi anche dell'ente.

Vantaggi: snellezza, bassi costi di costituzione

Svantaggi: assenza di autonomia patrimoniale perfetta responsabilità solidale ed illimitata di tutti gli aderenti all'Associazione.

Associazione riconosciuta

Le Associazioni riconosciute disciplinate dall'art. 14 al 35 del Codice civile sono dotate di un'autonomia patrimoniale perfetta, in base alla quale il patrimonio si presenta distinto ed autonomo rispetto a quello degli associati e degli amministratori. Conseguentemente, delle obbligazioni assunte in nome e per conto dell'ente risponde solo l'associazione con il suo patrimonio, con esclusione di qualsivoglia responsabilità degli amministratori o di coloro che hanno agito in nome e per conto dell'associazione stessa. Tuttavia, si ritiene che anche il ricorso a quest'ultima forma giuridica determinerebbe dei problemi di governance della CER poiché pur potendo la compagine associativa avere differenti classificazioni: socio ordinario, familiare, onorario, minore, senior, tale suddivisione attiene alla quota associativa, delle diverse categorie di soci e al trattamento che essi dovrebbero avere in base al **versamento** differenziato della stessa **quota associativa** che deve essere versata ogni anno sociale, e dal suo versamento dipende la possibilità che ha il socio di partecipare attivamente alla vita dell'ente ed usufruire dei diritti ad esso concessi.

La sola modalità di utilizzo sostenibile dell'associazione riconosciuta consiste nella formulazione che prevede la partecipazione in forme aggregate affinché sia semplificata la governance attraverso soci rappresentativi di più soggetti singoli.

Vantaggi: Autonomia patrimoniale perfetta, agevolazioni fiscali.

Svantaggi: costi elevati per costituzione è necessario l'atto pubblico per l'iscrizione nel Registro delle Persone Giuridiche della Prefettura.

Patrimonio minimo elevato documentato da certificazioni e dichiarazioni bancarie (es 20/25.000€), lentezza del procedimento poiché sono necessari minimo 45 giorni per la Regione; 120 giorni per la Prefettura.

Problemi di governance poiché i soci partecipanti hanno tutti gli stessi diritti con possibili problematiche di gestione sulla scelta della ripartizione degli incentivi dell'energia condivisa. Inoltre,

Fondazioni di partecipazione

La fondazione è un particolare tipo di ente in cui un soggetto, il fondatore, destina il proprio patrimonio al perseguimento di uno scopo. La fondazione non ha un fine lucrativo, ma è diretta al perseguimento di uno **scopo di utilità sociale** tramite il proprio patrimonio. La fondazione trova la propria disciplina nel Codice civile. È prevista una regolamentazione anche nel Codice del Terzo settore.

Sono dotate della **personalità giuridica**, che si ottiene con la medesima procedura prevista per le associazioni riconosciute. Il mancato riconoscimento impedisce alla fondazione di operare.

Esistono diversi tipi di fondazione, tra cui la **fondazione di partecipazione** caratterizzate dalla presenza di una pluralità di soggetti; consentono l'ingresso di nuovi membri e prevedono la presenza dell'assemblea dei soci.

La fondazione di partecipazione è ente non lucrativo che persegue uno scopo di utilità generale, qual è ai sensi dell'art 31 del Dlgs 199/2021 fornire benefici ambientali ed economici ai membri della fondazione derivanti dall'immissione in rete dell'energia prodotta dagli impianti;

La fondazione di partecipazione garantisce piena compatibilità con il **principio delle porte aperte**, giustamente disposto dagli Artt. 1332 c.c. e 23 del D.lgs. n. 117/2017 (c.d. Codice del terzo settore) in quanto i tratti fondamentali di tale modulo organizzativo sono rappresentati: o dalla pluralità di fondatori o comunque di partecipanti all'iniziativa mediante un apporto di qualsiasi natura purché utile al raggiungimento dello scopo; o dal principio di partecipazione attiva alla gestione dell'ente da parte di tutti i fondatori o partecipanti all'ente;

Assicura la coesistenza di soggetti imprenditori e non imprenditori all'interno della CER, da differenziarsi in base all'apporto di ciascuno allo scopo della fondazione, potendo dunque distinguersi tra soci enti pubblici, soci imprenditori, soci consumatori, soci prosumer; è caratterizzata dalla necessaria presenza di un patrimonio vincolato al perseguimento di uno scopo di interesse generale predeterminato dai fondatori, destinato a rimanere tale per tutta la durata della fondazione, a pena di scioglimento della stessa: ad esempio gli impianti produzione energie rinnovabili oggetto della concessione potrebbero costituire il fondo di dotazione della fondazione, nel senso che il concessionario ne conferirebbe la disponibilità alla CER in forma vincolata all'utilizzo per il perseguimento delle finalità a cui è preordinata la costituzione della Comunità. La Fondazione prevede la formazione progressiva del patrimonio, per cui la dotazione patrimoniale iniziale è aperta ad incrementi per effetto di adesioni successive da parte di soggetti ulteriori rispetto ai fondatori, condizione che verrebbe soddisfatta dall'accrescimento del fondo di dotazione con il conferimento della proprietà/disponibilità di altri impianti realizzati da altri produttori; garantisce l'autonomia patrimoniale perfetta rispetto ai partecipanti in quanto una volta ottenuto il riconoscimento della personalità giuridica la fondazione di partecipazione risponde solo con il proprio patrimonio delle obbligazioni assunte; Non richiede il rispetto di regole relative al voto capitaro per la formazione della volontà dell'ente, potendo aversi la possibilità di lasciare alla volontà dei fondatori le scelte operative sulla gestione della fondazione;

Vantaggi: autonomia patrimoniale perfetta, classi di voto differenziate garantendo la governance.

Svantaggi: costi elevati per costituzione è necessario l'atto pubblico per l'iscrizione nel Registro delle Persone Giuridiche.

Patrimonio minimo elevato €30.000

Gli Enti del Terzo Settore (ETS). L'impresa sociale. Le modifiche apportate dalla L. n. 95 del 26.07.2023

Una “veste” giuridica che si attaglia alle esigenze della CER è quella dell’Ente del Terzo Settore. A tale qualifica possono accedere, ricorrendone i requisiti previsti dal Codice del Terzo Settore (D. Lgs. n. 117 del 03.07.2017, CTS), tutte le organizzazioni commerciali e non commerciali: in particolare, da organizzazioni di volontariato, associazioni di promozione sociale, imprese sociali, enti filantropici, reti associative, società di mutuo soccorso ed altri enti (associazioni riconosciute e non riconosciute, fondazioni, enti di carattere privato senza scopo di lucro diversi dalle società).

Tali soggetti devono essere iscritti nel Registro Unico Nazionale del Terzo Settore (RUNTS) e la loro attività deve essere finalizzata al *«perseguimento, senza scopo di lucro, di finalità civiche, solidaristiche e di utilità sociale mediante lo svolgimento, in via esclusiva o principale, di una o più attività di interesse generale in forma di azione volontaria o di erogazione gratuita di denaro, beni o servizi, o di mutualità o di produzione o scambio di beni o servizi»* (art. 4 comma 1, CTS).

Per il perseguimento, senza scopo di lucro, di finalità civiche, solidaristiche e di utilità sociale, gli ETS esercitano, in via esclusiva o principale, le attività di interesse generale elencate nell’art. 5 del Codice Terzo Settore che, già nella formulazione originaria, erano sintetizzabili in: servizi sociali, prestazioni sanitarie e socio-sanitarie, educazione, istruzione, formazione, ambiente, legalità, diritti umani, dei consumatori, pari opportunità, banche del tempo, gruppi acquisto solidale, adozione internazionale, protezione civile, riqualificazione dei beni pubblici.

A rafforzare in maniera esplicita lo stretto legame, già comunque esistente, tra ETS e CER è intervenuta una importante e recentissima norma – l’art. 3 *septies* della Legge n. 95 del 26.07.2023 (legge di conversione del D.L. n. 57 del 29.05.2023) – con la quale il legislatore italiano ha modificato, sia il CTS (art. 5 comma 1, lett. e)) sia il D.lgs. n. 112/2017 (art. 2 comma 1, lett. e)), introducendo tra le attività di interesse generale perseguite rispettivamente da ETS e imprese sociali gli interventi finalizzati *«alla produzione, all’accumulo e alla condivisione di energia da fonti rinnovabili a fini di autoconsumo, ai sensi del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199»*.

All’interno degli ETS, si possono avere l’impresa sociale e l’associazione di promozione sociale.

Associazione di promozione sociale e imprese sociali

L’associazione di promozione sociale, riconosciuta o non riconosciuta, ha un raggio di azione limitato allo svolgimento di attività di interesse generale a favore dei propri associati, di loro familiari o di terzi.

Le **imprese sociali**, si pongono sempre di più come modelli perfettamente aderenti alle caratteristiche delle CER sia sotto il profilo soggettivo (possono ottenere tale qualifica tutte le organizzazioni private, incluse quelle costituite nelle forme di cui al libro V del

Codice civile) che sotto quello oggettivo ex art. 2 del D. Lgs. n. 112/2017 (l'ambito oggettivo, come abbiamo visto sopra, è stato interessato da una modifica che, sostanzialmente, ha incanalato l'attività delle CER nelle attività di interesse generale svolte dalle imprese sociali).

L'impresa sociale è una “**qualifica**” che dunque, una volta assegnata, non modifica la natura giuridica dell'organizzazione che la assume.

Secondo l'**art. 1 del CTS**, *«Possono acquisire la qualifica di **impresa sociale** tutti gli enti privati, inclusi quelli costituiti nelle forme di cui al libro V del codice civile, che, in conformità alle disposizioni del presente decreto, esercitano in via stabile e principale un'attività d'impresa di interesse generale, senza scopo di lucro e per finalità civiche, solidaristiche e di utilità sociale, adottando modalità di gestione responsabili e trasparenti e favorendo il più ampio coinvolgimento dei lavoratori, degli utenti e di altri soggetti interessati alle loro attività»*.

Vige per imprese sociali il divieto della distribuzione anche indiretta di utili ed avanzi di gestione, fondi e riserve comunque denominati, a fondatori, soci o associati, lavoratori, collaboratori e amministratori ed altri componenti degli organi sociali, anche nel caso di recesso o di qualsiasi altra ipotesi di scioglimento individuale del rapporto.

È opportuno ricordare che le imprese sociali possono svolgere anche attività secondarie da cui derivano utili che, tuttavia, non devono superare il limite massimo del **30%** dei ricavi complessivi.

Società Cooperative

Le cooperative sono regolate dalle norme specifiche presenti nel Codice civile, dall'articolo 2511 all'art. 2548, e perché compatibili, dalle disposizioni sulla società per azioni (art. 2519 comma 1). Le cooperative sono società costituite per gestire in comune un'impresa che si prefigge lo scopo di fornire innanzitutto agli stessi soci, attraverso lo scopo mutualistico, quei beni o servizi per il conseguimento dei quali la cooperativa è sorta.

Caratteristica propria della cooperativa è anche il principio di parità tra i soci (democrazia economica), che implica, tra l'altro, oltre al voto capitaro, la necessità di un giudizio motivato sui motivi di ammissione o sul diniego di ammissione nei confronti di nuovi soci a norma dell'articolo art. 2528 comma quattro.

L'articolo 45 della Costituzione della Repubblica riconosce la funzione sociale della cooperazione a carattere di mutualità e senza fini di speculazione privata.

Con la riforma del diritto societario si è introdotta la possibilità di costituire società cooperative anche con un numero minimo di 3 soci.

Vige nelle cooperative il *principio cosiddetto della porta aperta* (non è necessario modificare l'atto costitutivo a seguito dell'ammissione di nuovi soci (art. 2524).

Gli enti pubblici sono pienamente legittimati a partecipare a società cooperative in virtù del richiamo offerto dall'Art. 2 lett. l) TUSP al Libro V del c.c. e al Titolo VI dello

stesso, in cui è disciplinata la società cooperativa; tale modello organizzativo inoltre garantisce la partecipazione di soggetti che non apportano energia alla comunità energetica, ma ne fruiscono solo i benefici in termini di risparmio in bolletta (i consumatori) e permette di tutelare l'investimento dei soci produttori (i prosumer), risultando il meccanismo dei ristorni – tipico delle società cooperative - aderente alla ripartizione dei benefici economici;

Vantaggi: Le società cooperative godono di autonomia patrimoniale perfetta –Porte aperte

Svantaggi: complessità nella gestione delle decisioni collettive, la difficoltà di accesso al credito e al finanziamento esterno, e la limitata capacità di crescita e adattamento al mercato.

Società consortili a responsabilità limitata senza scopo di lucro

Tra le tante formule di società previste dall'ordinamento nel nostro paese, esistono anche le SCARL regolate dall'articolo 2602 del Codice civile. Una sigla che ricorre spesso e che indica le società di tipo consortile. Lo scopo principale di questo tipo di attività economica non è di raggiungere un utile che possa essere diviso tra i vari soggetti appartenenti al consorzio, ma di conseguire una serie di vantaggi per la propria impresa.

Con riguardo alle **società consortili** l'art. 3, comma 1, del D.lgs. 175/2016 individua espressamente tale forma giuridica quale modello d'elezione per la partecipazione pubblica". Nella relazione illustrativa allo schema di decreto legislativo del T.U.S.P. è chiarito che nel citato art. 3, comma 1, *"vengono individuati i tipi di società in cui è ammessa la partecipazione"* (ossia, società, anche consortili, costituite in forma di società per azioni o di società a responsabilità limitata, anche in forma cooperativa), senza creare alcun ordine di preferenza tra gli stessi.

La **SCARL** è una forma giuridica che sposa la lettera della norma, anche alla luce dell'aumento della dimensione della CER:

- si può programmare la **gestione della governance**, esaminare l'efficacia dei processi con l'obiettivo di prevenire la violazione delle norme e delle regole "compliance" e auditing per la gestione dei rischi,
- ha una **personalità giuridica perfetta** e una segregazione patrimoniale rispetto ai soci, utile anche alla luce della lunga vita della CER e dei conseguenti lavori di manutenzione;
- si possono creare **classi di quote** con diritti diversi al fine di sposare meglio gli interessi dei diversi partecipanti o stakeholder, per esempio, distinguendo Enti pubblici, consumer riuniti in associazione, prosumer privati riuniti in associazione, altri soggetti. All'interno delle quote si supererebbe anche il principio della libera circolazione dei soggetti "porta aperta" senza necessità della modifica dell'atto costitutivo.

- le quote sono facilmente cedibili e rappresentano un vero e proprio patrimonio per il socio;
- possono essere organizzati dei servizi per la collettività pagati, in tutto o in parte, dalla vendita di parte dell'energia non auto consumata.

Secondo la Corte dei conti, nel caso di Montevarchi, lo schema della "società consortile a responsabilità limitata" è idoneo a soddisfare il primo requisito (*a. autonomia*) ma non pienamente il secondo (*b. benefici*) e il terzo (*c. partecipazione aperta e volontaria*).

In particolare, secondo la Corte il primo elemento di forte contraddizione con lo schema individuato è quello (*c.*) della **partecipazione aperta e volontaria**, requisito fondamentale e necessario per la costituzione della CER che però non rientra nello schema della società consortile.

La società consortile a responsabilità limitata fa parte delle società cosiddette «**a capitale fisso**» che hanno modalità di ingresso dei nuovi soci che mal si conciliano con la partecipazione aperta e volontaria di terzi. La «**apertura**» in ingresso necessaria nelle CER sarebbe stata perfettamente compatibile, semmai, con lo schema della società c.d. «**a capitale variabile**», come le **società cooperative**, ispirate al principio delle c.d. «*porte aperte*» (art. 2528 c.c., «*Procedura di ammissione a carattere aperto della società*»).

Le problematiche analizzate dalla Corte dei conti potrebbero essere superate ipotizzando una **SCARL iscritta al terzo settore, ad esempio**, come impresa sociale con le caratteristiche come in appresso.

Si potrebbe ipotizzare una configurazione con diversi soci:

- Il comune socio fondatore;
- L'associazione non riconosciuta dei soci prosumer privati;
- L'associazione non riconosciuta di soci consumer;
- Il concessionario

Quindi si avrebbe una

-società senza scopo di lucro

-partecipazione aperta e volontaria all'interno delle associazioni consumer e prosumer rispettando il principio della "porta aperta" pur avendo una quota fissa;

-governance garantita.

In assenza di indicazioni contrarie specifiche da parte della normativa vigente, anche se ci sono resistenze da alcune Corte dei conti, quest'ultima potrebbe essere la forma che meglio risponda alle finalità istituzionali dell'ente e della CER e alle esigenze di tutela degli investitori pubblici e privati sulla credibilità del conto economico per la realizzazione a debito degli impianti. Si fa presente che la creazione di una CER sotto forma di SCARL dovrà essere motivata sia in termini di valutazione sulle alternative, sia

di credibilità del conto economico previsionale per proteggere il bilancio comunale da eventuali impatti finanziari negativi dalla partecipazione alla CER.

Grazie alle CER, siamo di fronte ad una grande opportunità: quella di veder realizzati modelli di reale **“amministrazione condivisa”** in cui enti locali, imprese e cittadini possono trovarsi per la prima volta in una sinergia effettivamente orizzontale necessaria al raggiungimento di benefici ambientali, sociali ed economici.

Si tratta di un’opportunità che, se colta, consentirà un passaggio culturalmente importante in cui i cittadini diventano co-amministratori insieme all’ente pubblico.

Quindi si conclude ritenendo che, al fine di avere un vasto coinvolgimento della cittadinanza una soluzione percorribile potrebbe essere quella di iniziare il percorso della CER con la costituzione di un’Associazione non riconosciuta alla quale potrebbero aderire inizialmente come soci fondatori il Comune e il proponente, aperta alla adesione spontanea dei soci consumer e prosumer. Successivamente all’ampliamento della platea e prima dell’inizio della condivisione dell’energia, trasformare la detta Associazione in altra forma giuridica tipo Associazione Riconosciuta, Fondazione di partecipazione, Cooperativa semplice o SCARL deliberata dall’assemblea dei soci che meglio garantisca tutti i soggetti partecipanti e che meglio risponda alle finalità istituzionali dell’ente e della CER e risponda alle esigenze di tutela degli investitori pubblici e privati sulla credibilità del conto economico per la realizzazione a debito degli impianti. Questa formulazione potrebbe consentire alla CER di partecipare ad eventuali bandi pubblici e di fare da subito la domanda di allaccio alla rete elettrica.

1.9 Sostenibilità dell’opera

Con la realizzazione della Comunità Energetica Rinnovabile (CER) il Comune s’impegna a rispettare gli obiettivi generali volti alla decarbonizzazione, ai sensi dell’articolo 8 del decreto legislativo n. 199 del 2021, che recepisce la direttiva UE 2018/2001 meglio nota come “RED II”, e al contempo, si pone l’obiettivo di migliorare le condizioni economiche ed ambientali della sua collettività territoriale.

La nascita di nuovi impianti di produzione energia da fonti rinnovabili (FER) in uso a soci prosumer aderenti alla CER o in uso alla CER stessa, apporteranno benefici di breve e lungo termine attraverso modelli differenziati di autoconsumo diffuso (CACER) derivanti dal guadagno per chi produce e vende energia e dal risparmio in bolletta per chi acquista energia a prezzi calmierati.

Tali nuovi impianti assicureranno, inoltre, benefici importantissimi derivanti dalla tutela ambientale, ivi inclusi i criteri di sostenibilità, necessari per rispettare il principio del "Do No Significant Harm" (DNSH).

La sostenibilità economico-finanziaria deriva dal fatto che il Comune potrà risparmiare l’energia acquistata dalla rete grazie al fatto che essendo proprietaria dell’energia prodotta in loco dagli impianti che avrà in uso, potrà liberamente auto consumarla. Inoltre, l’eccedenza energetica prodotta sarà venduta ai soci della CER determinando

due significativi vantaggi: il primo è che potrà vendere energia al miglior prezzo di mercato e non al prezzo ribassato del così detto ritiro dedicato da parte del GSE; il secondo è che i produttori di energia che distribuiscono in loco le proprie eccedenze potranno beneficiare di forti incentivi statali per vent'anni.

La comunità energetica, inoltre, può contribuire alla crescita, sviluppo e produttività, delle comunità interessate, con un impatto negativo minimo poiché si studieranno le soluzioni tecnologiche innovative volte al rispetto dello stato dei luoghi e delle caratteristiche del territorio.

Inoltre, si potrà avere significativa riduzione delle quantità degli approvvigionamenti esterni con beneficio rivolto alla promozione dell'inclusione sociale, alla riduzione delle disuguaglianze e dei divari territoriali nonché al miglioramento della qualità della vita dei cittadini poiché le amministrazioni comunali potranno decidere di aiutare le famiglie bisognose facendo usufruire alle stesse di tariffe agevolate, dell'energia autoprodotta dalla comunità.

Si rinvia successivamente alla sezione relativa al piano economico finanziario

1.10 Coinvolgimento delle imprese e cittadini

Per la buona riuscita del progetto e del massimo coinvolgimento della comunità sarà fondamentale preliminarmente procedere ad una analisi della popolazione residente suddividendo tra famiglie e imprese. A seguito dell'analisi sarà fondamentale coinvolgere la cittadinanza e condividere dal basso il progetto al fine di avere la massima partecipazione di tutti. A tal fine dovranno essere organizzate delle assemblee pubbliche nelle quali sarà spiegato nel dettaglio il progetto e saranno illustrate le opportunità per tutta la comunità. Dovranno anche essere distribuiti materiali informativi per rendere maggiormente informati i partecipanti sulla convenienza di aderire alla comunità come consumer o prosumer. A seguito della realizzazione degli impianti (FER) di produzione di energie da fonti rinnovabili, dovrà essere realizzata una campagna promozionale mirata all'acquisizione della massima partecipazione di tutti.

1.11 Valutazione della convenienza economica e della sostenibilità finanziaria

L'ente che intende dare vita ad un progetto ai sensi dell'art. 5, commi 1 e 3, TUSP deve valutare la sostenibilità finanziaria e convenienza economica dello stesso.

Sostenibilità oggettiva: capacità della società di garantire, in via autonoma e in un adeguato lasso temporale di previsione, l'equilibrio economico-finanziario attraverso l'esercizio delle attività che ne costituiscono l'oggetto sociale attraverso lo sviluppo di un Business Plan dell'attività di impresa che si intende avviare.

La tariffa incentivante spettante applicabile all'energia elettrica condivisa, espressa in €/MWh, è determinata sulla base dei seguenti criteri:

Potenza impianto	Quota di incentivo fissa	Quota di incentivo variabile	Incentivo massimo (Fisso + variabile)
≤200 KW	80	180-Pz*	120 €/MWh
>200 ≤ 600 KW	70	180-Pz	110 €/MWh
>600 KW	60	180-Pz	100 €/MWh

*Per **Pz** si intende il prezzo zonale orario dell'energia elettrica

Suddetti incentivi saranno da ripartire sulle specifiche dettate dallo statuto della Comunità stessa.

Inoltre, per gli impianti fotovoltaici è prevista una tariffa incentivante, calcolata secondo le modalità sopra indicate, con un accorgimento dedicato a determinate zone dell'Italia per tenere conto dei diversi livelli di irraggiamento, sulla base della seguente tabella:

c	Fattore di correzione
Regioni del Centro (Lazio, Marche, Toscana, Umbria, Abruzzo)	+ 4 €/MWh
Regioni del Nord (Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Valle d'Aosta, Veneto)	+ 10 €/MWh

- VALORE DELL'INCENTIVO **GARANTITO PER 20 ANNI**;

I soci della CER posso avere:

RISPARMIO DA AUTOCONSUMO

I soci prosumer possono autoconsumare l'energia prodotta dai propri impianti, abbattendo direttamente il costo della bolletta.

Effetti positivi: risparmio in bolletta sulla quota di energia auto consumata

RISPARMIO DA ACQUISTO DI ENERGIA A PREZZI AGEVOLATI

I soci consumer possono acquistare, tramite un trader/fornitore convenzionato con la CER, l'energia ad un prezzo agevolato, in quanto i prosumer possono vendere l'energia eccedente allo stesso trader/fornitore ad un prezzo fisso a lungo termine. In questo modo il valore della materia prima si svincola dal mercato energetico e il trader potrà rivenderla ai consumer partendo da quel prezzo fisso a cui l'ha acquistata. Questa configurazione permette la creazione di un vero e proprio mercato

autonomo interno alla CER, dove i soci che accedono all'energia green disponibile non dovranno più preoccuparsi di repentini aumenti del prezzo nazionale (PUN). Effetti positivi: risparmio in bolletta sulla quota di energia acquistata e stabilizzazione dei prezzi energetici sul lungo periodo.

ACCESSO AGLI INCENTIVI VENTENNALI E A RICONOSCIMENTI GSE

I soci della CER possono accedere a quote degli incentivi GSE che vengono conferiti alla Comunità, in base al loro apporto in termini di energia prodotta/consumata.

L'incentivo viene ripartito secondo criteri e quote stabilite dall'assemblea dei soci.

La suddivisione ipotetica suggerita potrebbe essere 70% al prosumer e 30% al consumer

RICAVI DI VENDITA DELL'ENERGIA ECCEDENTE

I prosumer possono vendere l'energia eccedente il proprio fabbisogno, generando delle nuove entrate economiche. Il suggerimento è quello di vendere l'energia ad un prezzo fisso a lungo termine, in modo da tutelare l'investimento ad un valore che assicuri il ritorno economico sulla base delle risorse impiegate.

Altri benefici fiscali

Un altro beneficio consiste nella detrazione fiscale del 50% (solo per privati) del costo dell'installazione di impianti fotovoltaici di cui all'art. 16-bis comma 1 lettera h del TUIR.

In particolare, si possono detrarre dalla dichiarazione dei redditi, nella misura percentuale del 50%, le spese sostenute fino al 31/12/2024 per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico su edifici residenziali fino ad un massimo di 96.000 euro di spesa. La detrazione viene ripartita in dieci anni con rate annuali di uguale importo.

1.12. Normativa di riferimento

<https://www.arera.it/allegati/docs/22/208-22tiv.pdf>

<u>Codice di Condotta Commerciale</u> per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali	<u>426/2020/R/com</u>
<u>TIAD - Autoconsumo diffuso</u>	<u>727/2022/R/eel</u>
<u>TIAO - Obblighi informativi di natura anagrafica</u>	<u>102/2022/R/com</u>
<u>TIBEG - Bonus energia elettrica e gas</u>	<u>402/2013/R/com</u>
<u>TIC - Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione</u>	<u>568/2019/R/eel</u>
<u>TICA - Connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione</u>	<u>ARG/elt 99/08</u>
<u>TICO - Conciliazione</u>	<u>209/2016/R/com</u>
<u>TICOOP - Regolamentazione delle cooperative elettriche</u>	<u>46/2012/R/eel</u>
<u>TIDECN - Criteri per il riconoscimento degli oneri conseguenti alle attività di decommissioning</u>	<u>348/2021/R/eel</u>
<u>TIF - Fatturazione</u>	<u>463/2016/R/com</u>
<u>TIME - Disposizioni per l'erogazione del servizio di misura - tabelle</u>	<u>568/2019/R/eel</u>
<u>TIMM - Monitoraggio del mercato all'ingrosso del mercato per il servizio di dispacciamento</u>	<u>ARG/elt 115/08</u>
<u>TIMOE - Morosità elettrica</u>	<u>258/2015/R/com</u>
<u>TIMR - Monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio</u>	<u>ARG/com 151/11</u>
<u>TIQE - Regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura</u>	<u>566/2019/R/eel</u>
<u>TIQV - Qualità dei servizi di vendita</u>	<u>413/2016/R/com</u>
<u>TIQ.TRA - Regolazione output-based del servizio di trasmissione</u>	<u>567/2019/R/eel</u>
<u>TIROSS - Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas per il periodo 2024-2031</u>	<u>163/2023/R/com</u>
<u>TIRV - Conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura ripristinatoria volontaria</u>	<u>228/2017/R/com</u>
<u>TIS - Regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement)</u>	<u>ARG/elt 107/09</u>
<u>TISDC - Sistemi di distribuzione chiusi</u>	<u>539/2015/R/eel</u>
<u>TISIND - Sistema indennitario a carico del cliente finale moroso</u>	<u>593/2017/R/com</u>
<u>TISP - Modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto</u>	<u>570/2012/R/efr</u>
<u>TISSPC - Regolazione dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo</u>	<u>578/2013/R/eel</u>
<u>TIT - Disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione - tabelle</u>	<u>568/2019/R/eel</u>
<u>TIUC - Unbundling contabile</u>	<u>137/2016/R/com</u>
<u>TIUF - Unbundling funzionale</u>	<u>296/2015/R/com</u>
<u>TIV - Erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di ultima istanza</u>	<u>208/2022/R/eel</u>
<u>TIWACC - Tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali settori elettrico e gas</u>	<u>614/2021/R/com</u>

RELAZIONE TECNICA

PROGETTO PRELIMINARE DI FATTIBILITÀ

2. Relazione Tecnica

2.1 Caratterizzazione del contesto locale territoriale, geografico, storico-archeologico, ambientale e paesaggistico in cui è inserita l'opera.

La zona geografica della collina materana comprende una vasta zona che va dal centro-est della Basilicata ed arriva a ridosso della Piana di Metaponto. Si estende per circa 2.000 km² nella provincia di Matera.

Il territorio della Collina Materana è come un ponte che collega il bacino del medio Basento con quello dell'Agri. È un territorio con le caratteristiche montane (con tutta la sua ermeticità nel conservare gli usi e le tradizioni di testimonianze storiche ed artistiche che hanno tramandato di padre in figlio, dai tempi più remoti) e collinari. Molti sono stati popoli che hanno lasciato segni indelebili in queste zone. In queste zone c'è una grande vocazione zootecnica (allevamenti bovini, ovicapri e suinicoli) ed agricola. È bello ammirare gli uliveti di Ferrandina, di Salandra, i giardini di agrumi della zona di Craco, fino a giungere ai pescheti di Aliano. Questa zona è anche caratteristica per i suoi calanchi descritta da Carlo Levi, durante il suo confino con la stesura dell'opera "Cristo si è fermato ad Eboli". Molto suggestivo è il paesaggio della Foresta di Gallipoli Cognato dove è possibile trovare delle mandrie di bovini allo stato brado. I comuni che comprendono questa zona sono: *Accettura, Oliveto Lucano, Calciano, Garaguso, San Mauro Forte, Stigliano, Cirigliano, Gorgoglione, Aliano, Craco, Ferrandina e Salandra*.

Gorgoglione si adagia a circa 800 m s.l.m. dai versanti che si affacciano alla valle del fiume Agri, nella parte centro-occidentale della provincia. Il suo territorio, dal profilo irregolare segnato da elementi caratterizzanti della orografia dei luoghi e coperto di boschi di cerro, tra cui il *Bosco Le Manche*. Il territorio è ricco di rocce di arenaria chiamata *pietra di Gorgoglione*. Fa parte della Comunità Montana Collina Materana. Confina a nord-est con il comune di Cirigliano (6 km), ad est con Stigliano (20 km) ed a sud con Aliano (16 km), ad ovest confina con i comuni di Corleto Perticara (PZ) (16 km), Guardia Perticara (PZ) (11 km), Missanello (PZ) (28 km) e Pietrapertosa (25 km) (PZ). Dista 95 km da Matera e 67 km da Potenza.

Situata sotto un costone roccioso, lungo il torrente Vallone, una grotta carsica chiamata "*Grotta dei Briganti*", che lo storico Lacava ritiene essere stata abitazione dell'uomo primitivo, rappresenta sicuramente la più antica pagina della storia di Gorgoglione. Povero di riferimenti, se ne rinvenivano tracce in alcune Bolle Pontificie del 1060 e del 1123 all'interno delle quali si fa riferimento alla costituzione della Comunità Parrocchiale in sede di riorganizzazione della Diocesi di Tricarico operata da Godan 3° Primate di Lucania nel 1065. La Comunità Parrocchiale risultava allora costituita da numerose chiese rupestri quali S. Maria di Pergamo, S. Maria di Cugno dell'Acino, S. Reparata, S. Antonio Abbate, S. Canio, (tutte corrispondenti ad attuali contrade) e dalla chiesa Madre S. Maria Assunta.

Di esse risultano presenti sul territorio il solo Santuario di S. Maria di Pergamo

(secondo una leggenda la statua della Madonna sarebbe stata trovata nel cavo di una quercia da un pastore che aveva trovato i suoi buoi inginocchiati in segno di adorazione dinanzi all'albero) e la chiesa Madre S. Maria Assunta. Suggestiva è la chiesa Madre di Santa Maria Assunta, costruita originariamente in stile romanico e trasformata in seguito in stile barocco. Il suo interno, a tre navate, custodisce una croce greca lignea del 1600 di arte orafa napoletana, una statua del 1400 di San Rocco, la statua settecentesca della Madonna del Rosario e una pregevole fonte battesimale.

I nomi alcune contrade "Tempa dei Greci", Sanguineta, vari termini dialettali di chiara estrazione etimologica greca, il ritrovamento di preziosi reperti archeologici, vasi apuli a figure rosse, conservati al Museo Ridola di Matera farebbero risalire le sue origini molto più in là nel tempo, intorno al IV sec. A.C. ma molta della storia del paese rimane avvolta nell'oblio del tempo. Alcuni ritengono che il nome di Gorgoglione derivi dall'antico "gurguglio- gurguglionis" che significa "insetto del grano" probabilmente deriva dalla forma sinuosa del paese rassomigliante alla sinuosità dell'insetto, altri, più suggestivamente ma meno verosimilmente, dal "gorgoglio" delle acque del torrente "Vallone" che lambisce l'abitato.

Compreso nella contea di Montescaglioso, nel 1160 apparteneva ad un certo patrizio che aveva sposato la vedova del normanno Alberto do Gorgoglione. In seguito, appartenne a Riberto di Gorgoglione padrone di Acquaviva di Puglia. Verso il XIV secolo, il feudo normanno fu affidato alla famiglia dei "Della Marra" di Spinoso, poi venduto agli Spinelli e infine, al termine dell'epoca feudale fu ceduto al Marchese di Fuscaldo. Nel 1545 contava 224 fuochi, poi, a seguito della pestilenza, nel 1669 ne contò solo 77, così come si legge nella relazione "Gaudioso" redatta per conto del re di Napoli nel 1762. L'abitato, che sorge su una collina, ha origini antiche come è testimoniato dal ritrovamento sul territorio di alcune tombe risalenti al IV sec. A.c., in cui sono stati ritrovati vasi apuli a figure rosse, attualmente conservati nel Museo Ridola di Matera. Il centro appartenne ai Della Marra che nel 1070 edificarono il Castello la cui ultima torre fu demolita negli anni '60, come si evince dall'antico stemma, che è in azzurro con un albero naturale, una torre e due leoni controcampati; successivamente fu dominio dei Carafa e degli Spinelli.

A maggio per tradizione viene preso un albero formato dalla congiunzione di un tronco di cerro e di un agrifoglio e sulla cima vengono legate alcune targhette indicanti dei premi; un determinato numero di partecipanti spara per colpire la targhetta ed aggiudicarsi il premio corrispondente. Alla fine, i premi rimasti vengono vinti da chi riesce a scalare il "Maggio" (cioè, l'albero).

Il territorio è circondato da distese di uliveti e da aree boschive e la suggestiva posizione geografica rende Gorgoglione un paese molto frequentato da turisti, soprattutto nel periodo estivo.

L'abitato di Gorgoglione è distribuito lungo il versante sud-orientale di un rilievo collinare (di massima quota 961 slm), il quale è posto tra due corsi di acqua tra loro

confluenti a formare la Fiumara di Cirigliano. Di questi il minore Fosso Vallone delimita i versanti occidentale e meridionale del sopradetto colle, mantenendosi in linea d'aria e non tanto distante dall'abitato. Il Maggiore invece Fosso Gorgoglione forma con la propria sponda destra il lato orientale mantenendo però l'alveo intervallato, secondo l'orizzontale, dal centro in questione.

I manufatti dell'abitato si raggruppano in prevalenza, attorno ad una specie di sella, di modeste dimensioni (831 slm) che interrompe la regolarità del declivio del colle, il quale un media ha una pendenza di 30/35 gradi. Verso le parti periferiche gli isolati di abitazione si distribuiscono lungo una serie di cerchi concentrici, poste a quote sempre decrescenti man mano che si procede verso l'esterno: ciò è dovuto al fatto che non essendovi sufficiente spazio a concentrare tutte le abitazioni nella detta sella queste vanno interessando le pendici del colle sempre più verso il fondo della valle.

Un piccolo gruppo di fabbricati rimane isolato dal resto dell'abitato ad una quota inferiore 30/40 m al di sotto dello stesso.

Dal punto di vista morfologico le condizioni generali del colle sono abbastanza buone con media pendenza solo sul versante occidentale si mostra notevolmente più acclive (oltre 45°). I terreni che compongono il colle fanno parte di un complesso di tipo fly-scioide, nel quale si alternano arenarie e calcari.

La fascia arenaria predomina alle quote inferiori verso l'alveo del fiume. Più verso l'alto invece, verso l'abitato si sostituisce la fascia calcareo-marmoso-argillosa. Tettonicamente il complesso non è molto disturbato. Solamente dove si notano le maggiori pendenze (lato occidentale) l'abitato di Gorgoglione mostra fabbricati lesionati. È da notare che questi fabbricati dissestati si addensano in 2/3 zone tra di loro separate da altri manufatti indenni. In questo settore occidentale si è potuto constatare che le zone di disturbo coincidono con i tratti in cui i detriti si concentrano. Le zone integre sono quelle rocciose. In definitiva si tratta di una serie di piccole docce vallive riempite di terreno incoerente, l'andamento delle quali è tortuoso ed interrotto da affioramenti trasversali di roccia che rimangono compresi tra quelle piccole prominente longitudinali che si spingono fino all'alveo del Fosso Vallone.

Per quanto concerne i monumenti e i siti di interesse si segnalano:

- La chiesa Madre di Santa Maria Assunta: costruita originariamente in stile romanico e successivamente trasformata in stile barocco, è a tre navate. Conserva al suo interno una pregevole fonte battesimale, una statua di San Rocco del XV secolo ed una settecentesca della Madonna del Rosario, ed infine una croce lignea del 1600 di arte orafa napoletana.
- Il Santuario della Madonna del Pergamo: chiesa campestre situata in posizione panoramica a pochi chilometri dal paese. La sua esistenza è attestata già nel 1131.
- La grotta dei briganti: situata a sud dell'abitato, ad un'altitudine di 760 m s.l.m., sul versante sinistro di un affluente della fiumara di Gorgoglione. Si trova ai

piedi di una parete rocciosa alta 40 metri, sulla cui sommità si trova l'abitato. La sua altezza massima è di 2 metri e presenta tracce di stillicidio e concrezionamento, costituito da piccole stalattiti di qualche centimetro. Nel periodo del brigantaggio fu utilizzata come dimora dai briganti, da cui ha preso il nome.

2.2 Stralcio documentale degli strumenti di pianificazione territoriale e di tutela ambientale e paesaggistica, nonché degli strumenti urbanistici generali e attuativi vigenti, sui quali sono indicate la localizzazione dell'intervento da realizzare e le eventuali altre localizzazioni esaminati, con la perimetrazione dell'intervento

Il comune di Gorgoglione è interessato da:

- 1) Vincolo Paesaggistico
- 2) Rischio Idrogeologico (PAI)
- 3) Rischio Sismico
- 4) Piano Regolatore Generale (di cui si allegano elaborati)

VINCOLO PAESAGGISTICO

Il R. D. L. del 29.06.1939 n.1497 - Protezione delle bellezze naturali - regolamentato dal R. D.L. del 03.06.1940 n.1357 e la Legge 08.08.1985 n.431 - conversione in legge, con modificazioni, del D. L. del 27.06.85 n.312 (Galasso) - reca norme per la tutela delle zone di particolare interesse ambientale-definisce le aree di particolare interesse ambientale in cui non si può modificare l'assetto del territorio o lo si può modificare previa autorizzazione delle autorità competenti.

Queste leggi interessano il comune di Gorgoglione nel seguente ambito territoriale:

- I fiumi, i torrenti e i corsi d'acqua classificati pubblici, ai sensi del T. U. sulle acque dell'11.12.1933, n.1775 e le relative ripe per una fascia di 150 metri ciascuna.
- I territori coperti da foreste e da boschi, ancorché percorsi o danneggiati dal fuoco, e quelli sottoposti a vincolo di rimboschimento.
- Le zone gravate da usi civici.

PIANO DI STRALCIO DELL'AUTORITA' DI BACINO

L'Autorità di Bacino della Basilicata (AdB) è stata istituita con la legge Regionale n 2 del 25/gennaio 2001. È competente su porzioni di territorio della Basilicata, della Puglia, della Calabria e della Campania.

L'AdB esercita il proprio compito di pianificazione secondo il PAI, il cui primo stralcio è stato approvato dal proprio Comitato Istituzionale in data 5/12/2001 con delibera n 26 e poi aggiornato ogni anno dal 2002 al 2015.

La propria competenza è sui bacini dei fiumi: Agri, Cavone, Basento, Bradano e Noce.

Il Piano ha una valenza conoscitiva e di programmazione.

Infatti, il piano contiene informazioni dettagliate ed in continuo aggiornamento, su

quelle che sono le criticità sulle aree di pertinenza.

Tali informazioni sono vitali per la valutazione dello stato e dei bisogni di ogni bacino idrografico, consentendo la stesura delle linee strategiche d'intervento. La raccolta dei dati consente quindi, di esercitare un'azione programmatica basata sulle priorità evidenziate.

Il Piano programma le azioni da intraprendere per la difesa del territorio dal rischio idraulico e idrogeologico del territorio. Quindi, lo scopo del piano è di prevenire i maggiori rischi derivanti da eventi calamitosi di natura geomorfologica ed idraulica.

Il PAI individua le aree a Rischio idraulico ed idrogeologico, ed indica gli interventi prioritari da mettere in essere per l'incolumità delle persone e la difesa del territorio.

Il Piano ha anche l'obiettivo di promuovere interventi di salvaguardia e di manutenzione dei suoli degradati, al fine di ottenere un loro recupero, assicurando un progressivo miglioramento delle condizioni di sicurezza e di qualità ambientali.

Il piano è in continuo aggiornamento, sulla base dei dati conosciuti che di anno in anno vengono raccolti ed elaborati, individuando così le aree a rischio e consentendo una rapida ed efficace azione di prevenzione ed eliminazione dei rischi.

R4 – rischio idrogeologico molto elevato = area in cui è possibile l'instaurarsi di fenomeni tali da provocare la perdita di vite umane e/o lesioni gravi alle persone, danni gravi agli edifici e alle infrastrutture, danni al patrimonio ambientale e culturale, la distruzione di attività socioeconomiche;

R3 - rischio idrogeologico elevato = area in cui è possibile l'instaurarsi di fenomeni comportanti rischi per l'incolumità delle persone, danni funzionali agli edifici ed alle infrastrutture con conseguente inagibilità degli stessi, l'interruzione delle attività socioeconomiche, danni al patrimonio naturale e culturale;

R2 – rischio idrogeologico medio = area in cui è possibile l'instaurarsi di fenomeni comportanti danni minori agli edifici, alle infrastrutture e al patrimonio ambientale, che non pregiudicano le attività economiche e l'agibilità degli edifici;

R1 - rischio idrogeologico moderato = area in cui è possibile l'instaurarsi di fenomeni comportanti danni sociali ed economici marginali al patrimonio ambientale e culturale;

P = area che, pur presentando condizioni di instabilità o di propensione all'instabilità, non sono antropizzate e sono quasi sempre prive di beni esposti e, pertanto, non minacciano direttamente l'incolumità delle persone e non provocano in maniera diretta danni a beni ed infrastrutture;

ASV (aree assoggettate a verifica idrogeologica) = aree nelle quali sono presenti fenomeni di dissesto e instabilità, attivi o quiescenti, da assoggettare a specifica ricognizione e verifica.

Dopo le tre fasi sintetizzate si perviene alla mappatura delle aree inondabili e delle infrastrutture a rischio dissesto.

La classificazione delle fasce fluviali distingue le aree inondate (che hanno subito lo straripamento di un corso d'acqua in aree normalmente asciutte) e le aree inondabili

(che in caso di esondazione, possono essere interessate dall'evento in relazione alla "frequenza" o "tempo di ritorno" sulla base di specifici calcoli idrogeologici e idraulici). La valutazione di larga massa delle fasce di pertinenza fluviale con assegnata probabilità di accadimento (o tempo di ritorno T_r , come da DPCM 29.9.98) viene effettuata considerando portate al colmo di piena determinate secondo la metodologia dell'Analisi di frequenza delle portate al colmo di piena (VAPI, Valutazione delle Piene in Italia, GNDICI-CNR).

RISCHIO SISMICO

Le zone sismiche assegnate al territorio comunale di Gorgoglione per la normativa edilizia e la zona climatica per la regolamentazione degli impianti termici.

La classificazione sismica del territorio nazionale ha introdotto normative tecniche specifiche per le costruzioni di edifici, ponti ed altre opere in aree geografiche caratterizzate dal medesimo rischio sismico.

In basso è riportata la zona sismica per il territorio di Gorgoglione, indicata nell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei ministri n. 3274/2003, aggiornata con la Deliberazione del Consiglio Regionale della Basilicata n. 731 del 19.11.2003.

Rischio sismico di Gorgoglione – Zona Sismica 2 - Zona con pericolosità sismica media dove possono verificarsi terremoti abbastanza forti - $0,15 \leq a_g < 0,25g$

I criteri per l'aggiornamento della mappa di pericolosità sismica sono stati definiti nell'Ordinanza del PCM n. 3519/2006, che ha suddiviso l'intero territorio nazionale in quattro zone sismiche sulla base del valore dell'accelerazione orizzontale massima (a_g) su suolo rigido o pianeggiante, che ha una probabilità del 10% di essere superata in 50 anni.

PIANO REGOLATORE GENERALE

Il piano Regolatore Generale interviene sul territorio comunale di Gorgoglione, con le seguenti varianti:

- a) il Piano Regolatore Generale, adottato ed approvato in sede regionale con delibera n 168 del 08-02- 1983;
 - b) variante adottata con delibera regionale n 5807 del 09-12-1986;
 - c) seconda variante adottata con delibera del consiglio comunale n 51 del 30-10-1991
- Gorgoglione è dotata di PRG. Le zone omogenee destinate per le residenze e per i servizi sono state individuate secondo il sistema classico in zone A-B-C-D- ecc.

La zona R1-a e R1-b è costituita dalla parte più antica del centro urbano e riveste carattere storico.

La zona R2-B di completamento è la parte del centro urbano edificata negli ultimi cinquant'anni e consente una residua potenzialità edificatoria.

Le zone C, aree destinate alle nuove espansioni residenziali sono suddivise in tre sottozone così distinte:

ex C1 area per l'edilizia Economica Popolare, con indice terr. 3 mc/mq;
 ex C2 (167) per una edilizia di tipo Economica -Popolare con indice terr. 2,5 mc/mq;
 R3 per un'edilizia di nuova espansione con indice terr. 1.5 mc/mq;
 L'area Produttiva è stata analizzata in tutte le sue componenti morfologiche e strutturali per individuare le azioni programmatiche occorrenti per migliorare le attività esistenti e valorizzare le risorse presenti.
 Zona Artigianale con indice territoriale 2,0 mc/mq.

2.3 Identificazione del contesto economico territoriale dell'area della CER

Risultano insistere sul territorio del comune 76 attività industriali pari al 13,24% della forza lavoro occupata, 243 attività di agricoltura pari al 42,33% della forza lavoro occupata, altre 38 attività di servizio pari al 6,62% della forza lavoro occupata e 148 in attività edilizia e artigianato i pari al 25,78% della forza lavoro occupata.

Mentre risultano non attiva (pensionati), pari al 41,38 % del numero complessivo del comune. Inoltre, questo territorio si trova a convivere con un'intensa attività estrattiva con il progetto "*Tempa Rossa*" situato a nord-est con tre coltivazioni: Peticara, Gorgoglione Tempa d'Emma.

Scoperto nel 1989 il giacimento Gorgoglione è particolare per la natura degli idrocarburi presenti (oli pesanti da 100 a 22 API e presenza di zolfo), ma anche per il suo contesto ambientale situato tra il Parco Regionale di Gallipoli Cognato e il Parco Nazionale Val d'Agri Lagonegrese. La Concessione si trova nel cuore di una regione ad alto valore turistico per la bellezza dei suoi paesaggi, si estende su un territorio geologico segnato da una sismicità non trascurabile e una rete idrogeologica complessa. A questa particolarità si aggiunge un patrimonio archeologico di primo piano.

Da svariati anni si va via via sviluppando l'attività artigianale della lavorazione della pietra di Gorgoglione con la presenza 10-12 imprenditori artigiani che occupano complessivamente circa 50-60 unità lavorative, costituendo quindi una realtà nell'attuale momento di crisi occupazionale. Tale attività, dopo l'agricoltura e l'allevamento, costituisce la fonte di reddito più cospicua per gli abitanti del paese. Attualmente, essa viene svolta all'aperto, in varie zone dislocate su una buona parte del territorio Comunale, in quanto strettamente legata alla dislocazione naturale superficiale della materia prima da lavorare.

Pur essendo presente una zona per l'insediamento di attività artigianale, non risulta idonea allo scopo, perché verrebbero a incidere sul prodotto gli oneri di carico, trasporto e scarico della materia grezza rendendo difficilmente commerciabile lo stesso e inoltre non potrebbe essere sfruttato il giacimento del materiale in quanto non raggiungibile dai normali mezzi di trasporto. Degli 34,93 ettari di superficie territoriali 1160,26 ha costituiscono attualmente la superficie territoriale aziendale e i restanti ettari sono destinati ad altro. In particolare, la superficie agricola utilizzata

rappresenta il 44,87% della superficie totale aziendale.

Di queste soltanto il 32,88% è utilizzata per seminativi:

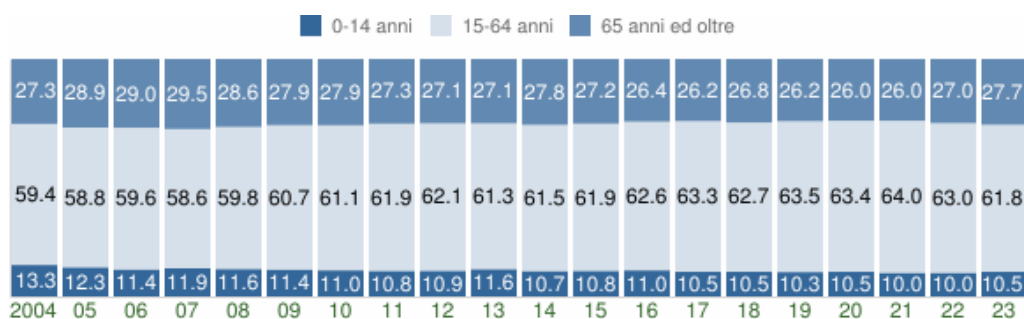
- 1.541,25 ettari per seminativi
- 111,23 "legnose agrarie
- 906,33 "prati e pascoli
- 465,81 "superficie a bosco
- 151,30 altre superficie

Tra le colture arboree vi sono soprattutto la vite e l'olivo.

Infine, nel territorio comunale è presente altresì un impianto eolico che interessa anche il comune di Guardia Perticara avente potenza totale di 24 MW. Inoltre, sono diffusi alcuni impianti di minieolico con iniziative privatistiche.

2.4 Densità abitativa e caratterizzazione della popolazione residente per fasce di età, composizione dei nuclei familiari e posizione lavorativa

L'analisi della struttura per età di una popolazione considera tre fasce di età: giovani 0-14 anni, adulti 15-64 anni e anziani 65 anni ed oltre. In base alle diverse proporzioni fra tali fasce di età, la struttura di una popolazione viene definita di tipo progressiva, stazionaria o regressiva a seconda che la popolazione giovane sia maggiore, equivalente o minore di quella anziana. Lo studio di tali rapporti è importante per valutare alcuni impatti sul sistema sociale, ad esempio sul sistema lavorativo o su quello sanitario.



Struttura per età della popolazione (valori %) - ultimi 20 anni

COMUNE DI GORGOGLIONE (MT) - Dati ISTAT al 1° gennaio di ogni anno - Elaborazione TUTTITALIA.IT

2.5. Andamento della popolazione residente

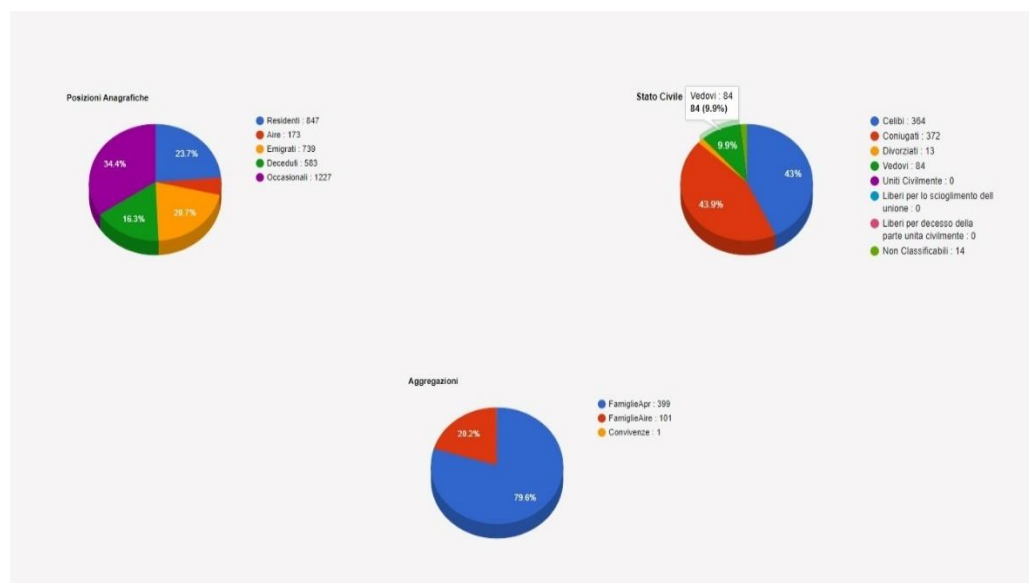
<i>Anno</i> 1° gennaio	<i>0-14 anni</i>	<i>15-64 anni</i>	<i>65+ anni</i>	<i>Totale residenti</i>	<i>Età media</i>
2002	170	696	315	1.181	44,4
2003	160	691	315	1.166	44,9
2004	151	676	311	1.138	45,1
2005	138	658	323	1.119	45,7
2006	125	652	317	1.094	46,4
2007	128	632	318	1.078	46,6
2008	127	653	313	1.093	46,4
2009	123	657	302	1.082	46,5
2010	117	649	297	1.063	47,0
2011	115	659	290	1.064	47,0
2012	114	651	284	1.049	47,1
2013	118	625	276	1.019	46,9
2014	109	624	282	1.015	47,5
2015	109	623	274	1.006	47,5
2016	109	619	261	989	47,4
2017	102	619	256	977	47,8
2018	101	602	257	960	47,7
2019*	96	593	245	934	48,1
2020*	95	573	235	903	48,3
2021*	89	568	231	888	48,8
2022*	87	548	235	870	49,1
2023*	90	533	239	862	48,9

2.6. Movimento naturale della popolazione

Principali indici demografici calcolati sulla popolazione residente a Gorgoglione.

Anno	<i>Indice di vecchiaia</i>	<i>Indice di dipendenza strutturale</i>	<i>Indice di ricambio della popolazione attiva</i>	<i>Indice di struttura della popolazione attiva</i>	<i>Indice di carico di figli per donna feconda</i>	<i>Indice di natalità (x 1.000 ab.)</i>	<i>Indice di mortalità (x 1.000 ab.)</i>
	1° gennaio	1° gennaio	1° gennaio	1° gennaio	1° gennaio	1 gen-31 dic	1 gen-31 dic
2002	185,3	69,7	121,3	88,6	0,0	7,7	15,3
2003	196,9	68,7	120,0	90,4	0,0	6,1	19,1
2004	206,0	68,3	95,2	91,0	0,0	6,2	8,0
2005	234,1	70,1	73,1	89,1	0,0	5,4	10,8
2006	253,6	67,8	66,7	95,2	0,0	6,4	13,8
2007	248,4	70,6	66,7	101,3	0,0	8,3	14,7
2008	246,5	67,4	73,8	102,2	0,0	5,5	14,7
2009	245,5	64,7	93,5	104,0	0,0	0,9	13,1
2010	253,8	63,8	107,5	104,7	0,0	9,4	12,2
2011	252,2	61,5	103,6	111,2	0,0	6,6	10,4
2012	249,1	61,1	101,9	112,1	0,0	13,5	21,3
2013	233,9	63,0	101,9	111,9	0,0	2,0	17,7
2014	258,7	62,7	80,0	115,9	0,0	6,9	17,8
2015	251,4	61,5	89,1	117,1	0,0	9,0	23,1
2016	239,4	59,8	114,9	121,9	0,0	3,1	15,3
2017	251,0	57,8	129,8	128,4	0,0	8,3	17,6
2018	254,5	59,5	103,4	127,2	0,0	5,3	16,9
2019	255,2	57,5	128,6	134,4	0,0	4,4	20,7
2020	247,4	57,6	157,8	145,9	0,0	5,6	15,6
2021	259,6	56,3	192,9	149,1	0,0	5,7	15,9
2022	270,1	58,8	205,1	149,1	0,0	13,9	12,7
2023	265,6	61,7	154,9	146,8	0,0	-	-

2.7. Distribuzione della popolazione



2.8. Caratterizzazione della popolazione residente per fasce di reddito

Gorgoglione - Redditi Irpef (al 2016)

Anno	Dichiaranti	Popolazione	%pop	Importo	Media/Dich.	Media/Pop.
2001	886	1.181	75,0%	6.926.220	7.817	5.865
2002	862	1.166	73,9%	7.292.028	8.459	6.254
2003	868	1.138	76,3%	7.716.350	8.890	6.781
2004	860	1.119	76,9%	8.140.201	9.465	7.275
2005	843	1.094	77,1%	8.388.312	9.951	7.668
2006	813	1.078	75,4%	8.301.086	10.210	7.700
2007	820	1.093	75,0%	8.513.275	10.382	7.789
2008	779	1.082	72,0%	8.499.737	10.911	7.856
2009	783	1.063	73,7%	8.591.001	10.972	8.082
2010	779	1.064	73,2%	8.580.658	11.015	8.065
2011	769	1.049	73,3%	8.933.192	11.617	8.516
2012	743	1.019	72,9%	8.518.907	11.466	8.360
2013	738	1.015	72,7%	8.771.466	11.885	8.642
2014	718	1.006	71,4%	8.840.539	12.313	8.788
2015	710	989	71,8%	9.098.827	12.815	9.200
2016	718	977	73,5%	9.612.385	13.388	9.839

2.9. Descrizione stato di fatto

Attualmente l'area individuata della Zona PIP comunale è libera, quindi perfettamente rispondente alle esigenze dell'Ente di realizzazione dell'intervento descritto. Presenta attualmente una folta vegetazione da rimuovere ed inoltre parte del versante individuato richiede probabile intervento minimale di movimento terra per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico. Le aree sono libere da vincoli e di proprietà del Comune di Gorgoglione, inoltre il progetto non ha alcun impatto negativo, inoltre non crea nessuna alterazione tecnico-ambientale. Non sono previsti espropri perché la zona (tutti i lotti della zona Pip) ricade nella disponibilità dell'Ente, inoltre non ci sono interferenze in quanto le zona sono comunali e non presentano criticità.

2.10. Tabella riepilogo generale Individuazione possibili siti interesse

SITO	ID	DESCRIZIONE	POTENZA MODULO (W)	N. MODULI	POTENZA TOT. (KWp)	PRODUCIBILITÀ MEDIA SPECIFICA (KWh/KWp)	PRODUZIONE TOTALE ANNUA (MWh)
1	1_G	ZONA PIP	670Wp	1.491	998,97	1.400	1.398,56

POTENZA TOTALE STIMATA = kWp **998,97**

Di seguito sono riportate le aree rilevate per la creazione degli impianti di produzione fotovoltaica, con definizione del perimetro ipotetico nel quale installare pannelli e colonnine di ricarica con una breve descrizione degli interventi da effettuare e con le relative clausole vincolistiche della zona estratte dal PUC presentato dal Comune di GORGOGNONE insieme ad esse le mappe catastali delle zone interessate (a seguire si riporta la sovrapposizione dell'impianto con la planimetria catastale).

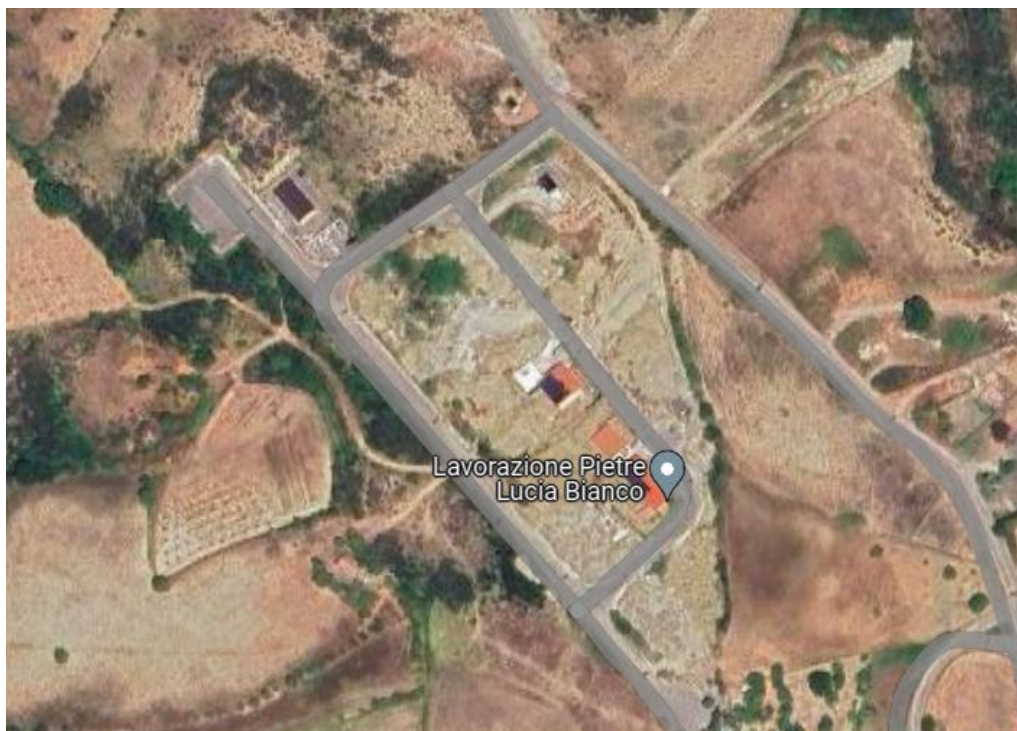
2.11. Descrizione singoli siti:**2.11.1. Sito n. 1 – Zona PIP comunale**



Figura 1 - Ortofoto con layout impianto fotovoltaico

Catastali in cui ricade l'Area oggetto di intervento:

1 - **FG. 9** P.LLE 178 - 179 - 171 - 169 - 176 - 175 - 173 - 181 - 180

2 - **FG. 12** P.LLE 426 - 428 - 423 - 427 - 440 - 430 - 456 - 459 - 460 - 447 - 461 - 448 - 449 - 442 - 450 - 443 - 463 - 469 - 470 - 471 - 444 - 464 - 455

Il terreno è sito all'interno della zona Artigianale D del comune di Gorgoglione (MT) ed è di proprietà comunale.

Non vi sono vincoli di nessuna natura.



2.11.2. Descrizione siti per stalli di ricarica elettrica

Ipotesi Progettuale

Realizzazione di 4 colonnine di ricarica Fast comunali, adiacenti ai vari siti individuati. Le colonnine saranno di potenza pari a 180kw cad. Sopra immagine esemplificativa della colonnina da installare.

Sito	Potenza colonnina [kW]	n. colonnine
2	180	4



3. Diagnosi/analisi energetica

3.1. Dettaglio consumi elettrici comunali

Questa fase ricopre un ruolo molto importante nel progetto e deve comprendere lo studio dei fabbisogni elettrici e termici di tutti i potenziali utilizzatori di energia dell'area coinvolta, quali enti pubblici e aziende. Tuttavia, in questa fase possiamo solo soffermarci sulle utenze dell'ente, ipotizzando solo una stima per le altre. Sarà fondamentale nel corso del progetto coinvolgere gli utenti raccogliendo i dati essenziali:

1. Consumi elettrici e di gas naturale annuali e mensili annuali;
2. Curve di carico elettrico in quattro giorni dell'anno come riferimento, un giorno feriale e uno festivo invernale, e un giorno feriale e uno festivo estivo.

In tal modo sarà quantificare le differenze stagionali, le diversità tra un giorno lavorativo e no, l'apporto del riscaldamento dell'edificio invernale e la climatizzazione estiva, e il carico elettrico complessivo; questo approccio consentirà di avere in modo chiaro i carichi di picco annuali nella futura comunità energetica.

Il primo studio necessario è verificare le "potenzialità di produzione", al fine di verificare successivamente

- Necessità di energia per uso residenziale;
- Necessità di energia nel settore aziendale.

Sarà quindi indispensabile, conoscere la domanda dei diversi utenti, ovvero il fabbisogno energetico, valutato in base alla necessità di energia richiesta per far fronte ai consumi finali.

Attualmente, con questo studio preliminare abbiamo a disposizione solo i consumi del Comune come di seguito, partendo dall'elenco dei POD comunali attivi:

	Località	POD	SOCIETA'
PUBBLICA ILLUMINAZIONE	Via M. Bovino	IT001E80779444	sorgenia s.p.a.
	Fosso Vallone	IT001E89573760	sorgenia s.p.a.
	Zona PIP	IT001E74655458	sorgenia s.p.a.
	Zona PIP	IT001E74668487	Hera Comm S.p.a.
	Via Roma	IT001E89882230	Hera Comm S.p.a.
	Via Pergamo	IT001E89934339	sorgenia s.p.a.
	Via Fontana	IT001E89602818	Hera Comm S.p.a.
PALAZZO LAVIANI	Via Mancosa, 15	IT001E89874202	sorgenia s.p.a.

EX MATTATOIO	Via Roma, 175	IT001E89934155	sorgenia s.p.a.
CIMITERO	Montebuono	IT001E89934395	sorgenia s.p.a.
COMUNE	Via Roma, 159	IT001E89934156	sorgenia s.p.a.
ACQ. RURALE	Via San Cataldo	IT001E82693997	sorgenia s.p.a.
PALESTRA	Via Fontana, snc	IT001E89871004	PLENITUDE
SCUOLA	Via Fontana, 53	IT001E89934737	PLENITUDE
SCUOLA	Via Fontana, 51	IT001E89934738	PLENITUDE

Per quanto concerne i consumi desunti dalle bollette si ha:

EDIFICIO	LOCALITA'	CODICE POD	CONSUMI ANNUI KWh	CONSUMI F1	CONSUMI F2	CONSUMI F3
P. ILLUMINAZIONE	ZONA PIP	IT001E74668487	101	27	24	50
P. ILLUMINAZIONE	VIA ROMA	IT001E89882230	92000	4435	23726	63839
P. ILLUMINAZIONE	VIA FONTANA	IT001E89602818	29600	1583	7703	20314
PALESTRA	VIA FONTANA SNC	IT001E89871004	2486	2126	167	193
SCUOLA	VIA FONTANA 53	IT001E89934737	582	324	87	169
SCUOLA	VIA FONTANA 51	IT001E89934738	8916	6192	959	1765
ACQ.RURALE	VIA SAN CATALDO	IT001E82693997	4602	1353	1107	2141
PALAZZO LAVIANI	VIA MANCOSA 15	IT001E89874202	3871	1193	924	1753
COMUNE	VIA ROMA 159	IT001E89934156	13026	5586	2605	4834
P. ILLUMINAZIONE	VIA PERGAMO	IT001E89934339	916	282	240	403
CIMITERO	MONTEBUONO	IT001E89934395	5760	1844	1380	2534
P. ILLUMINAZIONE	ZONA PIP	IT001E74655458	3443	135	876	2435
P. ILLUMINAZIONE	VIA BOVINO	IT001E80779444	22700	1280	6062	15356
P. ILLUMINAZIONE	FOSSO VALLONE	IT001E89573760	13122	3204	3223	6695
EX MATTATOIO	VIA ROMA 175	IT001E89934155	1570	575	412	580
CONSUMI TOTALI			202695	30139	49495	123061

3.2. Performance of grid-connected PV

La radiazione solare che raggiunge la sommità dell'atmosfera su un piano perpendicolare ai raggi, nota come costante solare, ha un valore medio di 1361-1362 W/m² che varia alquanto a seconda della posizione della Terra nella sua orbita ellittica.

Quando la radiazione solare attraversa l'atmosfera, subisce diversi processi di assorbimento, dispersione o riflessione che si traducono in livelli inferiori di radiazione solare ricevuti sulla superficie terrestre. Questi sono dovuti ai componenti dell'atmosfera, come ozono o CO₂, e alle particelle solide e liquide in sospensione come aerosol o vapore acqueo. Tuttavia, la principale fonte di attenuazione è la copertura nuvolosa. Non solo il valore della banda larga è diverso, ma anche questi

processi di assorbimento e attenuazione influenzano in modo diverso le lunghezze d'onda della radiazione solare, per cui la distribuzione spettrale della radiazione solare a livello del suolo differisce da quella extraterrestre.

La radiazione solare ricevuta a livello del suolo, nota come radiazione globale, è la somma di tre componenti. Il primo, detto fascio o radiazione diretta, è la frazione della radiazione solare che raggiunge il suolo senza essere attenuata dall'atmosfera e può essere modellata come proveniente direttamente dal disco solare. La seconda parte o diffusa è la radiazione solare che raggiunge il suolo dopo essere stata riflessa o dispersa dall'atmosfera e si considera proveniente dall'intera cupola del cielo. La terza componente, non sempre presa in considerazione, è la radiazione riflessa dalla superficie del suolo o dagli ostacoli vicini. La componente fascio è disponibile solo quando il disco solare non è bloccato dalle nuvole, mentre la componente diffusa è sempre disponibile, essendo l'unica radiazione disponibile ogni volta che le nuvole bloccano il disco solare.

La radiazione solare in condizioni di cielo sereno (senza nuvole) e atmosfera pulita e secca è un parametro molto importante in quanto fornisce informazioni sulla radiazione massima disponibile in qualsiasi luogo. Questo valore è normalmente modellato e viene utilizzato come dato di input per altri modelli applicati per la stima della radiazione solare in condizioni atmosferiche normali.

3.3. Stima della producibilità secondo PVGIS

La valutazione dell'irraggiamento solare globale della località è stata effettuata sulla base del database satellitare PVGIS-SARAH. Dallo stesso database satellitare è stato possibile scaricare il grafico dell'orizzonte per ogni località analizzata, potendo in tal modo valutare eventuali effetti di ombreggiamento. La procedura seguita per il calcolo dell'energia prodotta dagli impianti tiene conto della potenza nominale dell'impianto, dell'angolo di tilt e di azimut dei pannelli fotovoltaici, delle perdite sul generatore fotovoltaico (perdite resistive, perdite per scostamento di temperatura dei moduli, per riflessione e per mismatching tra stringhe), dell'efficienza europea degli inverter nonché del coefficiente di riflettanza del suolo antistante i moduli (albedo).

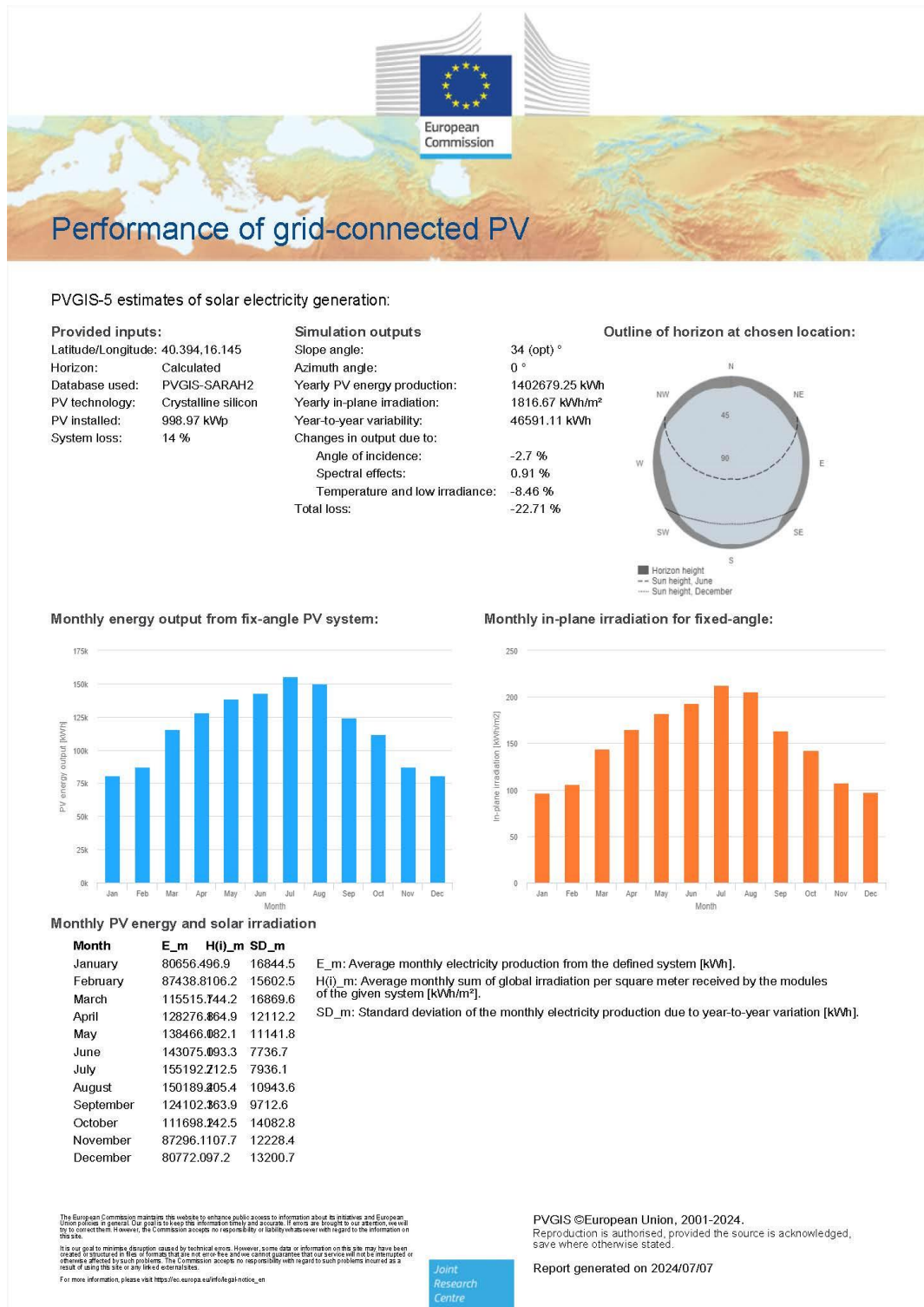
Pertanto, l'energia prodotta dall'impianto su base annua (E_p , a) si calcola come segue:

$$E_{p, a} = P_{nom} * Irr * (1 - Perdite)$$

Dove:

- P_{nom} = Potenza nominale dell'impianto
- Irr = Irraggiamento annuo sul piano dei moduli
- Perdite = Perdite di potenza

3.3.1. Sito n.1 – Zona PIP (di seguito elaborato rilasciato dal sito:



3.4. Stima energetica della Comunità Energetica Rinnovabile

Gli impianti progettati e descritti precedentemente, hanno tra le altre finalità quello di contribuire con l'energia da essi prodotta alla configurazione di scambio energetico di una Comunità Energetica Rinnovabile.

Si rende necessario quindi analizzare il bacino di utenze che potrebbe trarre benefici dai suddetti impianti. Non potendo disporre ad oggi dei consumi precisi di ogni soggetto potenzialmente facente parte della costituenda comunità energetica è necessario fare una stima dei potenziali POD con i possibili impianti realizzabili in modo da produrre energia per soddisfare i fabbisogni della comunità.

A tal fine si è verificato che attualmente nel comune sono presenti i POD comunali di cui in precedenza descritti. Questi richiedono un impianto minimo di circa 200 kW. A questi sommando le 399 famiglie e stimando un impianto fotovoltaico cadauna di circa 3kW, si raggiunge la potenza progettuale di circa 1MW. A questi vanno sommati anche gli eventuali impianti delle PMI del territorio.

Ipoteticamente la costituenda comunità energetica può interessare tutti i POD presenti sotto la stessa cabina primaria.

- KWp realizzabili **1.398,56**
- Produzione annua totale stimata di circa **1.398.560,00 KWh** calcolata attraverso i dati di irraggiamento orario presenti nel database PVGIS-SARAH da cui è possibile ricavare un profilo orario di produzione di energia.

Si è ipotizzato un profilo orario di consumo medio di un'area ad uso residenziale sulla base del numero di abitanti e di uffici commerciali sulla base della superficie utilizzata, calcolando di conseguenza il valore ottimale della potenza installata.

Nel modello uffici si avrà un consumo prevalente in orario feriale, con un andamento pressoché costante, anche se la stagionalità e la posizione geografica l'utilizzo di sistemi di climatizzazione, può variare anche notevolmente l'aspetto del modello.

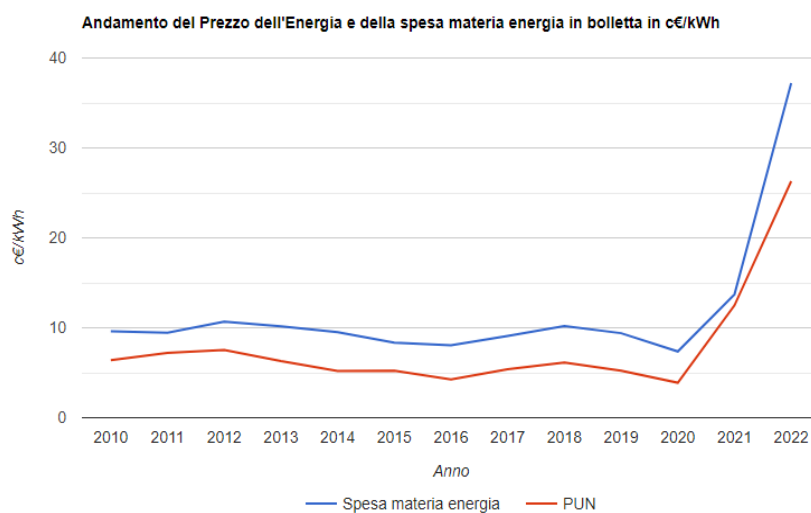
Il modello residenziale è invece caratterizzato da un andamento più lineare, con consumi maggiori in corrispondenza di pasti e orario serale.

Fasce orarie dell'energia elettrica definite dall'Autorità (ARERA)

F1 (ore di punta)	8-19 da lunedì a venerdì, festività nazionali escluse
F2 (ore intermedie)	7-8 la mattina, 19-23 da lunedì a venerdì e 7-23 il sabato, festività nazionali escluse
F3 (ore fuori punta)	24-7 e 23-24 da lunedì a sabato, domenica e festivi tutte le ore della giornata
F23 (o F2+F3)	19-8 tutti i giorni, il sabato e la domenica e i giorni festivi. Questa fascia comprende le ore incluse nelle fasce F2 e F3

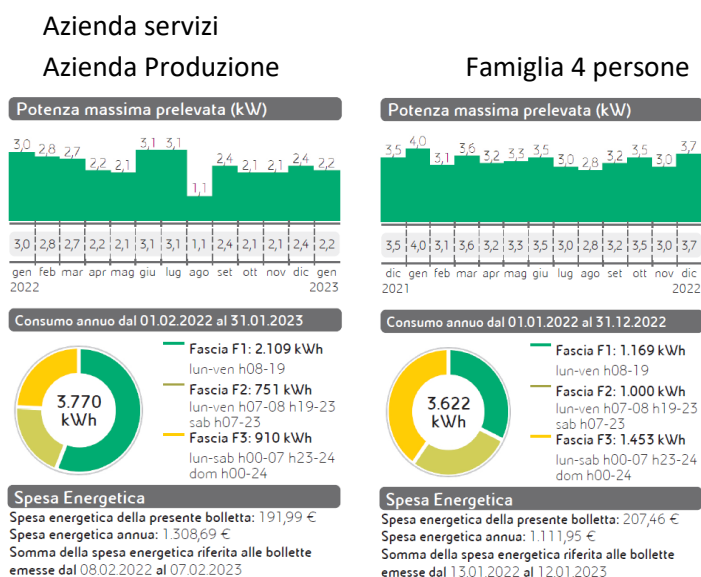
Tabella con il consumo di energia elettrica di una famiglia

Famiglia	Elettrodomestici	Consumo kWh/anno	Bolletta €/anno
1 persona	TV, computer, frigo, lavatrice, condizionatore	1.400	575€
2 persone	TV, computer, frigo, lavastoviglie, lavatrice, condizionatore	2.000	760€
4 persone	TV, computer, frigo, lavastoviglie, lavatrice, 2 condizionatori, scaldabagno elettrico	2.700	989€
	2 TV, 2 computer, frigo, lavastoviglie, lavatrice, 2 condizionatori, scaldabagno elettrico	3.300	1189€
	2 TV, 2 computer, frigo, lavastoviglie, lavatrice, 2 condizionatori, scaldabagno elettrico	3.600	1305€
5 persone	2 TV, 2 computer, frigo, lavastoviglie, lavatrice, 3 condizionatori	5.200	1305€



Fonte: elaborazione su dati del GME e dell'Autorità ARERA. Per il calcolo della spesa materia energia è stato ipotizzato un [cliente domestico tipo](#). La media dei dati del 2022 è parziale e aggiornata mensilmente.

Esempi specifici da bollette:



Analizzando un esempio di tabelle consumi di un'azienda di servizi e di un nucleo familiare si evidenzia che in entrambi i casi abbiamo un maggior consumo in fascia F1, mentre nel caso della famiglia si ha anche un consumo elevato nella Fascia 3, mentre tende a scendere in quella F2.

Perché il costo dell'energia elettrica varia durante il giorno?

Il motivo è dovuto al fatto che durante il giorno le industrie e le attività economiche sono più attive e di conseguenza i consumi sono al massimo. Al contrario, durante le ore serali e notturne i consumi sono più bassi perché gli uffici, i negozi e molte industrie sono chiusi. Produrre energia durante i giorni infrasettimanali, quando le attività lavorative e diurne aumentano al massimo il consumo energetico, ha un costo maggiore rispetto a produrla di sera o di notte. Questo perché devono essere messi in funzione impianti più costosi (e più impianti) che fanno salire il prezzo di vendita dell'energia sul mercato elettrico.

Il prezzo è infatti regolato anche dalle leggi della domanda e dell'offerta: ad un surplus di domanda corrisponde l'aumento del prezzo. Ad un eccesso di offerta sul mercato il prezzo, invece, diminuisce.

Con l'arrivo delle fonti rinnovabili di energia, come ad esempio il fotovoltaico che produce energia solamente di giorno, la differenza di prezzo nelle fasce è diminuita rispetto agli anni passati.

3.5. Bilancio energetico delle varie soluzioni proposte (relativamente a energia auto consumata, energia condivisa ed energia prodotta)

La costituzione della C.E.R. con la produttività stimata in base alle potenze di picco dell'impianto preso in considerazione e in base ai dati sull'irraggiamento specifico per area forniti dall'Unione Europea (vedi schede PVGIS) risulta pari a una potenza stimata di **998,97 kWp** e totali annui pari a **1.398.560,00 KWh**, la detta produttività permetterà di coprire tutti i consumi dei POD indicati dal comune che, all'anno 2023 erano pari a **202.695 KWh**, mentre per la restante parte dell'energia prodotta che sarà pari a **1.195.865 KWh**, sarà compito della CER individuare dei soggetti come PMI e privati cittadini con i quali condividere l'eccedenza. La ricerca di POD con i quali condividere l'energia dovrà essere effettuata all'interno della cabina primaria di riferimento (indicata all'interno di questo documento), e quindi anche fuori dai confini comunali. Facendo una stima fabbisogno medio totale utenze private pari a **n. 399** presenti a **Gorgoglione**, che presumibilmente hanno necessità di una media di circa **1.258.200 KW**, stimata su un consumo medio per singola utenza di 2.700 KWh annui; si evidenzia che vi sarebbe necessità di una maggiore produttività rispetto a quella rilevata con i siti individuati. Si auspica quindi che si possano individuare altri siti privati e di imprese al fine di aumentare la potenza di energia da mettere a disposizione della CER. Si consiglia infine, la installazione di batterie di accumulo per migliorare al massimo l'efficientamento dei consumi in F2 ed F3.

3.6. Sistema digitale rilevazione produzione e consumi

Il funzionamento di una comunità energetica rinnovabile (di seguito indicata come "CER") prevede il coinvolgimento di una serie di soggetti privati e/o pubblici formato da un minimo di due partecipanti che rivestono il ruolo rispettivamente di prosumer e consumer.

Le CER sono dotate di uno o più impianti di produzione (con potenza nominale non superiore 1mw per singolo impianto) di energia derivante da fonti rinnovabili che può essere condivisa, sia in modo diretto, collegando direttamente il pod o contatore energivoro all'impianto, e condividendo l'eccedenza di energia non auto consumata, oppure in modo "virtuale" ovvero condividendo l'energia con tutti i consumer, che aderiscono all'ente legale, e che rientrano nei confini delineati da E-distribuzione delle cabine primarie.

(vedi pagina sulle comunità energetiche di E-distribuzione al seguente link:

<https://www.e-distribuzione.it/a-chi-ci-rivolgiamo/casa-e-piccoleimprese/comunita-energetiche.html>).

All'interno della CER quindi troveremo sia proprietari di impianti che auto consumano parte dell'energia prodotta, e condividono l'eccedenza, sia impianti produttivi di proprietari che condividono tutta l'energia prodotta con i soci della CER. Per un ottimale funzionamento sarebbe utile avere dei sistemi di accumulo in modo da poter

immagazzinare energia quando non vi è consumo e garantire energia pulita per maggiori fasce di tempo, e al tempo stesso di evitare che l'energia prodotta venga immessa in rete senza che nessun socio della CER ne possa usufruire.

La misurazione dei consumi e delle produzioni (procedura identificata col nome di "fasatura della CER) e il relativo calcolo dell'incentivo che verrà poi corrisposto alla CER da GSE è affidato ad dei software che calcolano per quarti d'ora la produzione di tutti gli impianti all'interno della CER e contemporaneamente i consumi effettuati dai consumer in maniera tale da poter poi ripartire la quota di incentivo ricevuto per l'energia condivisa e consumata in base a quanto stabilito in assemblea dai soci dell'ente legale. Tutti questi dati saranno fruibili dai partecipanti tramite app per smartphone o applicativi online. Ogni partecipante consumer della comunità energetica può inoltre, a propria discrezione (visto che il dispositivo prevede un costo sia per l'acquisto che per l'installazione), installare uno smart meter, ovvero un dispositivo che consente di collegare il proprio pod direttamente all'applicativo, per avere in tempo reale le letture su produzione, autoconsumo, cessione e prelievo dell'energia. In mancanza dello smart meter le letture verranno effettuate utilizzando le curve di potenza e i consumi forniti dal gestore e fornitore di energia.

Il Gse (Gestore dei servizi energetici) calcolerà, tramite la lettura dei dati di produzione e consumo di energia elettrica su base oraria, l'incentivo totale per l'intera CER o per l'intero condominio nel caso dell'Autoconsumo collettivo, in base all'energia condivisa. Eseguirà quindi il bonifico al referente stabilito da un accordo all'interno alla comunità. Questo avrà infine l'onere di calcolare quanto spetta a ogni soggetto, in base al regolamento e statuto che avrà approvato la comunità e in base a quanta energia condivisa ha consumato nella fascia oraria in cui è stata prodotta.

4. Fattibilità Tecnica

4.1. Alternative progettuali

È ormai evidente che le fonti rinnovabili rappresentano il futuro del nostro pianeta: gli investimenti e lo sviluppo delle rinnovabili stanno accelerando soprattutto nei mercati emergenti, principalmente guidati dalla necessità di diversificare le fonti di produzione e dalla preoccupazione per l'inquinamento globale. Tutto il mondo si sta ponendo traguardi da raggiungere: il target fissato dall'Unione Europea prevede che entro il 2030 almeno il 30% di energia consumata provenga da fonti rinnovabili.

A seguito dell'incarico ricevuto si è proceduto all'analisi delle possibili alternative progettuali per la realizzazione di impianti di produzione da energie da fonti rinnovabili.

In particolare, sono stati analizzati sistemi di produzione a:

- Fotovoltaico
- Eolico
- Biomasse
- Idroelettrico.

Fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico è un sistema che sfrutta le radiazioni solari per generare corrente elettrica continua tramite l'effetto fotovoltaico. Trasformata in corrente alternata, tramite un inverter, può essere utilizzata per alimentare gli apparecchi elettrici della nostra casa (lavastoviglie, scaldabagno, forno elettrico, tv, aspirapolvere).

L'impianto fotovoltaico è costituito da piccole celle fotovoltaiche, realizzate in silicio amorfo, mono o policristallino, caratterizzate da piccole strisce argentate sulla superficie, ovvero i contatti chimici per la connessione in serie di più celle, atte a formare un modulo fotovoltaico. È proprio l'unione di più moduli a formare l'impianto fotovoltaico.

È un principio completamente naturale che avviene nel momento in cui la radiazione solare passa attraverso un materiale semiconduttore, come il silicio cristallino, di cui è costituito il pannello fotovoltaico, anche se le moderne tecnologie stanno studiando anche l'utilizzo di una lega tra cadmio e tellurio.

Il Silicio è un elemento presente in natura in quantità elevate, (il secondo sulla superficie terrestre dopo l'ossigeno) è un ottimo semiconduttore, e in base alla sua struttura cristallina si distingue in silicio monocristallino o policristallino, mentre se non ha struttura prende il nome di Silicio amorfo. Questo materiale è ciò di cui è costituita la cella solare. Quando i fotoni della radiazione solare, particelle di massa a carica nulla, attraversano una cella fotovoltaica, spezzano i legami presenti tra gli elettroni del silicio, che possono muoversi liberamente, lasciando delle posizioni libere, chiamate lacune, che agiscono come cariche positive. Dunque, una parte della cella

fotovoltaica presenta un eccesso di cariche negative, gli elettroni, mentre l'altra parte presenta cariche positive, le lacune, producendo un campo elettrico interno alla struttura del semiconduttore, che fa muovere i due elementi in posizione opposte generando una tensione tra il lato positivo e quello negativo (corrispondono ai due lati del modulo fotovoltaico, quello esposto al sole e quello a diretto contatto con il luogo di installazione).

Eolico

Fonte di energia pulita, rinnovabile ed inesauribile, l'energia eolica altro non è che l'energia cinetica prodotta dal movimento dell'aria sulla superficie terrestre, tra zone di alta e di bassa pressione. In grado di contribuire in modo significativo alla creazione di un futuro carbon neutral, l'eolico è in costante sviluppo: se fossero confermati gli attuali trend di crescita, questa energia verde potrebbe entro il 2030 coprire il 20% della domanda elettrica a livello globale, con una conseguente riduzione delle emissioni di CO₂ di oltre 3 miliardi di tonnellate annue. Le pale eoliche sottraggono al vento parte della sua energia cinetica e la trasformano in energia meccanica. Un impianto eolico è composto da un sistema di pale costruite con forme aerodinamiche, un rotore, un albero e un generatore elettrico. Le pale sono collegate al rotore: il rotore, a sua volta, è collegato all'albero posto nel palo, il quale invia l'energia di rotazione al generatore elettrico collocato alla base della struttura. Il vento fa girare le pale: queste ultime, a loro volta, fanno girare il generatore che trasforma, grazie ad una dinamo, l'energia meccanica in energia elettrica. In base alla sua collocazione, la centrale eolica può essere on-shore oppure off-shore. Gli impianti eolici on shore sono installati sulla terraferma, nelle zone in cui di norma è presente un moto ventoso di una certa entità. Gli impianti eolici off shore, invece, si collocano direttamente sul mare: in considerazione del fatto che la velocità e la costanza del vento lontano dalla costa forniscono le ottimali condizioni per la conversione dell'energia, questi impianti consentono di ottenere la maggior parte di energia ricavabile dall'eolico. Esistono inoltre i cosiddetti impianti near-shore, posti sulla costa entro dieci chilometri di distanza dal mare. In ultimo, non bisogna certo dimenticare il cosiddetto eolico domestico che, seppur limitato ad una scala ridotta rispetto agli impianti industriali, ne sfrutta lo stesso principio.

Biomasse

Considerata tra le migliori fonti di energia rinnovabile, dopo quella eolica e solare quella proveniente dalle biomasse è una scelta green con ridotto impatto ambientale. Per biomasse si intendono tutte quelle sostanze di origine biologica, vegetale o animale, che non hanno subito processi di fossilizzazione. L'energia delle biomasse è quindi l'energia prodotta a partire da questi materiali, può essere energia elettrica o termica. È considerata pulita e rinnovabile ed è una fonte di combustibili

alternativi che possiamo utilizzare al posto di quelli fossili. Gli impianti a biomasse per la produzione di energia elettrica presentano vantaggi notevoli, legati specialmente al ciclo di sfruttamento dei rifiuti biodegradabili e dei prodotti agricoli. Anche per questo le biomasse sono sempre più sfruttate, nell'ottica di una maggiore sostenibilità e rispetto dell'ambiente. Le biomasse che si usano per produrre energia elettrica sono materiali di scarto riconvertiti mediante processi chimici o termici. La trasformazione delle biomasse avviene in base al prodotto finale che si vuole ottenere.

Le biomasse vengono bruciate all'interno di una camera di combustione: il calore così generato viene utilizzato per produrre energia elettrica o come fonte di riscaldamento. Il funzionamento è semplice: la combustione delle biomasse rilascia calore che trasforma in vapore l'acqua della centrale termodinamica. Grazie a questo vapore, la centrale a biomasse genera elettricità, mettendo in funzione una turbina collegata ad un alternatore, il vapore fa ruotare la turbina che, a sua volta, mette in rotazione l'alternatore, il quale produce finalmente corrente elettrica alternata. Il vapore che esce dalla turbina viene trasformato in acqua da un condensatore e viene quindi reintrodotta nella caldaia. Gli impianti a biomasse per la produzione di energia elettrica aiutano dunque l'ambiente. Favorendo il riutilizzo dei rifiuti, come gli scarti agricoli, ma anche urbani e industriali, si risolvono due problemi piuttosto importanti del nostro ciclo produttivo: lo stoccaggio e la distruzione.

Idroelettrico

Tra le varie fonti green utilizzate dall'uomo, la più antica è certamente quella basata sull'acqua: si tratta dell'energia idroelettrica che, insieme all'energia eolica e a quella fotovoltaica rientra tra le fonti rinnovabili.

Il ciclo dell'acqua – dall'evaporazione alle precipitazioni – ha dato quindi la possibilità di dare vita a un'importantissima fonte di energia rinnovabile: l'energia idroelettrica, infatti, viene ottenuta sfruttando l'energia cinetica e potenziale dell'acqua.

L'energia idroelettrica permette di sfruttare il corso d'acqua dei fiumi per trasformare il movimento dell'acqua in elettricità. L'energia idroelettrica è una fonte di energia rinnovabile prodotta da opere costruite dall'uomo, ovvero dighe, chiuse, canali e ponti.

Tramite un bacino idroelettrico, capace di raccogliere le acque nella conca artificiale della diga, l'acqua viene poi convogliata a grande velocità a valle attraverso condutture forzate.

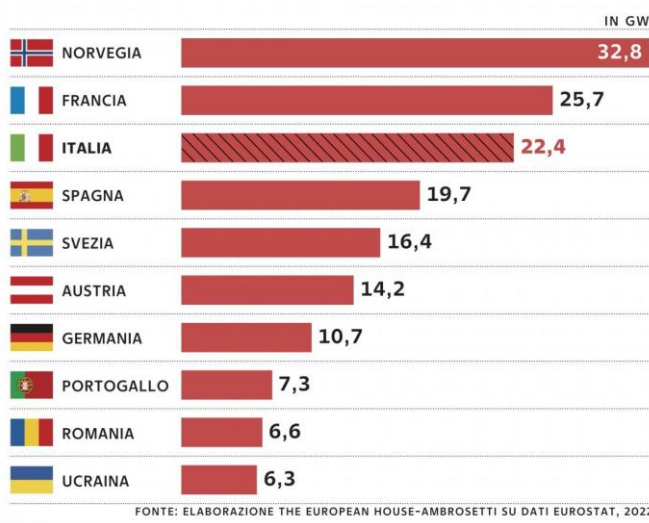
L'energia dell'acqua viene trasformata in elettricità mediante un sistema di alternatori e turbine.

In Italia, per esempio, circa un quinto di tutta l'elettricità prodotta proviene dalle centrali idroelettriche.

Il basso impatto ambientale delle fonti rinnovabili è il loro principale vantaggio: esse

possono recuperare l'energia richiesta per le attività quotidiane senza compromettere il futuro dell'ambiente. L'idroelettrico è la prima fonte energetica rinnovabile per la generazione elettrica in Italia (40,7% contro 21,3% del solare e 16% dell'eolico) e anche nei prossimi anni giocherà un ruolo di primo piano per la transizione e la sicurezza energetica nazionale. Ma oltre il 70% degli impianti idroelettrici ha più di 40 anni e l'86% delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche è già scaduto o scadrà entro il 2029.

LA POTENZA IDROELETTRICA INSTALLATA NEI PRINCIPALI PAESI EUROPEI



4.2. Bilancio tra vantaggi e svantaggi generati dall'utilizzo di tecnologie prescelte

Tutte le tecnologie analizzate hanno come vantaggio il beneficio ambientale poiché hanno un limitato impatto sull'ambiente e non sono soggette ad esaurimento. Inoltre, altro aspetto fondamentale da tenere in conto è senz'altro il risparmio sui costi in bolletta.

Il ricorso al sistema fotovoltaico genera principali vantaggi per i seguenti motivi:

In linea generale, fra i principali vantaggi della tecnologia proposta risulta esserci il beneficio ambientale come nelle altre soluzioni. Quando si valutano vantaggi e svantaggi dell'energia solare legati a un impianto fotovoltaico, il primo aspetto da tenere in conto è senz'altro il risparmio sui costi in bolletta.

Installare il fotovoltaico permette di ridurre il prelievo di energia elettrica dalla rete grazie all'autoconsumo, utilizzando l'elettricità generata dall'impianto per coprire in parte il proprio fabbisogno energetico. Considerando che l'investimento nel fotovoltaico si ammortizza in circa 8 anni, con una durata media di circa 20-25 anni, il risparmio per l'investitore è sicuramente importante, tanto più sono i fabbisogni messi in gioco. Tra i vantaggi degli impianti fotovoltaici c'è la possibilità di produrre energia elettrica pulita, una scelta orientata alla sostenibilità per rispettare l'ambiente e

ridurre la propria impronta di carbonio. Con il fotovoltaico si possono diminuire le emissioni di gas serra, contribuendo alla trasformazione energetica e alla diffusione delle fonti di energia rinnovabili. Si tratta di un investimento che aiuta il settore dell'energia green e promuove un modello di economia sostenibile con un forte impatto positivo sull'ambiente.

Altro vantaggio è legato alla poca manutenzione richiesta da questo tipo di sistemi.

Tra gli interventi da realizzare ci sono la pulizia dei pannelli fotovoltaici, per mantenere alto il rendimento dell'impianto, il controllo periodico dei componenti e una verifica generale almeno una volta l'anno. La spesa è proporzionale al numero di moduli installati e all'età dell'impianto; quindi, diventa più costosa con il passare del tempo e comporta una spesa ridotta per gli impianti di piccole dimensioni.

Non da sottovalutare sono altri benefit che riguardano la possibilità di avere ricariche elettriche fast della propria auto, autoconsumo con scambio sul posto, la promozione social di uno stile di vita green e la possibilità di partecipare al modello di produzione e condivisione di energia da fonti green tra diversi utenti situati nelle vicinanze e collegati fra loro tramite una smart grid.

L'eolico

Non inquina e non produce rifiuti perché il vento è una fonte energetica rinnovabile e pulita, oltre che priva di costi. Si tratta di un'energia facile da reperire e da produrre. La vita utile delle turbine eoliche è sorprendente, tant'è vero che i parchi eolici possono garantire efficienza energetica ed essere produttivi per 25 anni senza la necessità di particolari interventi. Sviluppandosi in altezza, le pale eoliche occupano poco suolo e hanno un ridotto impatto ambientale, limitato alla loro produzione e al trasporto. Di contro, il vento è una fonte energetica discontinua e le pale eoliche, oltre ad avere un costo elevato ammortizzabile solo nel lungo periodo, sono fonte di inquinamento acustico e, soprattutto nelle zone costiere, impattano visivamente e in modo non trascurabile sul paesaggio. L'energia eolica in Italia gioca un ruolo centrale: basti pensare che il 5% della potenza eolica europea è proprio in Italia e che, secondo i dati pubblicati alla fine del primo semestre del 2019 dall'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile, le installazioni eoliche nazionali ammontano a 10,7 GW.

Idroelettrico

La produzione di energia è abbastanza economica. Infatti, dopo la creazione di dighe, impianti e opere di manutenzione le precipitazioni di pioggia e neve assicurano la completa gratuità e disponibilità della materia. Un aspetto negativo di questa energia pulita è il fatto che essa è doverosamente dipendente dagli agenti atmosferici, impossibili da tenere sotto controllo: una zona, infatti, può correre il rischio di essere colpita da lunghi periodi di siccità. Un ulteriore svantaggio è collegato al fatto che per costruire dighe, condotte forzate e centrali, molte volte sono necessarie deturpazioni

dell'ambiente e disboscamenti in paesaggi montani, proprio perché le strutture non possono essere costruite ovunque. L'impatto ambientale quindi può essere significativo! È importante valutare il contesto in cui la centrale andrà ad inserirsi e quanto la fauna e la flora possano risentirne.

Biomasse:

L'energia da biomassa è una fonte di energia rinnovabile, ma presenta alcuni svantaggi.

La combustione di combustibili da biomassa produce anidride carbonica (CO₂) e altri inquinanti atmosferici, tra cui ossidi di azoto (NO_x) e particolato (PM). Questi inquinanti possono avere un impatto negativo sulla qualità dell'aria e sulla salute pubblica. La raccolta di biomasse combustibili può portare alla deforestazione se non viene gestita correttamente. Ciò può comportare la distruzione degli habitat e la perdita di biodiversità. Inoltre, la rimozione degli alberi può ridurre la quantità di anidride carbonica assorbita dalle foreste, contribuendo ulteriormente al cambiamento climatico. L'energia da biomassa è in genere più costosa di altre fonti energetiche, come il carbone e il gas naturale.

Il costo può variare a seconda del tipo di biomassa utilizzata e del luogo in cui viene raccolta. Inoltre, ci sono altri costi significativi associati alla produzione di biomassa, come il trasporto e lo stoccaggio.

Oltre alle emissioni e ai costi, ci sono altri problemi associati all'**energia da biomassa** che devono essere affrontati. Tra questi, il potenziale degrado del terreno dovuto all'eccessiva raccolta e l'inquinamento dell'acqua causato dal deflusso dei fertilizzanti utilizzati nella produzione di biomassa.

Per contro, a differenza di un impianto idroelettrico, il sistema non produce energia su tutto l'arco della giornata e nell'arco delle varie stagioni. Così pure il proprio rendimento non è costante ma dipende dall'irraggiamento solare, dalla posizione geografica e dal corretto dimensionamento. Per limitare tale fenomeno è possibile installare anche batterie per l'accumulo, che però non sempre si rivelano vantaggiose. Non di poco conto risultano, sia per gli impianti eolici che per quelli idroelettrici, gli adempimenti burocratici ed i costi dell'investimento iniziali.

Inserire cenni anche con riferimento alla sicurezza funzionale, all'efficienza energetica e al riuso e riciclo dei materiali.

4.3. Individuazione degli interventi tali da non avere valide alternative progettuali

Se pur evidente che le **fonti rinnovabili** rappresentano il futuro del nostro pianeta e che il loro utilizzo non sia più rimandabile non esiste a priori una fonte energetica rinnovabile che vada bene per tutti, infatti, è essenziale verificare caso per caso quale fonte sia possibile utilizzare nel caso specifico per ridurre l'inquinamento globale e avere il risparmio in bolletta.

Per procedere ad individuare la soluzione che meglio si attaglia al caso specifico si deve partire dalle linee guida nazionali e regionali per le fonti energetiche rinnovabili al fine di verificare dove possono posizionarsi gli impianti da realizzare e quali scegliere.

Dell'analisi delle caratteristiche territoriali, ambientali, paesaggistiche del territorio di riferimento e soprattutto dagli spazi a disposizione del Comune si è ritenuto che la migliore soluzione sia quella da fotovoltaico. Infatti, Le superficie delle coperture a disposizione per l'installazione dei nuovi impianti sono rappresentate da coperture di immobili comunali e alcuni terreni limitrofi al territorio.

Dai sopralluoghi effettuati si è verificato che i siti individuati di proprietà del Comune di Gorgoglione e dei terreni dati in concessione da terzi al comune dal punto di vista normativo-vincolistico ma anche tecnico siano aree adatte all'installazione dell'impianto fotovoltaico, poiché hanno una pendenza ed un'esposizione naturale ottimale, necessitano tuttavia di rimozione di alberi e arbusti e sistemazione di parte del versante per migliorare la realizzazione delle opere; in generale si tratta di siti facilmente raggiungibili dalla viabilità pubblica sia per le operazioni di realizzazione che di esercizio dell'impianto.

Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

Infatti, si è visto che in tale contesto non vi sono le condizioni per poter prediligere altri fonti rinnovabili, in particolare non sono stati individuati spazi fuori dal centro urbano in aree idonee per posizionare eventuali pale eoliche che per caratteristiche necessitano di spazi fuori dal perimetro urbano anche a causa dell'inquinamento acustico che producono. Né sono stati individuati spazi per altre fonti rinnovabili.

Con la realizzazione dell'impianto, si potrà conseguire un significativo risparmio energetico per la CER, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole.

La scelta del fotovoltaico nel caso specifico con il bilancio delle tecnologie proposte risulta avere di gran lunga maggiori riscontri positivi e tali da non essere paragonabili e proponibili rispetto alle altre tecnologie che comunque in considerazione dei luoghi non risulterebbero essere applicabili o altrettanto vantaggiose (geotermica, eolica, idrogeno, biomasse).

In relazione a quanto riportato nella presente relazione gli interventi proposti risultano tutti tali da non avere valide alternative progettuali a quelle proposte.

4.4. Descrizione delle strutture, tramite elaborati descrittivi e grafici, delle caratteristiche tipologiche, funzionali, tecniche, della soluzione progettuale prescelta

Di seguito un esempio di installazione tipo da definire nella fase esecutiva.

In via preliminare:

POTENZA IMPIANTO: $P(dc) = 998,97 \text{ KW}$

- N. 1491 MODULI FV “tipo” CS7N-670MB-AG Bi HiKu7 670 Wp

- N. 71 stringhe da 21 moduli Fv connessi in serie

- N. 9 INVERTER “tipo” SMA SUNNY TRIPOWER CORE2 STP 110 KW

Per lo sviluppo delle fasi di progettazione ed esecuzione delle opere, a titolo indicativo e non esaustivo, la normativa di riferimento a livello internazionale, nazionale e locale, oltre alle norme di sicurezza per la costruzione e l’esercizio degli edifici pubblici è relativa a:

- a. Lavori pubblici;
- b. Urbanistica, Edilizia, Antincendio, Ambiente ed Efficienza energetica;
- c. Normativa Geotecnica;
- d. Normativa Costruzioni;
- e. Normativa Sismica;

anche con riferimento a:

- f. elementi e parti strutturali;
- g. sicurezza in genere;
- h. acustica;
- i. requisiti igienico-sanitari;
- j. barriere architettoniche;
- k. prevenzioni incendio;
- l. sicurezza in fase di progettazione e in fase di esecuzione.

Il Progetto Esecutivo

Il progetto Esecutivo dovrà essere approvato dall'Amministrazione Comunale e dovrà essere redatto in conformità e contenere tutto quanto previsto dal vigente D.Lgs. 36/2023.

Catastalmente le aree dei lotti della Zona PIP interessati sono individuate rispettivamente (da definire in fase esecutiva):

- FG. 9 / P.LLE 178 - 179 - 171 - 169 - 176 - 175 - 173 - 181 - 180
- FG. 12 / P.LLE 426 - 428 - 423 - 427 - 440 - 430 - 456 - 459 - 460 - 447 - 461 - 448 - 449 - 442 - 450 - 443 - 463 - 469 - 470 - 471 - 444 - 464 - 455

A seguire un esempio di normative presenti nel fascicolo dell'opera.

Moduli fotovoltaici	
Descrizione:	SUNPOWER X-Series SPR-X21-470-COM (470W)
Modello:	X-Series SPR-X21-470-COM
Marca:	SUNPOWER
Costo:	<input type="text"/> €
Caratteristiche fisiche	
Larghezza:	<input type="text" value="1.046"/> mm
Peso:	<input type="text" value="25,40"/> kg
Altezza:	<input type="text" value="2.067"/> mm
Spessore:	<input type="text" value="46"/> mm
Area:	<input type="text" value="2,16"/> m²
Tipologia delle celle:	<input type="text" value="Silicio monocristallino"/>
Potenza massima (Pmax):	<input type="text" value="470,0"/> W
Tensione nel punto di max. pot. (Vmpp):	<input type="text" value="77,60"/> V
Corrente nel punto di max. pot. (Impp):	<input type="text" value="6,06"/> A
Tensione a vuoto (Voc):	<input type="text" value="91,90"/> V
Corrente di cortocircuito (Isc):	<input type="text" value="6,45"/> A
Tensione massima supporto posteriore (Vmax):	<input type="text" value="1.000,00"/> V
Coefficiente termico Voc:	<input type="text" value="-0,4000"/> %/°C

È stata considerata un'installazione fissa ed una inclinazione pari a 35°.

I pannelli sono ipotizzati posati al netto degli opportuni distanziamenti e tolleranze (da meglio valutare e definire nelle successive fasi progettuali) che forniscono un'analisi ideale del dimensionamento degli impianti installabili.



Il calcolo strutturale sarà effettuato tramite analisi dinamica modale agli elementi finiti senza condensazione di piano. Tutte le azioni sono in accordo con quanto disposto dalle NTC del D.M. del 17 gennaio 2018 e le verifiche sono condotte secondo il criterio degli Stati Limite (S.L.U. ed S.L.E.).

La struttura metallica in progetto è costituita da n.3 telai aventi luce 2.05 m, passo 3,75 m e altezza pari a 2,30 m nella parte alta e 0,56 m nella parte bassa.

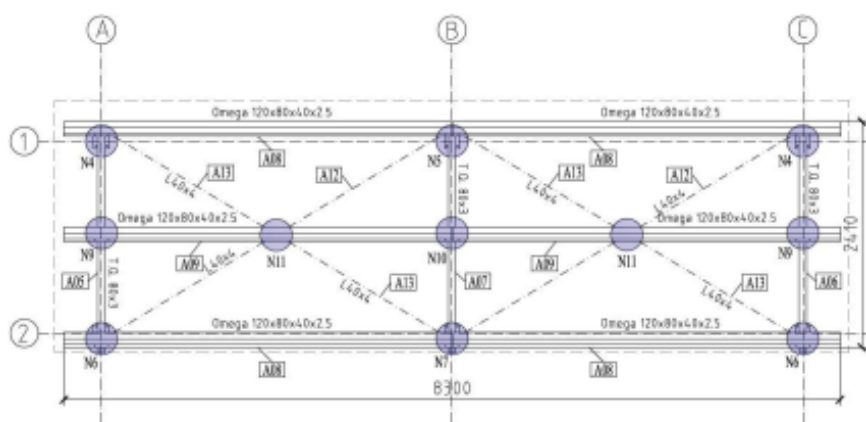
La disposizione dei pannelli fotovoltaici presenta una pendenza di 30°.

Le colonne (in profilati a freddo tipo Tubo Quadro 80x3) sono 6, incastrate alla base su numero 3 traversi metallici (in profilati a freddo tipo Tubo Quadro 180x60x3) a loro volta fissati sulle nervature delle zavorre in c.a. appoggiate al terreno; le travi principali saranno realizzate con profilati a freddo tipo Tubo Quadro 80x3, gli arcarecci saranno invece realizzati con profilati a freddo ad "Omega" 120x80x40x2.5. La struttura risulta irrigidita in falda e sul lato più alto da controventi disposti a croce costituiti da angolari a lati uguali 40x4 mm.

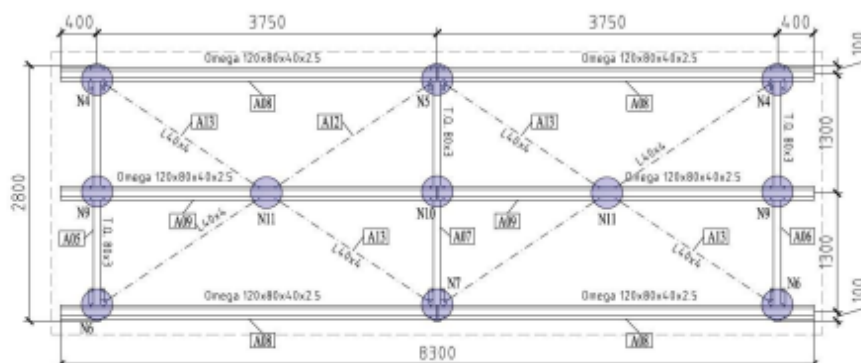
Tutti i profili metallici saranno realizzati in acciaio strutturale S275JR. Nel modello si è deciso di trascurare, a favore di sicurezza, le nervature del tegolo in c.a., inserendo un link rigido verticale di adeguate dimensioni e caratteristiche.



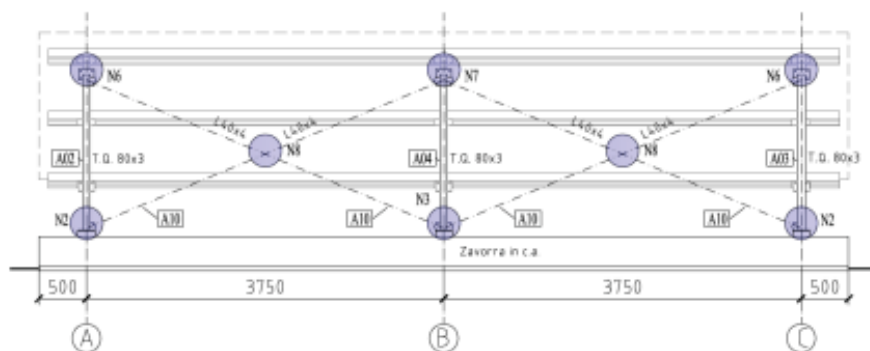
VISTA IN PIANTA

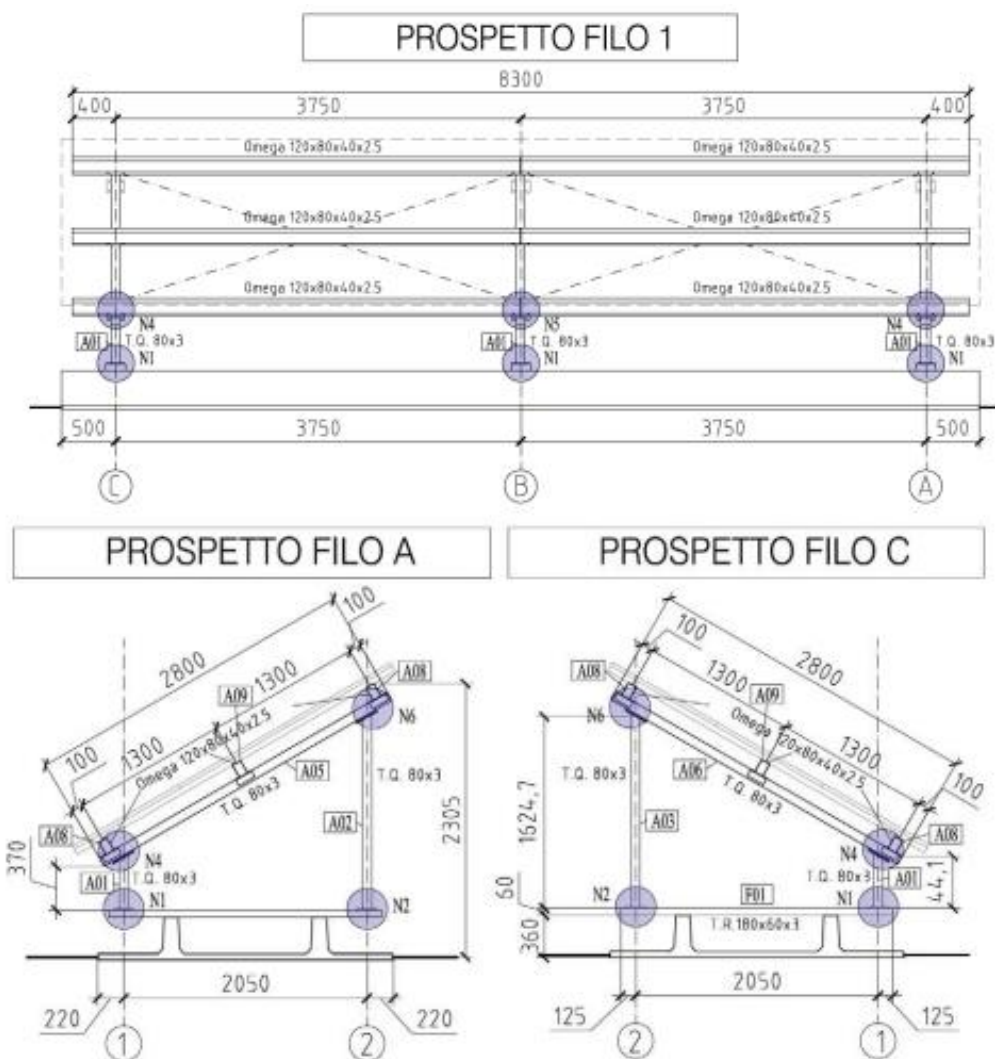


VISTA IN FALDA

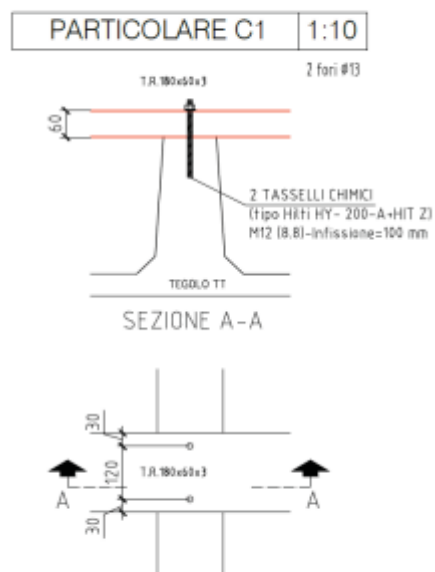
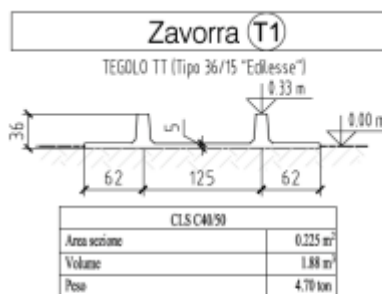
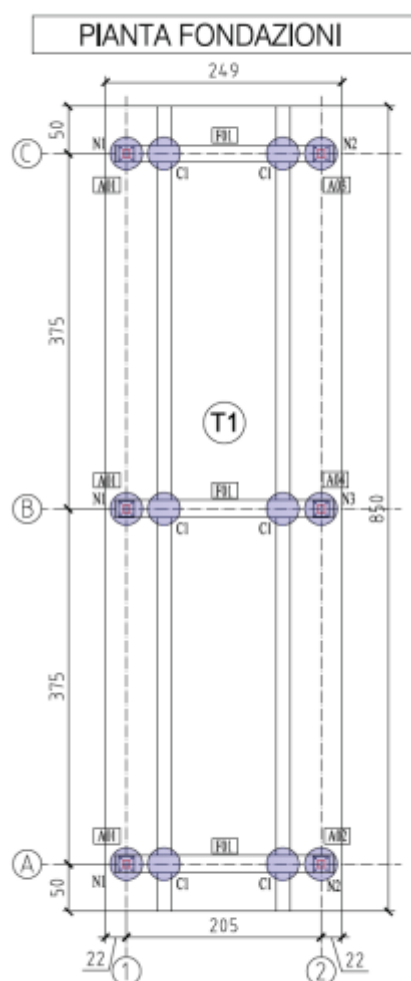


PROSPETTO FILO 2





Le zavorre saranno realizzate tramite “Tegoli TT” tipo “TT36/15” in c.a. C40/50 aventi dimensioni 2.49x8.50 m



4.5. Norme cogenti di riferimento

- Le strutture sono state calcolate secondo le prescrizioni previste nelle normative cogenti relative alle costruzioni da erigersi in zone sismiche e precisamente:
- **Legge 05/11/1971, n.1086** - Norme per la disciplina delle opere in conglomerato cementizio, normale e precompresso ed a struttura metallica;
- **Decreto del Presidente della Repubblica 06/06/2001, n.380 - D.P.R. 380/2001** - Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia;
- **Decreto Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti 14/01/2008** - Norme tecniche per le costruzioni (NTC08);
- **Circolare Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti 02/02/2009, n.617** - Istruzioni per l'applicazione delle nuove norme tecniche per le costruzioni, di cui al D.M. 14/01/2008;
- **ETAG 001 (ed. 2001)** - Linea guida per il benessere tecnico europeo di ancoranti metallici da utilizzare nel calcestruzzo.
- **Decreto Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti 17/01/2018** - Aggiornamento delle "Norme tecniche per le costruzioni" (NTC18);
- **Circolare 21 gennaio 2019 n.7** - Istruzioni per l'applicazione dell'«Aggiornamento delle "Norme tecniche per le costruzioni"» di cui al decreto ministeriale 17 gennaio 2018;

Altre norme e documenti tecnici integrativi strutture

- **Legge n° 595 del 25/05/1965** – Caratteristiche tecniche e requisiti dei leganti idraulici.
- **Decreto del Presidente della Repubblica n° 380 del 06/06/2001** – Gazzetta Ufficiale n° 215 del 20/11/2001 – Testo unico delle disposizioni legislative e regolamenti in materia di edilizia.
- **Decreto Legislativo n° 302 del 27 dicembre 2002** – Gazzetta Ufficiale n° 16 del 21/01/2003 Modifiche e integrazioni del D.P.R. 06/06/2001 n° 380, recante Testo Unico delle disposizioni legislative e regolamenti in materia di edilizia.
- **UNI ENV 1992-1-1 del 31.01.1993 – Eurocodice 2.** Progettazione delle strutture di calcestruzzo. Parte 1-1: Regole generali e regole per gli edifici.
- **UNI ENV 1993-1-1 del 30.06.1994 – Eurocodice 3.** Progettazione delle strutture in acciaio. Parte 1-1: Regole generali e regole per gli edifici.
- **UNI EN 206-1 del 31.10.2006.** – Calcestruzzo: specificazione, prestazione, produzione e conformità.
- **UNI 6131: 2002** – Prelevamento campioni di calcestruzzo indurito.
- **UNI 6393: 1988** – Controllo della composizione del calcestruzzo fresco.
- **UNI 11101: 2004** – Calcestruzzo: specificazione, prestazione, produzione e conformità. Istruzioni complementari per l'applicazione della EN 206-1.
- **UNI EN 12350 – 1 – 6:2001 e 7:2002** – Prova sul calcestruzzo fresco.

- **UNI EN 12390 – 1, 2, 4, 5, 6, 7, 8:2002 e 3:2003** – Prove sul calcestruzzo indurito.
- **UNI EN 12504 – 1:2002, 2:2001, 3:2005** – Prove sul calcestruzzo delle strutture.
- **UNI EN 196-7: 1991, 2:2005** – Metodi di prova dei cementi. Metodi di prelievo e di campionatura del cemento.
- **UNI EN 197-1: 2005, 2:2001** – Cemento.
- **UNI EN 1008: 2003** – Acqua d’impianto per calcestruzzi.
- **UNI EN 10080: 2005** – Acciai per cemento armato.
- **UNI 10622:1997** – Barre e vergelle (rotoli) di acciaio d’armatura per cementi armati zincati a caldo.
- **UNI EN 932-1:1998, 2:200, 3:2001, 5 e 6:2001** – Metodi di prova per determinare le proprietà generali degli aggregati.
- **UNI EN 933-1:1999, 2:1997, 3:2004, 4:2001, 5:2006, 6:2003, 7, 8 e 9:2000, 10:2002** – Prove per determinare le caratteristiche geometriche degli aggregati.
- **UNI EN 1097-1, 10:2004, 2,3:1999, 4,8:2001, 5, 7 e 9:2000, 8, 10:2002** – Prove per determinare le caratteristiche geometriche degli aggregati.
- **UNI EN 1367 – 1:2001, 2 e 4:2000, 3:2002, 5:2003** – Prove per determinare le proprietà tecniche e la degradabilità degli aggregati.
- **UNI EN 1744 – 1:1999** – Prove per determinare le proprietà chimiche degli aggregati.
- **UNI 8520-1,2:2005, 8,21:1999, 22:2002** – Aggregati per calcestruzzo.
- **UNI 12620:2003** - Aggregati per calcestruzzo.
- **UNI EN 480-1:1999, 2,8,10:1998, 4,5,6,11,12:2006, 13:2003** – Additivi per calcestruzzi.
- **UNI EN 930-2,4,6:2002, 3:2000** – Additivi per calcestruzzi.
- **UNI 10765:1999** – Additivi multifunzionali per calcestruzzi.
- **Circolare Min. LL.PP. 23 ottobre 1979 n.19777** – Competenza Amministrativa: Legge 5.11.1971, n°1086, Legge 2.2.1974, n°64.
- **Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici, Servizio Tecnico Centrale** – Linee guida sul calcestruzzo strutturale (dicembre 1996).
- **EC1 – Eurocodice 1 – Basi di calcolo ed azioni sulle strutture – Parte 2-5:** Azioni sulle strutture – Azioni termiche.
- **EC2 – Eurocodice 2 – Progettazione delle strutture di calcestruzzo – Parte 1-6:** Regole generali – Strutture di calcestruzzo non armato.
- **UNI EN ISO 15630-1: 2004** - Acciaio per calcestruzzo armato e calcestruzzo armato precompresso - Metodi di prova - **Parte 1:** Barre, rotoli e fili per calcestruzzo armato.
- **UNI EN ISO 15630-2: 2004** - Acciaio per calcestruzzo armato e calcestruzzo armato precompresso - Metodi di prova - **Parte 2:** Reti saldate.

- **UNI EN ISO 15630-3: 2004** - Acciaio per calcestruzzo armato e calcestruzzo armato precompresso - Metodi di prova - **Parte 3:** Acciaio per calcestruzzo armato precompresso.
- **UNI EN ISO 10080: 2005** - Acciaio per cemento armato - Acciaio saldabile per cemento armato – Generalità.
- **UNI EN ISO 10002-1: 2004** - Materiali metallici - Prova di trazione - Parte 1: Metodo di prova a temperatura ambiente.
- **EN 206-1: 2006** - Calcestruzzo - Parte 1: Specificazione, prestazione, produzione e conformità.
- **UNI 11104: 2004** - Calcestruzzo - Specificazione, prestazione, produzione e conformità – Istruzioni complementari per l'applicazione della EN 206-1.,

Sismica

- **Legge 2 febbraio 1974 n°64** – Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche.
- **EC8 – Eurocodice 8** – Indicazioni progettuali per la resistenza sismica delle strutture. **Parte 1-1:** Regole generali - Azioni sismiche e requisiti generali per le strutture.

Progettazione fotovoltaico

CEI 64-8	Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua
CEI 11-20	Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria
CEI EN 60904-1	Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente
CEI EN 60904-2	Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento
CEI EN 60904-3	Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento
CEI EN 61727	Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete

CEI EN 61215	Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo
CEI EN 61646 (82-12)	Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo
CEI EN 61000-3-2	Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);
CEI EN 60555-1	Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili -Parte 1: Definizioni
CEI EN 60439-1-2-3	Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione
CEI EN 60445	Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico
CEI EN 60529	Gradi di protezione degli involucri (codice IP)
CEI EN 6009912	Scaricatori
CEI 20-19	Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V
CEI 20-20	Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V
CEI 81-10	Protezione contro i fulmini
CEI 81-3	Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato
CEI 81-4	Valutazione del rischio dovuto al fulmine
CEI 82-25	Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione

CEI 0-2	Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici
CEI 0-3	Guida per la compilazione della documentazione per la legge n. 46/1990
CEI 0-16	Regola Tecnica di Riferimento per la Connessione di Utenti Attivi e Passivi alle Reti AT ed MT
CEI 0-21	Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.
UNI 10349	Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici
CEI EN 61724	Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati
CEI 64-12	Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario
IEC 60364-7-712	Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems

Norme sulla sicurezza

D.lgs. 106/2009	Disposizioni integrative e correttive del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”;
D.lgs. 81/2008	(testo unico della sicurezza) - Misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro
Ministero dell'Interno Dipartimento dei Vigili del Fuoco	DCPREV n.1324 del 07/02/2012 “Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici” e successivi circolari e chiarimenti.
DM 37/2008	Sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici

Norme Comuni

Legge 1° marzo 1968, n. 186	Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici
Legge 18 ottobre 1977, n. 791	Attuazione della direttiva del Consiglio delle Comunità europee(73/23/CEE) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione – bassa tensione
D.lgs.29/12/2003 n. 387	Attuazione della Direttiva 2001/77/CE sulla promozione delle fonti rinnovabili.
DM 37/2008	Sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici
Circolare Agenzia delle Entrate n. 46/E	Articolo 7, comma 2, del D.lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 – Disciplina fiscale degli incentivi per gli impianti fotovoltaici.
DM 10/092010	Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili
Delibera n. 88/07 e s.m.i	Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione
D.lgs. 03/03/2011 n. 28	Attuazione della Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

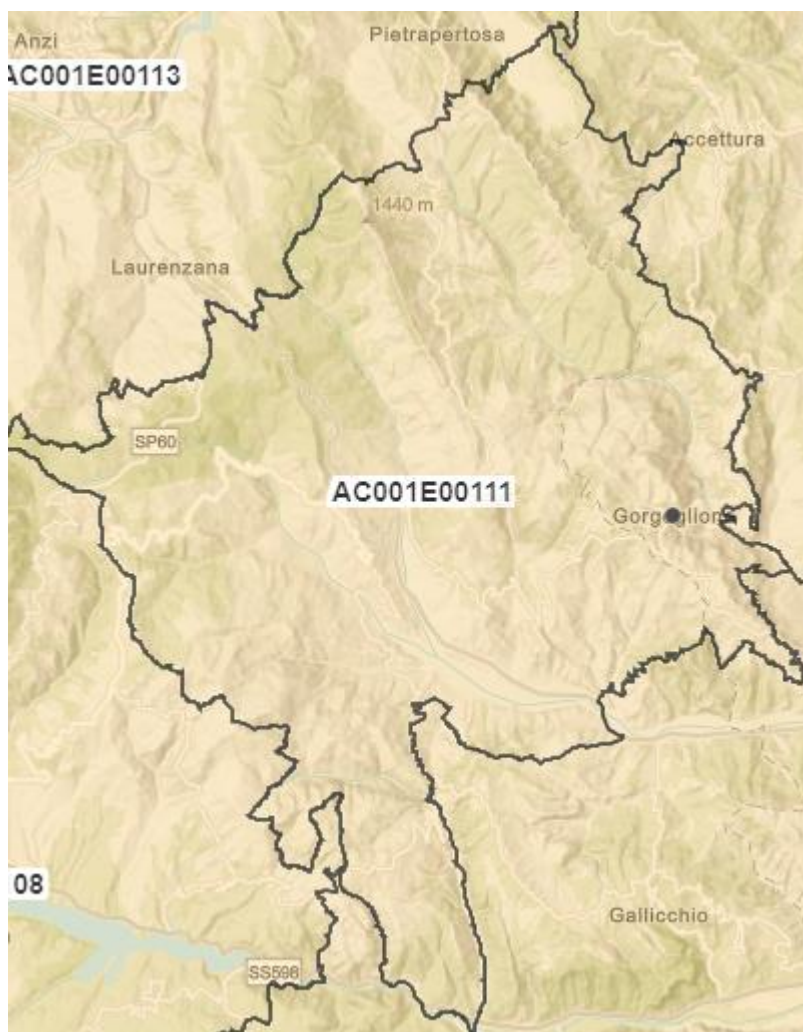
Norme per la connessione alla rete

Guida Enel	Guida per le connessioni alla rete elettrica di Enel distribuzione
Delibera AEEG 281/05	Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi.
Delibera AEEG33/08	Condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore a 1 kV.
Delibera AEEG 99/08 e s.m.i	Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive - TICA).

L'elenco normativo riportato non è esaustivo per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, dovranno essere comunque applicate.

Le opere ed installazioni dovranno essere eseguite a regola d'arte in conformità alle norme applicabili EI, IEC, UNI, ISO vigenti, anche se non espressamente richiamate.

4.6. Individuazione Cabina primaria di riferimento



Con la delibera 727/2022/R/eel del 27 dicembre 2022, ARERA ha approvato il Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD) che disciplina le modalità per la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso per le configurazioni previste dai decreti legislativi 199/21 e 210/21, tra cui le Comunità Energetiche. Secondo le disposizioni regolatorie e legislative richiamate, per accedere al servizio di autoconsumo diffuso, i punti di connessione facentiparte della configurazione devono essere ubicati nella porzione della rete di distribuzione sottesa alla stessa cabina primaria individuata secondo quanto previsto dall'articolo 10 del TIAD.

Al fine di rendere agevole ai soggetti interessati la verifica dell'appartenenza dei POD alla medesima area convenzionale afferente alla cabina primaria, i distributori, entro il 28 febbraio 2023, hanno reso pubbliche sui propri siti internet le mappe georeferenziate di tali aree.

4.7. Parametri di progetto

La **classificazione sismica** del territorio nazionale ha introdotto **normative tecniche** specifiche per le costruzioni di edifici, ponti ed altre opere in aree geografiche caratterizzate dal medesimo rischio sismico.

In basso è riportata la **zona sismica** per il territorio di Gorgoglione, indicata nell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei ministri n. 3274/2003, aggiornata con la Deliberazione del Consiglio Regionale della Basilicata n. 731 del 19.11.2003.

Zona sismica 2	Zona con pericolosità sismica media dove possono verificarsi forti terremoti.
---------------------------------	---

I criteri per l'aggiornamento della mappa di **pericolosità sismica** sono stati definiti nell'Ordinanza del PCM n. 3519/2006, che ha suddiviso l'intero territorio nazionale in quattro zone sismiche sulla base del valore dell'**accelerazione orizzontale massima (ag)** su suolo rigido o pianeggiante, che ha una probabilità del 10% di essere superata in 50 anni.

<i>Zona sismica</i>	<i>Descrizione</i>	<i>accelerazione con probabilità di superamento del 10% in 50 anni [ag]</i>	<i>accelerazione orizzontale massima convenzionale (Norme Tecniche) [ag]</i>	<i>numero comuni con territori ricadenti nella zona (*)</i>
1	Indica la zona più pericolosa, dove possono verificarsi fortissimi terremoti.	$0,25 < a_g \leq 0,35 \text{ g}$	0,35 g	739
2	Zona dove possono verificarsi forti terremoti.	$0,15 < a_g \leq 0,25 \text{ g}$	0,25 g	2.374
3	Zona che può essere soggetta a forti terremoti ma rari.	$0,05 < a_g \leq 0,15 \text{ g}$	0,15 g	3.003
4	È la zona meno pericolosa, dove i terremoti sono rari ed è facoltà delle Regioni prescrivere l'obbligo della progettazione antisismica.	$a_g \leq 0,05 \text{ g}$	0,05 g	1.785

4.7.1. Parametri di progetto: via nominale, classi d'uso e periodo di riferimento per l'azione sismica

La Vita Nominale di Progetto di un'opera viene convenzionalmente definita "come il numero di anni nel quale è previsto che l'opera, purché soggetta alla necessaria manutenzione, mantenga specifici livelli prestazionali". I valori minimi di VN da adottare per i diversi tipi di costruzione sono riportati nella Tab. 2.4.I. Tali valori possono essere anche impiegati per definire le azioni dipendenti dal tempo.

Le differenti opere sono classificate in tre diverse categorie, cui sono associati livelli di prestazione crescenti:

- strutture temporanee,

- strutture cui sono richieste prestazioni ordinarie
- strutture con livelli di prestazione elevati.

A loro volta i tre livelli di prestazione sono associati a valori minimi della Vita Nominale VN dell'opera, rispettivamente pari a 10, 50 e 100 anni.

La durata dell'opera è quindi un parametro convenzionale, assunto in sede di progetto (da qui la specificazione delle vigenti NTC), cui debbono essere riferite le verifiche dei fenomeni dipendenti dal tempo, quali la durabilità o la fatica, mediante il corretto dimensionamento dei particolari costruttivi.

Questa definizione è pienamente coerente, fatta salva la classificazione nelle tre categorie, con l'uso che dello stesso concetto viene fatto negli Eurocodici, e segnatamente nella EN1990 Basis of Structural Design, la cui più recente bozza di revisione (aprile 2018), al punto 4.5(1), recita: "The design service life should be used to determine the time-dependent performance of the structure. NOTE Examples of time-dependent performance include durability, fatigue, and deformation due to consolidation of the ground."

Appare quindi chiaro che il parametro VN nulla ha a che fare con la quota dipendente dal tempo delle azioni variabili di natura climatica, i cui effetti sono contemplati nella scelta dei valori caratteristici delle azioni stesse e nell'entità dei coefficienti parziali γ_F , adottati nelle combinazioni SLU, sui quali il Progettista non è chiamato ad intervenire, essendo questi valori legati alla definizione del livello di affidabilità obiettivo per le costruzioni, che, come è noto, è prerogativa esclusiva delle Norme Tecniche.

Tab. 2.4.I – Valori minimi della Vita nominale V_N di progetto per i diversi tipi di costruzioni

TIPI DI COSTRUZIONI	Valori minimi di V_N (anni)
1 Costruzioni temporanee e provvisorie	10
2 Costruzioni con livelli di prestazioni ordinari	50
3 Costruzioni con livelli di prestazioni elevati	100

Non sono da considerarsi temporanee le costruzioni o parti di esse che possono essere smantellate con l'intento di essere riutilizzate. Per un'opera di nuova realizzazione la cui fase di costruzione sia prevista in sede di progetto di durata pari a P_N , la vita nominale relativa a tale fase di costruzione, ai fini della valutazione delle azioni sismiche, dovrà essere assunta non inferiore a P_N e comunque non inferiore a 5 anni.

Le verifiche sismiche di opere di tipo 1 o in fase di costruzione possono omettersi quando il progetto preveda che tale condizione permanga per meno di 2 anni.

Le classi d'uso sono definite in base al livello di affollamento degli edifici o al loro interesse strategico.

Nello specifico, le classi d'uso sono 4:

- Classe d'uso I;
- Classe d'uso II;
- Classe d'uso III;
- Classe d'uso IV.

2.4.2. CLASSI D'USO

Con riferimento alle conseguenze di una interruzione di operatività o di un eventuale collasso, le costruzioni sono suddivise in classi d'uso così definite:

Classe I: Costruzioni con presenza solo occasionale di persone, edifici agricoli.

Classe II: Costruzioni il cui uso preveda normali affollamenti, senza contenuti pericolosi per l'ambiente e senza funzioni pubbliche e sociali essenziali. Industrie con attività non pericolose per l'ambiente. Ponti, opere infrastrutturali, reti viarie non ricadenti in Classe d'uso III o in Classe d'uso IV, reti ferroviarie la cui interruzione non provochi situazioni di emergenza. Dighe il cui collasso non provochi conseguenze rilevanti.

Classe III: Costruzioni il cui uso preveda affollamenti significativi. Industrie con attività pericolose per l'ambiente. Reti viarie extraurbane non ricadenti in Classe d'uso IV. Ponti e reti ferroviarie la cui interruzione provochi situazioni di emergenza. Dighe rilevanti per le conseguenze di un loro eventuale collasso.

Classe IV: Costruzioni con funzioni pubbliche o strategiche importanti, anche con riferimento alla gestione della protezione civile in caso di calamità. Industrie con attività particolarmente pericolose per l'ambiente. Reti viarie di tipo A o B, di cui al DM 5/11/2001, n. 6792, "Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle strade", e di tipo C quando appartenenti ad itinerari di collegamento tra capoluoghi di provincia non altresì serviti da strade di tipo A o B. Ponti e reti ferroviarie di importanza critica per il mantenimento delle vie di comunicazione, particolarmente dopo un evento sismico. Dighe connesse al funzionamento di acquedotti e a impianti di produzione di energia elettrica.

Come si può notare, più la classe d'uso è alta, più il collasso delle strutture può causare dei seri danni; in termini di perdita di vite umane e di efficienza delle strutture strategiche come ponti, ospedali. Occorrerà, dunque, garantire prestazioni migliori (periodo di riferimento più alto).

Al variare della classe d'uso, è associato un coefficiente d'uso C_U . Il valore del coefficiente d'uso C_U è definito specificamente nel seguente modo:

- per la Classe d'uso di I categoria, il coefficiente d'uso è pari a 0,7;
- per la Classe d'uso II categoria, il coefficiente 5 è pari a 1,0;
- per la Classe d'uso III categoria, il coefficiente è pari a 1,5;
- per la Classe d'uso IV categoria, il coefficiente è pari a 2,0.

2.4.3. PERIODO DI RIFERIMENTO PER L'AZIONE SISMICA

Le azioni sismiche sulle costruzioni vengono valutate in relazione ad un periodo di riferimento V_R che si ricava, per ciascun tipo di costruzione, moltiplicandone la vita nominale di progetto V_N per il coefficiente d'uso C_U :

$$V_R = V_N \cdot C_U \quad [2.4.1]$$

Il valore del coefficiente d'uso C_U è definito, al variare della classe d'uso, come mostrato in Tab. 2.4.II.

Tab. 2.4.II – Valori del coefficiente d'uso C_U

CLASSE D'USO	I	II	III	IV
COEFFICIENTE C_U	0,7	1,0	1,5	2,0

Per le costruzioni a servizio di attività a rischio di incidente rilevante si adotteranno valori di C_U anche superiori a 2, in relazione alle conseguenze sull'ambiente e sulla pubblica incolumità determinate dal raggiungimento degli stati limite.

Per le costruzioni a servizio di attività a rischio di incidente rilevante si adotteranno valori di C_U anche superiori a 2, in relazione alle conseguenze sull'ambiente e sulla pubblica incolumità determinate dal raggiungimento degli stati limite.

Pertanto, maggiore è la vita nominale o la classe d'uso, maggiore sarà il periodo di riferimento e maggiori saranno le accelerazioni di picco al suolo (PGA), ossia la misura della massima accelerazione del suolo indotta dal terremoto.

$$V_R = V_N \cdot C_U = 50 \cdot 0,7 = 35$$

se $VR \leq 35$ anni si pone comunque $VR = 35$ anni.

4.8. Compatibilità dell'intervento e conseguenze prevedibili:

4.8.1. Riduzione Emissioni inquinanti

Considerando le emissioni inquinanti medie del mix energetico nazionale rilevate da ISPRA nel 2019 (Rapporto Indicatori di Efficienza e Decarbonizzazione del Sistema Energetico Nazionale e del Settore Elettrico pubblicato nel 2021), la sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con uno prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l'emissione di 462,2 g CO₂. Considerando la producibilità totale dell'impianto e gli altri fattori di emissione, sarà possibile calcolare il contributo dell'intervento alla riduzione delle emissioni inquinanti per l'intera Concessione (30 anni).

4.8.2. Rispetto della natura e del territorio

L'opera non determinerà in alcun modo l'eliminazione o l'alterazione diretta o indiretta di elementi ambientali preesistenti. Non risulta peraltro attivarsi nessuna interferenza sugli ecosistemi circostanti. Tutte le opere realizzate non interesseranno l'ambiente naturale presente. Gli interventi proposti non comportano l'edificazione di nuovi fabbricati.

L'installazione degli impianti sulle coperture non necessita di opere di fondazione o scavi. Le acque non interessano direttamente come tema ambientale il progetto proposto. La specificità dei lavori non contempla in alcun modo la deviazione di corsi d'acqua né tantomeno l'alterazione di flussi idrodinamici. Non si prevedono significative modifiche della litologia superficiale o del substrato, né percolazioni di sostanze inquinanti.

Nel caso delle pale eoliche le fondazioni e scavi saranno limitati alla piattaforma di posizionamento delle torri.

4.8.3. Inquinamento urbano

Non si prevedono aumenti di emissioni di gas clima alteranti o di emissioni acustiche, se non strettamente legate alle limitate fasi di cantiere che potrebbero comportare una limitata emissione di rumore. Al termine dei lavori, grazie all'aumento dell'efficienza energetica, si avrà una riduzione indiretta delle emissioni di gas serra e una riduzione dei livelli di inquinamento urbano.

Gli interventi interesseranno le coperture di alcuni edifici, pertanto gli impianti non avranno impatti rilevanti sul traffico veicolare né in fase di costruzione né in fase di esercizio.

4.9. Piano di sicurezza e di coordinamento, finalizzato alla tutela della salute e sicurezza dei Lavoratori

Si allega piano preliminare

4.10. Piano preliminare di manutenzione dell'opera e delle sue parti

La manutenzione degli impianti elettrici ordinari e speciali, sia essa di tipo ordinaria che straordinaria, ha la finalità di mantenere costante nel tempo le loro prestazioni. Il detto piano di manutenzione andrà concordato con chi realizzerà l'opera.

4.11. Piano dismissione opera e ripristino stato luoghi

La normativa di riferimento per il corretto smaltimento dei moduli fotovoltaici è contenuta nel D.lgs. 14 marzo 2014, n. 49, la quale all'Art.4, comma 3, punto qq definisce "rifiuti derivanti dai pannelli fotovoltaici": sono considerati RAEE provenienti dai nuclei domestici i rifiuti originati da pannelli fotovoltaici installati in impianti di potenza nominale inferiore a 10 KW. Detti pannelli vanno conferiti ai "Centri di raccolta" nel raggruppamento n. 4 dell'Allegato 1 del decreto 25 settembre 2007, n. 185; tutti i rifiuti derivanti da pannelli fotovoltaici installati in impianti di potenza nominale superiore o uguale a 10 KW sono considerati RAEE professionali". 15 Il GSE italiano ha introdotto le "Istruzioni operative per la gestione e lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici incentivati" Adempimenti normativi. Il Soggetto Responsabile di un RAEE fotovoltaico professionale, ossia installato in impianti di potenza nominale superiore o uguale a 10 kW, deve conferire tale RAEE – per il tramite di un sistema individuale, collettivo, di soggetti autorizzati per la gestione dei codici CER o di un trasportatore - ad un impianto di trattamento autorizzato.

Negli ultimi dieci anni, anche grazie a specifici obblighi normativi, sono nate piattaforme dedicate alla fornitura di servizi finalizzati ad una economia di tipo circolare. Infatti, attraverso un network logistico e di impianti capillarmente diffuso sul territorio nazionale, si garantisce un servizio efficiente di raccolta, stoccaggio e avvio al riciclo di qualsiasi tipologia di rifiuto, ottimizzando i costi e abbattendo le emissioni in atmosfera con ritiri "a chilometro zero".

In fase di dismissione dell'impianto fotovoltaico, sarà di fondamentale importanza il completo ripristino morfologico e vegetazionale dell'area o comunque dello stato dei luoghi preesistente all'installazione da valutare caso per caso.

5. Fattibilità Economica

5.1. Riepilogo Piano Economico Finanziario

Il Piano Economico Finanziario è così riepilogabile:

DATI PRINCIPALI				
A) IMPIANTI FOTOVOLTAICI			VALORE	U DI MISURA
A.1) CARATTERISTICHE E FUNZIONAMENTO				
Area geografica di installazione	SUD	Nord/Centro/Sud		
Potenza installabile	0,9990	MWp		
Produttività media specifica	1.400	MWh/MWp		
Decremento prestazioni annuo	0,50%	% annua		
Energia autoconsumata	10%	% della prodotta		
Energia valorizzata sul mercato	90%	% della prodotta		
Energia condivisa ed incentivata GSE	70%	% della immessa		
A.2) COSTO NOLEGGIO IMPIANTI				
Acquisto impianti	0 €	€MWp		
Noleggio Impianti (ventennale)	1.500.000 €	€MWp		
Interessi sul noleggio (ventennale)	600.000 €	€MWp		
Manutenzione e assicurazione (trentennale)	600.000 €	€MWp		
Gestione servizi (trentennale)	300.000 €	€MWp		
A.3) REDDITIVITÀ IMPIANTI				
Diritto di superficie e altri riconoscimenti		€MWp (20 anni)		
Valore Autoconsumo	180,00 €	€MWh		
Prezzo di Vendita Energia	80,00 €	€MWh		
Incentivo GSE (TIP)	100,00 €	€MWh condiviso		
A.4) RIPARTIZIONE INCENTIVI				
Quota Incentivo Prosumer	55%	% degli incentivi		
Quota Incentivo Consumer	25%	% degli incentivi		
Servizi gestione CER	20%	% degli incentivi		
B) COLONNINE DI RICARICA ELETTRICA			VALORE	U DI MISURA
B.1) CARATTERISTICHE E FUNZIONAMENTO				
N° di colonnine	4	colonnine		
N° di stalli	8	stalli		
Potenza colonnine	180	kWh		
Durata media ricarica	20	minuti / ricarica		
Energia media impiegata per una ricarica	60	kWh / ricarica		
Ricariche giornaliere per stallo a regime (10° anno)	1,48	ricariche / gg		
B.2) COSTI COLONNINE (in capo al gestore delle colonnine)				
Acquisto e installazione colonnine	5.000 €	€ cad. colonnina		
Manutenzione e assicurazione (trentennale)	0,05 €	€/kWh		
Gestione servizi e progetto (trentennale)	0,10 €	€/kWh		
Costo di acquisto di energia per la colonnina	0,20 €	€/kWh		
Diritti di superficie da riconoscere per area stazione di ricarica		€ stazione (20 anni)		
Royalties da riconoscere sui ricavi della colonnina	5,00%	% sui ricavi		
B.3) RICAVI COLONNINE (in capo al gestore delle colonnine)				
Ricavi di vendita di energia dalla colonnina	0,60 €	€/kWh		
C) DATI FISCALI			VALORE	U DI MISURA
Tasse	0,00%	%		
D) CONSUMI E SPESA ENERGETICA			VALORE	U DI MISURA
Consumo di energia	202.695 kW	kWh / anno		
Spesa media annua energetica stimata	50.674 €	€ / anno		
Prezzo attuale stimato per kWh acquistato	0,25 €	€/kWh		
Tariffa media agevolata tramite la C.E.R.	0,20 €	€/kWh		

Per un'analisi più approfondita si rimanda al PEF in allegato, nel quale sarà possibile rinvenire i seguenti approfondimenti:

- Quadro economico riepilogativo interventi
- Valutazione dei costi e ricavi annuali di esercizio impianti anno zero
- Valutazione dei costi e ricavi annuali di esercizio nei primi 10 anni della CER
- Valutazione dei costi e ricavi annuali di esercizio nei primi 20 anni della CER
- Valutazione dei costi e ricavi annuali di esercizio nei primi 30 anni della CER
- Ripartizione utili e incentivi CER
- Quadro economico riepilogativo interventi ricariche fast
- Redditi e costi ricariche Fast

5.2. Cronoprogramma delle varie fasi tecniche

- Contrattualizzazione delle attività tecniche;
- Redazione di progetto di dettaglio definitivo ed esecutivo;
- Quantificazione dei costi previsti per la realizzazione del progetto e disbrigo di tutte le pratiche necessarie per la connessione degli stessi alla rete e per gli eventuali incentivi/adempimenti necessari;
- Le attività indicate sono da ritenersi macrocategorie da dettagliarsi a seguito di predisposizione del progetto di dettaglio;

ATTIVITA' AMMINISTRATIVE E TECNICHE	1 MESE	2 MESE	3 MESE	4 MESE	5 MESE	6 MESE	7 MESE	8 MESE	9 MESE	10 MESE	11 MESE	12 MESE
Avvio progetto	X											
Sopralluoghi tecnici		X										
Assemblea Pubblica informativa		X				X		X				
Proposta di Project			X									
Verifica e nomina di proponente incaricato			X									
Bando di Gara				X								
Aggiudicazione				X								
Presentazioni Cauzioni e Assicurazione def				X								
Sottoscrizioni convenzioni e impegni				X								
Progetto Esecutivo					X							
Richiesta TICA					X							
Accantieramento					X							
Preparazione sito					X							
Montaggio strutture						X						
Fornitura e posa zavorre						X						
Montaggio moduli						X	X					
Realizzazione Cabine elettriche						X	X					
Passaggio cavi e collegamenti elettrici							X	X				
Fornitura e posa in opera di inverter								X				
Misure elettriche								X				
Collaudo singole opere									X			
Allaccio alla Rete									X			
Intrattenimento relazioni con E-distribuzione						X	X	X	X	X	X	X
Coinvolgimento trader energetici						X	X	X	X	X	X	X
Coinvolgimento Stakeholder		X	X	X				X	X	X		
Raccolta nuove adesioni				X	X	X	X	X	X	X	X	X
Costituzione CER						X						
Intrattenimento relazioni con GSE					X	X	X	X	X	X	X	X
Evento Inaugurazione CER												X
Monitoraggio Attività	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

6. Modalità di finanziare l'opera

Le modalità di finanziare la realizzazione degli impianti sono differenziate a seconda della disponibilità dell'ente che potrebbe in prima analisi avere le risorse per sostenere l'investimento e in tal caso avrebbe un maggior guadagno dall'autoconsumo dell'energia, dalla condivisione e dagli incentivi.

In alternativa la realizzazione dell'investimento può essere realizzata attraverso il ricorso al Partenariato Pubblico Privato (PPP), poiché il ricorso a capitali e risorse privati può comportare benefici per la pubblica amministrazione e per gli utenti finali dei servizi.

Tali benefici possono essere sia di carattere economico, e concretizzarsi in una riduzione dei costi di realizzazione e gestione dell'infrastruttura, sia riconducibili ad un incremento dell'efficienza, dell'efficacia e della qualità dei servizi erogati. Oltre ai benefici che possono derivare alla collettività in termini di efficienza gestionale, di qualità delle opere e di efficacia dei servizi resi, il ricorso al PPP può consentire di superare i vincoli sulla spesa pubblica e sui saldi di bilancio derivanti dall'adesione all'Unione monetaria (estesi a livello locale dal Patto di Stabilità e Crescita).

Inoltre, l'intervento dei soggetti privati nel finanziamento e nella gestione dei progetti pubblici permette di perseguire ulteriori finalità, tra le quali: l'affinamento delle metodologie di valutazione dei progetti, reso possibile dal ricorso a tecniche di *whole life costing* (i.e. intero ciclo di vita dell'infrastruttura), che permettono l'ottimizzazione degli esborsi in conto capitale; la stima rigorosa dei benefici che l'operatore pubblico può conseguire con soluzioni partenariali in alternativa al tradizionale finanziamento a carico del bilancio pubblico (*value for money*); la possibilità di trasferire in modo trasparente, proporzionato e mirato parte dei rischi del progetto al settore privato.

6.1. Project Financing

Per *Project Financing* (PF) o Finanza di Progetto si intende il finanziamento di un progetto in grado di generare, nella fase di gestione, flussi di cassa sufficienti a rimborsare il debito contratto per la sua realizzazione e remunerare il capitale di rischio. Il progetto si presenta come entità autonoma rispetto ai soggetti che lo promuovono e viene valutato dai finanziatori principalmente per la sua capacità di generare flussi di cassa.

Il PF nasce come modalità di finanziamento di progetti pubblici o privati, finanziariamente indipendenti, caratterizzati da elevati fabbisogni finanziari e dalla possibilità di ripartire i rischi sui diversi soggetti partecipanti all'operazione.

Nell'ordinamento giuridico italiano, la concessione di costruzione e gestione costituisce uno dei possibili strumenti per finanziare opere pubbliche in PF.

6.2. Differenze tra il PPP e il PF

Con il termine Partenariato Pubblico Privato ci si riferisce a tutte quelle forme di cooperazione tra pubblico e privato finalizzate alla progettazione, costruzione, finanziamento, gestione e manutenzione di opere pubbliche o di pubblica utilità.

Il *Project Financing* è una tecnica finanziaria che può essere utilizzata in operazioni di PPP per finanziare un progetto infrastrutturale.

Gli schemi di PF sono da preferire alla finanza tradizionale nel caso di progetti in cui:

- i flussi di ricavi siano sufficienti alla copertura dei costi di gestione ed alla remunerazione del capitale investito da soci e banche;
- la componente gestionale rivesta un'importanza considerevole;
- il soggetto privato si assuma l'onere del finanziamento con rivalsa del soggetto finanziatore limitata all'attività finanziata (ovvero nessuna garanzia pubblica);
- il privato assuma una parte consistente o totale dei rischi connessi alla realizzazione e gestione del progetto.

6.3. I vantaggi del *Project financing*

I principali vantaggi del ricorso al PF possono essere distinti, con riferimento ai soggetti coinvolti, come segue:

- possibilità di realizzare un'iniziativa di notevole interesse per la collettività, limitandone l'impatto sul bilancio pubblico e senza assumere il rischio finanziario e di mercato, che dovrebbero essere posti a carico dei privati;
- garantire, tendenzialmente, una più elevata qualità della progettazione, tempi ridotti di realizzazione e maggiore efficienza gestionale.

6.4. Acquisto, società mista o noleggio

A seguito della realizzazione degli impianti ad opera del GC e allacciamento degli stessi al GSE l'ente ha diverse alternative:

- il comune acquista gli impianti e gestisce il servizio;
- Il comune noleggia tutti gli impianti dal GC e quest'ultimo garantisce la gestione degli stessi;
- Il comune noleggia gli impianti relativi al proprio fabbisogno e gli altri impianti vengono noleggiati alla CER;
- Gli impianti vengono noleggiati interamente alla CER;
- Il comune costituisce una SRL mista pubblico/privata con il GC a prevalente partecipazione privata (40% e 60%) che acquisisce gli impianti e li gestisce.

Riguardo alla prima ipotesi il comune avrebbe il massimo ritorno economico ma dovrebbe avere le risorse, proprie o tramite finanziamento per poter acquisire gli impianti e destinare delle risorse interne alla gestione degli stessi. Tuttavia, questa

ipotesi non sempre è percorribile per carenza di risorse finanziarie e umane o per evitare appesantimenti di bilancio, nonostante il business plan mette in evidenza che il progetto si ripaga nel giro di pochi anni e che i debiti contratti in regime di PPP non impattano sulle norme di equilibrio di bilancio.

Con la seconda ipotesi il comune avrebbe un minor guadagno della prima ipotesi ma un maggior guadagno di tutte le altre ipotesi attraverso la vendita e la condivisione di energia ma andrebbe nel caso di potenziali installati maggiori al proprio fabbisogno ad avere un impatto rilevante sul bilancio dovuto dal costo del noleggio e dalla gestione degli impianti (anche se dal PEF si evidenzia un ragguardevole utile e che le somme spese sarebbero coperte dalla vendita dell'energia agli altri soci della CER e dagli incentivi).

Con la terza ipotesi il Comune non rischia alcunché poiché il costo del noleggio a suo carico sarebbe parametrato ai propri fabbisogni. In questo caso il guadagno netto del Comune rispetto alle prime ipotesi risulta ridimensionato. Tuttavia, tale diminuzione di utile andrebbe ai soci consumer e dunque si riverserebbe su imprese e famiglie socie della CER, ricadenti all'interno della stessa cabina primaria.

Con la quarta ipotesi il Comune non avrebbe neanche un euro di costi per noleggio e gestione impianti e guadagnerebbe in funzione della sua quota di adesione alla CER e guadagnerebbe anche in qualità di consumer. Rispetto alla soluzione precedente il suo guadagno sarebbe ridimensionato a favore di cittadini e imprese socie

L'ultima opzione sarebbe quella che meglio garantisce il Comune poiché la costituzione della SRL mista consentirebbe al Comune di non indebitarsi per l'acquisto degli impianti e non avrebbe incombenze per la gestione degli stessi. Inoltre, la formulazione societaria ridurrebbe il rischio in caso di problematiche di insolvenza al solo patrimonio sociale. Tuttavia, l'analisi effettuata nelle prime pagine del presente documento ha posto in luce le riserve del TUSP sulla proliferazione di società a partecipazione pubblica per cui la scelta del noleggio potrebbe essere quella sulla quale la magistratura contabile avrebbe meno resistenza e consentirebbe all'ente una procedura semplificata.

6.5. Normativa di Riferimento PPP

La disciplina degli istituti di PPP è contenuta, principalmente, nel:

- d.lgs. 18 agosto 2000, n. 267 (T.U. Enti Locali) sulla disciplina generale con riferimento alle società a capitale misto pubblico privato (c.d. PPP istituzionalizzato).
- d.lgs. 12 aprile 2006, n. 163 e ss. mm. ii. "Codice dei Contratti pubblici di Lavori, Servizi e Forniture" (Codice), per quanto concerne le figure di PPP contrattuale.

– d.lgs. 18 aprile 2016, n. 50 ss. mm. ii. (Codice), che recepisce, tra l'altro, la direttiva 2014/23/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 febbraio 2014.

Il Legislatore ha dedicato al PPP due parti specifiche all'interno del Codice (in tutto sono sei): la Parte III (Contratti di Concessione) e la Parte IV (Partenariato Pubblico Privato e altre modalità di affidamento).

-Il **d.lgs. n. 36/2023**, recante il nuovo Codice dei contratti pubblici, ha introdotto delle novità significative anche con riguardo alla disciplina del partenariato pubblico e privato e in particolare delle concessioni.

Il nuovo Codice Appalti 2023, nell'ottica semplificazione e razionalizzazione della materia dei contratti pubblici, ha ridefinito la nozione di partenariato pubblico privato, chiarendo che non si tratta di una tipologia di contratto contrapposta al contratto di concessione - come poteva apparire dalla disciplina previgente - bensì di una complessa operazione di tipo economico in cui vi rientra, in rapporto di genere a specie, anche l'accordo concessorio.

Il partenariato viene quindi definito all'art. **174 del d.lgs. n. 36/2023** come un'operazione economica in cui ricorrono congiuntamente le seguenti caratteristiche:

A) tra un ente concedente e uno o più operatori economici privati è instaurato un rapporto contrattuale di lungo periodo per raggiungere un risultato di interesse pubblico;

B) la copertura dei fabbisogni finanziari connessi alla realizzazione del progetto proviene in misura significativa da risorse reperite dalla parte privata, anche in ragione del rischio operativo assunto dalla medesima;

C) alla parte privata spetta il compito di realizzare e gestire il progetto, mentre alla parte pubblica quello di definire gli obiettivi e di verificarne l'attuazione;

D) il rischio operativo connesso alla realizzazione dei lavori o alla gestione dei servizi è allocato in capo al soggetto privato.

Per il loro carattere generale, le norme sul partenariato pubblico-privato (PPP) precedono quindi la disciplina delle figure contrattuali tipiche, quali la concessione, la locazione finanziaria e il contratto di disponibilità.

Il partenariato istituzionale

Il nuovo Codice, inoltre, rispetto al precedente, evidenzia che oltre al partenariato di tipo contrattuale, che si sostanzia nella stipula di un contratto, anche atipico, esiste un'altra tipologia di partenariato: il partenariato di tipo istituzionale. Il partenariato istituzionale è caratterizzato dalla creazione di una nuova entità giuridica, a cui poi vengono affidati servizi e attività, come ad esempio una nuova società a partecipazione mista pubblica e privata. Il Codice, con riferimento a tali tipologie di operazioni, rinvia

espressamente al testo unico in materia di società a partecipazione pubblica, di cui al decreto legislativo 19 agosto 2016, n. 175, e alle altre norme speciali di settore.

Il nuovo Codice riserva il ricorso alle forme di partenariato pubblico-privato (sia contrattuale che istituzionale) unicamente ai soggetti qualificati ai sensi dell'art. 63. Ne consegue che una concessione, anche se di importo inferiore alla soglia di rilevanza comunitaria (per le concessioni la soglia è fissata dall'art. 14 in euro **5.382.000**), non potrà essere affidata da una stazione appaltante priva di qualificazione.

Del resto, questo pare coerente con un'altra novità rilevante, ovvero la necessità che il partenariato sia preceduto da una attenta valutazione preliminare di convenienza e fattibilità, che richiede competenze professionali adeguate.

L'art. 175 del Codice prevede, infatti, che il ricorso al partenariato pubblico-privato sia preceduto da una valutazione preliminare di convenienza e fattibilità.

La valutazione si deve focalizzare:

- 1) sull'idoneità del progetto a essere finanziato con risorse private, sulle condizioni necessarie a ottimizzare il rapporto tra costi e benefici,
- 2) sulla efficiente allocazione del rischio operativo,
- 3) sulla capacità di generare soluzioni innovative,
- 4) sulla capacità di indebitamento dell'ente e sulla disponibilità di risorse sul bilancio pluriennale, anche attraverso un confronto tra la stima dei costi e dei benefici del progetto di partenariato, nell'arco dell'intera durata del rapporto, con quella del ricorso alternativo al contratto di appalto per un arco temporale equivalente.

Nel libro IV, si ritrova una disciplina completa ed esaustiva del partenariato, priva dei continui e ampi rinvii alla disciplina degli appalti pubblici, che nella normativa previgente avevano creato non poche difficoltà interpretative.

Le concessioni nel d.lgs. n. 36/2023

Le norme in materia di concessioni sono la disciplina "di default", applicabile a tutte le operazioni di partenariato, in assenza di norme speciali.

La concessione è caratterizzata dai seguenti elementi distintivi:

- un corrispettivo, coincidente con il diritto di gestire i lavori o servizi oggetto dei contratti e solo eccezionalmente accompagnato dal pagamento di un prezzo (vedasi la definizione di concessione all'art. 2, comma 1, lettera c), dell'allegato I.1);
- la traslazione in capo al concessionario del c.d. "rischio operativo" (art. 177 d.lgs. 36/2023).

L'art. 177, in linea con quanto previsto dalla c.d. direttiva europea concessioni (direttiva 2014/23/UE), specifica che un elemento imprescindibile della concessione è, appunto, il trasferimento al concessionario di un rischio operativo, legato alla realizzazione dei lavori o alla gestione dei servizi e comprende:

- a) un rischio dal lato della domanda, ovvero il rischio associato alla effettiva presenza di una domanda dei lavori o dei servizi che sono oggetto del contratto;

b) oppure un rischio dal lato dell'offerta, ad esempio il rischio che la fornitura dei servizi non corrisponda, per fatti non imputabili all'operatore, al livello qualitativo e quantitativo dedotto in contratto (in tal caso l'operatore vedrà ridotto il suo corrispettivo in denaro);

c) oppure un rischio da entrambi i lati innanzi indicati.

Il nuovo Codice, quindi, prevede la traslazione del rischio operativo anche soltanto dal lato dell'offerta, prescindendo dalla struttura «trilaterale» del rapporto, che sussiste quando i servizi sono resi a degli utenti, nel mercato.

Il d.lgs. n. 50/2016, invece, laddove stabiliva “la maggior parte dei ricavi di gestione del concessionario proviene dalla vendita dei servizi resi al mercato” (art. 165 comma 1), sembrava circoscrivere la figura della concessione ai soli servizi in grado di finanziarsi prevalentemente con i corrispettivi pagati dagli utenti.

Le tre categorie di concessione

Conseguentemente all'art. 177 comma 4 le opere oggetto di concessione si distinguono in:

- 1) opere calde: “quelle dotate di una intrinseca capacità di generare reddito attraverso ricavi di utenza, in misura tale da ripagare i costi di investimento e di remunerare adeguatamente il capitale coinvolto nell'arco della vita della concessione”;
- 2) opere tiepide: “quelle che, pur avendo la capacità di generare reddito, non producono, tuttavia, ricavi di utenza in misura tale da ripagare interamente le risorse impiegate per la loro realizzazione, rendendo così necessario un contributo”;
- 3) opere fredde: “quelle per le quali il privato che le realizza e gestisce fornisce direttamente servizi alla Pubblica Amministrazione e trae la propria remunerazione da pagamenti effettuati dalla stessa (ospedali, carceri, scuole et similia)”.

In ogni caso, l'assetto di interessi dedotto nel contratto di concessione deve garantire la conservazione di un equilibrio economico-finanziario, ovvero la contemporanea presenza di:

- convenienza economica
- sostenibilità finanziaria.

In relazione alle opere tiepide, il comma 6 dell'art. 177 dispone che, se l'operazione economica non può da sola conseguire l'equilibrio economico-finanziario (come definito dal comma 5: v. infra), allora è ammesso un intervento pubblico di sostegno. L'intervento pubblico può consistere in un contributo finanziario, nella prestazione di garanzie o nella cessione in proprietà di beni immobili o di altri diritti.

È stato poi eliminato il limite del 49% per il contributo pubblico, indicato agli articoli 165, comma 2, e 180, comma 6, del decreto legislativo n. 50 del 2016 a norma dei quali «[...] in sede di gara l'amministrazione aggiudicatrice può stabilire anche un prezzo consistente in un contributo pubblico ovvero nella cessione di beni immobili. (...) In ogni caso, l'eventuale riconoscimento del prezzo, sommato al valore di eventuali

garanzie pubbliche o di ulteriori meccanismi di finanziamento a carico della pubblica amministrazione, non può essere superiore al quarantanove per cento del costo dell'investimento complessivo, comprensivo di eventuali oneri finanziari».

Il superamento di determinate percentuali (stabilite a livello europeo dalle decisioni Eurostat), dunque, non incide più sulla qualificazione dell'operazione come concessione o appalto, ma può rilevare unicamente sulla contabilità pubblica, come sancito dall'art. 177 comma 7.

Tra le novità del nuovo Codice, vi è anche quella di aver meglio precisato i rapporti tra concessione e finanza di progetto. Non si tratta di due tipologie contrattuali differenti, come appariva nel codice previgente; anche il "project financing" è una concessione, ma ciò che cambia è la modalità del finanziamento dell'opera: nella finanza di progetto la società di scopo isola il progetto e consente di schermarlo dai rischi operativi.

L'art. 178 prevede poi che la durata dei contratti di concessione è di regola non prorogabile, in attuazione di quanto stabilito dalla legge delega n. 78/2022, che sancisce il "divieto di proroga dei contratti di concessione, fatti salvi i principi europei in materia di affidamento in house".

L'affidamento delle concessioni

Con riguardo alle modalità di affidamento delle concessioni, l'art. 187 prevede che i contratti di concessione di valore inferiore alla soglia di rilevanza europea, possano essere assegnati mediante procedura negoziata, senza pubblicazione di un bando di gara, previa consultazione, ove esistenti, di almeno 10 operatori economici, nel rispetto di un criterio di rotazione degli inviti, individuati sulla base di indagini di mercato o tramite elenchi di operatori economici.

Resta ferma la facoltà per l'ente concedente di affidare i contratti di concessione di importo inferiore alla soglia europea mediante le procedure di gara ordinarie disciplinate dagli artt. 182 e ss.

L'art. 183 dispone che la lex specialis e i relativi allegati, ivi compresi lo schema di contratto e il piano economico finanziario, siano definiti in modo da assicurare adeguati livelli di bancabilità, intendendosi per tali la reperibilità sul mercato finanziario di risorse proporzionate ai fabbisogni, la sostenibilità di tali fonti e la congrua redditività del capitale investito.

I criteri di aggiudicazione vengono stabiliti dall'ente concedente che deve indicare le condizioni e le caratteristiche, in particolare tecniche, fisiche, funzionali e giuridiche che ogni offerta deve soddisfare o possedere e deve fornire, nel bando di concessione, una descrizione della concessione e delle condizioni di partecipazione e, nell'invito a presentare offerte o negli altri documenti di gara, una descrizione dei criteri di aggiudicazione e, se del caso, dei requisiti minimi da soddisfare.

I criteri di aggiudicazione:

- sono connessi all'oggetto della concessione;

- non attribuiscono una incondizionata libertà di scelta all'ente concedente;
- includono, tra l'altro, criteri ambientali, sociali o relativi all'innovazione.

L'ente concedente può condurre liberamente negoziazioni con i candidati e gli offerenti. Ma l'oggetto della concessione, i criteri di aggiudicazione e i requisiti minimi non possono essere modificati nel corso delle negoziazioni. Tali negoziazioni sono condotte di regola attraverso un dialogo competitivo ai sensi dell'articolo 74 d.lgs. 36/2023.

Inoltre, l'ente concedente assicura il ricorso alla digitalizzazione della procedura secondo le norme generali in materia di appalti di cui al Libro I, Parte II.

L'art. 185 si chiude con due previsioni tese a garantire la correttezza della procedura e la selezione di una proposta adeguata:

- la commissione aggiudicatrice, prima di assegnare il punteggio all'offerta economica, deve verificare l'adeguatezza e la sostenibilità del piano economico-finanziario;
- i componenti delle commissioni di valutazione devono essere altamente qualificati e competenti; quindi, dotati di esperienze e qualifiche adeguate all'oggetto dell'esame.

È poi sancita la facoltà per il bando di prevedere l'oscuramento dei nomi degli operatori economici che hanno presentato l'offerta, a tutela della riservatezza.

Il regime applicabile al concessionario

Resta da chiedersi se, in base alla nuova normativa, i concessionari pubblici siano obbligati ad espletare procedure ad evidenza pubblica per affidare, a loro volta, servizi e forniture.

L'art. 186 del d.lgs. n. 36/2023 stabilisce, in generale, che i concessionari applicano le disposizioni del codice in materia di appalti solamente laddove siano stazioni appaltanti.

Inoltre, l'art. 186 introduce per i titolari di concessioni sopra-soglia, in essere alla data di entrata in vigore del codice (escluse quelle dei settori speciali), non affidate conformemente al diritto dell'UE, un obbligo di esternalizzazione, volto a sostituire quanto era già stabilito dall'art. 177 del d.lgs. 50/2016, dichiarato illegittimo con la sentenza n. 218/2021 della Corte costituzionale.

L'articolo 177 citato era stato infatti ritenuto irragionevole e sproporzionato in quanto obbligava i titolari di concessioni affidate direttamente, ad esternalizzare l'80% dei contratti di lavori, servizi e forniture oggetto di concessione, e ad assegnare il restante 20% a società in house o comunque controllate o collegate.

In particolare, la disciplina è apparsa lesiva della libertà di iniziativa economica, perché, non lasciava all'operatore neppure un minimo di residua attività operativa, tramutandolo da soggetto operativo in soggetto preposto ad attività esclusivamente burocratica di affidamento di commesse. Un ulteriore indice della irragionevolezza

della norma riguardava il limite applicativo di 150.000 euro, soglia normalmente superata dalla quasi totalità delle concessioni.

Il nuovo Codice ha introdotto una diversa disciplina, prevedendo l'obbligo, per i suddetti titolari di concessioni sopra-soglia, di esternalizzare una quota tra il 50% e il 60% dei contratti di lavori, servizi e forniture.

L'effettiva quota da esternalizzare viene stabilita convenzionalmente dal concedente e dal concessionario, tenendo conto delle modalità di calcolo delle quote stabilite dall'ANAC con la Delibera n. 265 del 20 giugno 2023, recante "Indicazioni sulle modalità di calcolo delle quote di esternalizzazione dei contratti di lavori, servizi e forniture da parte dei titolari di concessioni di lavori e di servizi pubblici non affidate conformemente al diritto dell'Unione europea".

Tale provvedimento ha chiarito, tra l'altro, che nella base di calcolo delle percentuali individuate dall'articolo 186:

- rientrano i contratti che riguardano tutte le prestazioni da eseguire nel periodo considerato, oggetto della concessione e sono, quindi, necessarie per l'esecuzione della stessa, anche se svolte direttamente dal concessionario;
- non rientrano invece i contratti stipulati per la gestione dell'attività del concessionario nel suo complesso quali, ad esempio, i contratti per l'acquisto di buoni pasto per i dipendenti, per le utenze, per la manutenzione degli immobili, se utilizzati promiscuamente con altre attività svolte dal concessionario".

La delibera prevede poi l'incremento in termini percentuali della quota minima di esternalizzazione, sulla base di alcuni indici fissati dall'Autorità in base a:

- il valore complessivo della concessione;
- l'oggetto della concessione (solo lavori oppure lavori e servizi);
- la durata residua;
- l'epoca di assegnazione della concessione;
- le dimensioni economiche dell'operatore.

La quota di esternalizzazione incrementata può poi essere riparametrata mediante l'applicazione di decurtazioni ritenute congrue, al ricorrere delle seguenti circostanze:

- 1) il concessionario ha effettuato investimenti recenti non ancora ammortizzati;
- 2) il concessionario ha esternalizzato, in misura superiore al 50 per cento, le prestazioni oggetto della concessione riferite alla parte di contratto già eseguita.

7. FATTIBILITÀ PROCEDURALE – PARTE AMMINISTRATIVA/LEGALE

7.1 Fase 1 – Avvio Progetto

		Manager progetto	Assis. progetto	Tecnico progetto	General Contractor SRL mista
FASE 1 – AVVIO PROGETTO					
1	Delibera di consiglio: Nascita comitato promotore	Inoltro documento firmato / Supporto al Comune	Invio format delibera	–	–
2	Delibera di giunta: Incarico agli uffici comunali di redazione atti (vedi punti successivi)	Inoltro documento firmato / Supporto al Comune	Invio format delibera	–	–
3	Pubblicazione atto pubblico: statuto comitato promotore	Inoltro documento firmato / Supporto al Comune	Invio format statuto	–	–
4	Pubblicazione atto pubblico: avviso pubblico per partecipazione consumer, prosumer e referenti	Inoltro documento firmato / Supporto al Comune	Invio format avviso	–	–
5	Pubblicazione allegato: modulo adesione prosumer	Inoltro documento firmato / Supporto al Comune	Invio format allegato	–	–
6	Pubblicazione allegato: modulo adesione consumer	Inoltro documento firmato / Supporto al Comune	Invio format allegato	–	–
7	Pubblicazione allegato: modulo adesione referente	Inoltro documento firmato / Supporto al Comune	Invio format allegato	–	–

7.2. Fase 2 – Sopralluoghi ed elaborazione tecniche

		Manager progetto	Assis. progetto	Tecnico progetto	General Contractor SRL mista
FASE 2 – SOPRALLUOGHI ED ELABORAZIONI TECNICHE					
8	Sopralluogo: individuazione siti comunali dove realizzare gli impianti	Calendarizzazione e organizzazione sopralluogo	–	Analisi documentale, planimetrie e mappe catastali + sopralluogo tecnico	–
9	(opzionale) Individuazione delle azioni di efficientamento energetico	Calendarizzazione e organizzazione sopralluogo	–	Sopralluogo tecnico immobili pubblici e illuminazione	–

7.3 Fase 3 – Assemblea Pubblica

		Manager progetto	Assis. progetto	Tecnico progetto	General Contractor SRL mista
FASE 3 – ASSEMBLEA PUBBLICA					
10	Celebrazione assemblea pubblica Condivisione progetto e ascolto osservazioni	Coordinamento assemblea e partecipazione (in presenza)	Partecipazione (teams)	Partecipazione (in presenza)	Partecipazione (candidato prosumer)
11	Presentazione durante l'assemblea planimetrie dei siti dove realizzare gli impianti e le stazioni di ricarica	–	–	Realizzazione ed esposizione file formato CAD	–
12	Candidatura soci prosumer, consumer e referente esterno	Divulgazione e Raccolta adesione	–	–	–

7.4 Fase 4 – Il Partenariato Pubblico Privato

		Manager progetto	Assis. progetto	Tecnico progetto	General Contractor SRL mista
FASE 4 – IL PPP					
13	Indagine propedeutica alla validazione del candidato prosumer come soggetto idoneo	–	Valutazione credenziali	–	Invio credenziali
14	Invio format di PPP al candidato prosumer GC	–	Invio format “PPP equidistante”	–	Recepimento PPP
15	Invio proposta formale di PPP dal candidato prosumer GC al Comune	–	–	–	Invio PPP
16	Delibera giunta: - Recepimento e adesione alla proposta di PPP inviata dal GC - Dichiarazione di pubblico interesse, riconoscimento della fattibilità e approvazione proposta PPP.	Controllo / Supporto	Invio format delibera	–	–
17	Delibera consiglio: - Approvazione allegato schema di contratto di concessione e gestione per la progettazione in PPP.				
		–	–	–	–

	- Affidamento con procedura a evidenza pubblica ai sensi del D.lgs. N. 36/2023 Modifica al Piano Triennale dei Lavori Pubblici.				
18	Determina: in risposta alla proposta di PPP, richiesta documentazione tecnica di gara	Controllo / Supporto	Invio format determina	–	–
19	Determina: Indizione gara PPP e nomina dei componenti della commissione di gara	Controllo / Supporto	Invio format determina	–	–
20	Invio della documentazione tecnica di gara da parte del GC al comune	–	Analisi documentazione	–	Invio documentazione
21	Pubblicazione bando di gara per assegnazione PPP	Controllo / Supporto	Invio format bando	–	–
22	Apertura buste e assegnazione al migliore offerente	–	–	–	Facoltà di accettare eventuale ribasso
23	Aggiudicazione PPP	–	–	–	Aggiudicazione PPP

7.5 Fase 5

1) Acquisto impianti

2) Costituzione S.R.L. mista oppure

2) Noleggio Impianti

		Manager progetto	Assis. progetto	Tecnico progetto	General Contractor SRL mista
FASE 5 – COSTITUZIONE S.R.L. MISTA					
24	Acquisto impianti dal GC oppure Costituzione SRL pubblico-privata (opzionale) o attivazione noleggio operativo	Controllo / Supporto	Invio format statuto al GC	–	Costituzione società
25	Redazione atti: Costituzione diritti superficie e autorizzazioni per realizzazione impianti e stazioni di ricarica	Controllo / Supporto	Invio format atti necessari	–	–
26	Ordinazione pannelli solari, impianti e macchinari	–	–	Supporto al GC	Ordinazione pannelli

27	Redazione e pubblicazione avviso pubblico: scelta della ESCo	—	Invio format avviso	—	—
28	Elaborazione censimento consumi elettrici seconda specie ultimi 3 anni dei soci REC	Supporto al Tecnico di Progetto	Invio format modulo censimento	Sopralluogo + Censimento	Sopralluogo + Censimento
29	Elaborazione censimento consumi elettrici prima specie ultimi tre anni dei soci REC	Supporto al Tecnico di Progetto	Invio format modulo censimento	Sopralluogo + Censimento	Sopralluogo + Censimento
30	Elaborazione e invio modulo: richiesta dati a erogatori pubblici e privati di multiutenza	Supporto al Tecnico di Progetto	Invio format modulo censimento	Interlocuzione con operatori privati di multiutenza	Interlocuzione con operatori privati di multiutenza
31	Fasatura rapporto energetico produzione > consumi dei soci consumer/prosumer/mobilità	Supporto al Tecnico di Progetto	—	Analisi rapporti energetici	Analisi rapporti energetici
32	Costituzione dell'associazione di cittadini consumer	Controllo / Supporto	Invio format statuto al GC	—	Costituzione società
33	Costituzione dell'associazione di prosumer privati	Controllo / Supporto	—	—	—

7.6 Fase 6 — Creazione comunità Energetica

		Manager progetto	Assis. progetto	Tecnico progetto	General Contractor SRL mista
FASE 6 – CREAZIONE COMUNITÀ ENERGETICA					
34	Realizzazione opere in autofinanziamento da parte del General Contractor	—	—	Supporto	Realizzazione opere
35	Concessioni GSE per il riconoscimento degli incentivi ventennali del D.lgs. 199/21	—	Supporto	Supporto	Interlocuzione GSE
36	Cessione titolarità impianto dal GC a: — Comune — alla SRL pubblico privata oppure	—	—	—	Cessione titolarità o noleggio

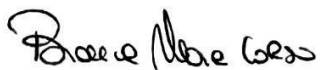
	– con noleggio operativo				
37	Conversione del prefinanziamento nel caso di SRL	–	–	–	Richiesta conversione
38	Costituzione della SCARL o altra forma prescelta	Assistenza al Comune	–	–	Partecipazione
39	Inaugurazione comunità energetica	organizzazione evento + partecipazione	Partecipazione	Partecipazione	Partecipazione
40	Monitoraggio risultati	Assistenza al Comune	–	Monitoraggio	Gestione Operativa

8. Allegato

- PEF
- Tavole R.U. comunale vigente
- Planimetria di Progetto con inquadramento catastale
- Cronoprogramma e dismissione
- Piano preliminare di sicurezza
- Piano preliminare di manutenzione

Ing. Giuseppe Delfino

 Avv. Bianca Maria Corso



Legenda:

PNRR = Piano di ripresa e resilienza

PP. AA. = Pubbliche Amministrazioni

RUP = Responsabile unico procedimento

REC = Comunità di energia rinnovabile

CEC = Comunità energetiche di cittadini

PRODUSER = Produttore-consumatore

CONSUMER = Consumatore

REFERENTE ESCO = Referente energetico

NTS = Certificati digitali

SMART CONTRACT = protocolli informatici che facilitano l'esecuzione di un contratto

PPP= Partenariato Pubblico Privato

GSE= Gestore dei servizi energetici