



UNIONE EUROPEA
Fondo Sociale Europeo
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale



Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR

Progetti di Ricerca Industriale e Sviluppo Sperimentale nelle 12 Aree di Specializzazione individuate dal PNR 2015-2020

Modelli gestionali per i sistemi aggregati con accumulo distribuito

Rapporto Tecnico di Ricerca Industriale D1.6



Avviso	Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR
Codice progetto	ARS01_01259
Nome del progetto	Community Energy Storage Gestione Aggregata di Sistemi di Accumulo dell'Energia in Power Cloud
Acronimo	ComESto
Documento	D1.6
Tipologia	Rapporto Tecnico di Ricerca Industriale
Data di Rilascio	10/02/2022
Obiettivo Realizzativo	OR1
Attività Realizzativa	A1.6
Soggetti Beneficiari Proponenti	UNICAL, EVOLVERE, E-DIS, GREEN ENERGY, ENEA
Elaborato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Monica De Carolis, Ilda Coniglio – UNICAL Valeria Palladino, Maria Valenti, Carmine Cancro – ENEA Alessandro Burgio – EVOLVERE Claudio Alberti – E-DISTRIBUZIONE Ilaria Gemelli, Giovanni Canino – GREENENERGY
Verificato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Nicola Sorrentino, Debora Cilio – UNICAL
Approvato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Membri del PEB

INDICE

Executive Summary.....	8
1. Introduzione al contesto	9
1.1. Alcune considerazioni sui Prosumers domestici	10
2. Modelli gestionali ed attori per l'implementazione degli aggregatori.....	12
3. Architetture tecnologiche per l'implementazione degli aggregatori.....	14
3.1. Le Unità periferiche di Monitoraggio	15
3.2. Il Concentratore	16
3.3. Comunicazione tra UPM e Concentratore	17
3.4. Comunicazione tra Concentratore e Sistemi Terna	17
4. Il ruolo del dso nel nuovo paradigma del sistema elettrico	19
4.1. Premessa	19
4.2. Le nuove esigenze del sistema di distribuzione nella transizione energetica.....	19
4.2.1. La domanda attiva e gli aggregati.....	20
4.3. Le evoluzioni normative	20
4.4. Coordinamento DSO – Aggregati	21
4.4.1. Il contesto italiano ed europeo (normative)	22
4.4.2. Il modello ComESTo di gestione dell'aggregato e della organizzazione dei mercati.....	23
4.4.3. Nuove infrastrutture di controllo e telecomunicazione per il DSO	24
4.5. Coordinamento DSO – TSO	26
4.5.1. Il contesto italiano ed europeo (normative e problematiche).....	26
4.5.2. Incremento risorse FER sulla rete di distribuzione.....	27
4.5.3. Osservabilità e controllabilità.....	28
4.5.4. Progetti pilota: <i>SmartNet</i> e <i>CoordiNet</i>	30
4.6. Ulteriori tassonomie organizzative e gestionali.....	30
5. Attori e modelli: focus sulle energy communities.....	33
5.1. Tecnologie abilitanti	34
5.2. Quadro normativo-regolatorio sulle Energy Community in Italia.....	35
5.2.1. Principali evidenze.....	35
5.3. Potenziale diffusione.....	36
5.4. Possibili pathway di sviluppo	38
6. Focus sui meccanismi di finanziamento	41
6.1. Alcune piattaforme di crowdfunding	43
7. AGGREGAZIONI PROMOSSE DA SOGGETTI PUBBLICI E DA SOGGETTI PRIVATI	43
8. ELEMENTI DI VALUTAZIONE TECNICO-ECONOMICA (COSTI-BENEFICI)	44
8.1. Caso di studio: prosumer con impianto fotovoltaico privo di storage.....	44

8.2. Caso di studio: prosumer con impianto fotovoltaico dotato di storage	45
8.3. Elementi di costo	46
8.4. Elementi di ricavo	48
8.5. Bilancio economico (costi-benefici)	48
8.6. Valutazione costi-benefici: partecipazione sul MSD	49
8.6.1. Elementi di costo e di ricavo EMS provider con ruolo di BRP e UdD in immissione e prelievo. ...	49
8.6.2. Modello per la valutazione costi-benefici connesse ai sistemi energetici aggregati	54
8.6.3. Caso studio: descrizione del sistema energetico aggregato	54
8.6.4. Analisi costi lato aggregatore	55
8.6.5. Analisi costi lato utente	56
8.6.6. Richieste di flessibilità	56
8.6.7. Analisi ricavi dell'aggregazione UVAM	58
8.6.8. Ripartizione dei ricavi tra aggregatore e utenti.....	58
8.6.9. Definizione delle soglie di convenienza economica	59
8.7. Risultati del caso studio.....	59
9. CONCLUSIONI	71
10. BIBLIOGRAFIA	73
11. APPENDICI.....	77
11.1. APPENDICE A - Sintesi sugli aggregatori del consorzio BestRes	77
11.2. APPENDICE B - Sintesi sulle principali piattaforme di crowdfunding sul territorio nazionale	78
11.3. Appendice C- Caso studio: Comunità Energetica in Piemonte.....	80
11.4. Appendice D - Caso studio: Comunità Energetica in Puglia.....	82
11.5. Appendice E- Caso di studio: Evolvere	90
11.6. Appendice F - Caso di studio: Sonnen	94
11.7. Appendice G - Caso studio: Prosumer con impianto fotovoltaico privo di storage, in regime di SSP97	
11.8. Appendice H - Caso studio: Prosumer con impianto fotovoltaico dotato di storage, in regime di Scambio sul posto.	110

Indice delle Figure

Figura 1. Condivisione di energia elettrica tra case unifamiliari sfruttando la rete pubblica.	11
Figura 2. Condivisione di energia all'interno di una micro-grid (con unità di controllo centrale e digital meter).	11
Figura 3. Schema tipico di funzionamento di una UVAM [13]	14
Figura 4. Schema collegamento UPM - Concentratore.....	17
Figura 5. Distribuzione percentuale del numero degli impianti per fonte rinnovabile, secondo classe di potenza [25]	28
Figura 6. Prima Proposta per Osservabilità di DG.	29
Figura 7. Proposta alternativa per Osservabilità di DG.....	29
Figura 8. Configurazioni di aggregatori – una analisi a livello europeo	31
Figura 9. Esempio di comunità energetica (nove utenze).....	33
Figura 10. Il quadro normativo/regolatore delle Energy Community in Italia.	35
Figura 11. Da un approccio individuale a un approccio collegiale	37
Figura 12. Illustrazione schematica dei possibili scenari.....	38
Figura 13. Ruoli e interazioni	49
Figura 14 . Ipotesi di configurazione	51
Figura 15. Tipologie di utenti	52
Figura 16. Grafico degli utili/perdite per l'aggregatore, al variare dell'energia scambiata, per una combinazione di costi della piattaforma di gestione, della comunicazione e il prezzo di vendita dell'energia	61
Figura 17. Curva di convenienza per l'aggregatore, per un prefissato valore di energia scambiata e per una precisa combinazione dei costi della piattaforma di gestione e di comunicazione	62
Figura 18. Curve di convenienza per l'aggregatore al variare dell'energia scambiata, per costi della piattaforma di gestione e della comunicazione nulli.....	62
Figura 19. Confronto delle curve di convenienza per l'aggregatore, al variare dei costi della piattaforma di gestione	63
Figura 20. Confronto delle curve di convenienza per l'aggregatore, al variare dei costi di comunicazione con costi nulli per la piattaforma di gestione	63
Figura 21. Confronto delle curve di convenienza per l'aggregatore, al variare dei costi di comunicazione con costi massimi della piattaforma di gestione.....	64
Figura 22. Ricavi degli utenti dell'UVAM per un valore del prezzo di vendita dell'energia di 200€/MWh, in funzione della % di ricavo assegnata all'aggregatore, parametrizzati in funzione della quantità di energia scambiata annualmente con il TSO.....	64
Figura 23. Diagramma utili/perdite degli utenti dell'UVAM - caso regolazione "a salire",	66
Figura 24. Curva di convenienza per gli utenti del sistema energetico aggregato, per un volume di energia scambiato pari a 500MWh, al variare del prezzo dell'energia sul MSD	67
Figura 25. Curve di convenienza per gli utenti del sistema energetico aggregato, al variare del volume di energia scambiato e del prezzo dell'energia sul MSD nel caso della regolazione "a salire"	68
Figura 26. Curve di convenienza per gli utenti del sistema energetico aggregato al variare del volume di energia scambiato e del prezzo dell'energia sul MSD, nel caso di regolazione "a scendere"	68
Figura 27. Rappresentazione dell'area di convenienza comune BSP-utenti nel caso di volume di energia scambiato pari a 2000MWh e costi nulli della piattaforma di gestione e della comunicazione	69
Figura 28. Rappresentazione dell'area di convenienza comune BSP-utenti, nel caso di volume di energia scambiato pari a 2.000MWh, costi nulli della piattaforma di gestione e costi massimi della comunicazione.....	70
Figura 29. Rappresentazione dell'area di convenienza comune BSP-utenti, nel caso di un volume di energia scambiato pari a 500MWh e costi nulli della piattaforma di gestione e della comunicazione	70
Figura 30. Rappresentazione dell'area di convenienza comune BSP-utenti nel caso di volume di energia scambiato pari a 4.500MWh e costi nulli della piattaforma di gestione e della comunicazione	70
Figura 31. (a, b, c) Prezzo minimo di vendita, in funzione del costo della piattaforma di gestione, parametrizzato rispetto al costo della comunicazione, rispettivamente per volumi di 500MWh, 2.000MWh e 4.500MWh	71
Figura 33 Localizzazione nel Piemonte del territorio di Pinerolo	81

Figura 34. Le quattro fasi per la costruzione della comunità energetica	85
Figura 35. RSE, ATLAEOLICO.....	86
Figura 36. Precedente struttura organizzativa di Evolvere.	90
Figura 37. Struttura organizzativa di Evolvere	91

Indice delle Tabelle

Tabella 1 - Possibili modelli di business.	11
Tabella 2. Configurazioni riscontrate	32
Tabella 3. Valore creato dagli aggregatori del consorzio sui diversi mercati.....	32
Tabella 5. Possibili percorsi energetici futuri.	39
Tabella 6. Prime ipotesi di redditività_5.000Utenti	54
Tabella 6. Riepilogo dei costi sostenuti dal BSP, considerati nelle simulazioni	59
Tabella 7. Riepilogo dei valori di ricavo per il BSP considerati nelle simulazioni	60
Tabella 9. Sonnen Business Model Canvas. Fonte: Koirala et al. [58].....	96

ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI

Abbreviazione/Acronimo	Testo Esteso
ARERA	Autorità Regolazione Energia Reti Ambiente
ARP	Allocation Responsible Party
ARIM	Rimanenti oneri generali
ASOS	Oneri generali a sostegno delle energie da fonti rinnovabili e cogenerazione
ASSPC	Altro Sistema Semplice di Produzione e Consumo
BRP	Balancing Responsible Party
BSP	Balancing Service Party
CDN	Circuito Diretto Numerico
CEC	Citizen Energy Community
CS	Contributo in Conto Scambio
DMS	Distribution Management System
DER	Distributed Energy Resources
DSR	Demand Side Response
ENTSOE	European Network of Transmission System Operators
GSE	Gestore dei Servizi Energetici S.p.a.
LCoS	Levelized Costs of Storage
MDC	Meter Data Company
MGP	Mercato del Giorno Prima
MI	Mercato Infra-giornaliero
MPLS	Multiprotocol Label Switching
MSD	Mercato dei Servizi di Dispacciamento
OMS	Outage Management Systems
PMI	Piccole e Medie Imprese
PG	Piattaforma di Gestione
REC	Renewable Energy Community
RED II	Renewable Energy Directive
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SdA	Sistema di Accumulo
SDH	Synchronous Digital Hierarchy
SEU	Sistema Efficiente di Utenza
SSPC	Sistema Semplice di Produzione e consumo
SSP	Scambio Sul Posto
SEN	Strategia Elettrica Nazionale
TISSPC	Testo Integrato dei Semplici Sistemi di Produzione e Consumo
TIR	Tasso Interno di Rendimento
TUA	Testo Unico sulle Accise
VAN	Valore Attuale Netto
USSP	Utente dello Scambio Sul Posto
UC	Unità di Consumo
UdD	Utente del Dispacciamento
UPM	Unità Periferica di Monitoraggio
UCMC	Unità di consumo per il mercato della capacità
UE	Unione Europea
UPMDC	Unità Periferica di Monitoraggio e Distacco Carico
USEF	Universal Smart Energy Framework
UVAP	Unità Virtuale Abilitata di Produzione
UVAC	Unità Virtuale Abilitata di Consumo
UVAM	Unità Virtuale Abilitata di Mista

EXECUTIVE SUMMARY

La diffusione dei sistemi aggregati di produzione e consumo rappresenta una grande opportunità per tutti i paesi che puntano ad uno sviluppo basato sui valori che abbracciano ambiente e società. Studiare i modelli per gestire i sistemi aggregati, le cui comunità energetiche ne riproducono l'espressione più diffusa, rappresentano sia un contributo rilevante alla decarbonizzazione del sistema energetico, sia una nuova opportunità di gestione delle reti elettriche con benefici concreti per i gestori delle reti a tutti i livelli.

Per la diffusione di modelli di produzione e consumo aggregati servono però dei 'facilitatori'. Il percorso da seguire suggerisce in maniera chiara ancora l'utilizzo della rete pubblica come elemento prioritario, da rendere però sempre più digitalizzata e intelligente (Smart-Grid). I distributori, quindi, possono sicuramente essere dei facilitatori adatti a supportare lo sviluppo delle comunità energetiche, in quanto proprio grazie all'attuale trasformazione della rete di distribuzione, si può abilitare la loro creazione.

Il presente rapporto tecnico ha analizzato in maniera approfondita quelli che sono i sistemi aggregati di produttori, produttori-consumatori e consumatori per la gestione di sistemi che vedono la partecipazione di ingenti quantità di accumulo distribuito, con lo scopo di individuarne i principali modelli di gestione proponendo delle soluzioni.

Partendo dall'analisi dello stato dell'arte sui possibili modelli che implementano la figura di aggregatore; in tali modelli vengono individuate una molteplicità di soggetti e di ruoli svolti, inusuali per l'esperienza nazionale italiana ma che tuttavia, danno importanti indicazioni sul livello di complessità delle possibili evoluzioni del mercato in questo scenario.

A tal proposito, viene effettuato un confronto tra i modelli di business *tradizionali* (senza di storage e generazione condivisa) e modelli di business *evoluti* (con sistemi di accumulo e generazione condivisa) che può essere tra lo stesso tipo di utenti o tra utenti di tipo diverso.

Presi in esame una serie di casi di studio di aggregazioni promosse da soggetti pubblici e/o privati, sono stati considerati per poter validare quanto affrontato negli aspetti teorici. Per quanto riguarda l'ambito pubblico, esperienze di comunità energetiche individuate sono quelle promosse nelle regioni Puglia e Piemonte, dove, sebbene il risparmio economico sia sempre un aspetto rilevante, rappresentano comunque esperienze riconducibili ad un approccio bottom-up con la finalità principale di tipo socio-ambientale.

Le esperienze del settore privato invece, ha individuato alcuni *case study* alcuni business model adottati da noti system integrator (si sono scelti ad esempio i casi di *Sonnen* ed *Evolvere*), con l'adozione di un approccio/business model tendenzialmente top-down dove il driver è principalmente di natura economico-finanziaria.

I modelli affrontati hanno individuato e descritto tre possibili percorsi: bottom-up, top-down ed ibrido. I sistemi energetici bottom-up sono guidati dalla comunità, quelli top-down sono guidati dalle imprese del settore energetico e dalle autorità locali. Il sistema ibrido prevede una partnership tra le autorità locali, le imprese e le comunità. In questo contesto, oltre all'importanza dell'impegno delle istituzioni e della figura dell'aggregatore, nell'approccio utilizzato, emerge l'importanza dell'interesse e di un totale coinvolgimento dei consumatori nei confronti delle comunità stesse.

Al fine di contestualizzare la ricerca, l'esplorazione del quadro normativo-regolante le comunità energetiche in Italia (affrontato nel dettaglio in D1.5), fino ad oggi ha mostrato delle criticità rappresentate dalla sostanziale mancanza di incentivazione per le aggregazioni di più tecnologie/utenti che ne hanno ostacolato la diffusione. Soltanto negli ultimi tempi in linea con i principi della REDII i contesti nazionali hanno riconosciuto l'importanza delle incentivazioni alla diffusione delle Comunità Energetiche

Sono state descritte le problematiche legate alla partecipazione attiva della domanda nelle operazioni di regolazione "real time" della rete di distribuzione e delle conseguenti misure necessarie all'adeguamento del sistema, nelle tecnologie e nei ruoli dei vari attori.

Il ruolo dei meccanismi di finanziamento nel settore energetico ha rappresentato un altro aspetto di interesse individuando interessanti soluzioni come quella del crowdfunding.

È stata condotta un'analisi delle architetture tecnologiche propedeutiche all'implementazione degli aggregatori, con l'obiettivo di evidenziare i costi connessi alle principali tecnologie incluse nelle diverse configurazioni topologiche dalle quali ricavare i dati utili ad una valutazione costi-benefici per l'aggregatore. Questo, ha permesso di inquadrare i fattori che determinano la dimensione degli investimenti realizzati dai membri della comunità e gli interessi che possono spingerli alla partecipazione.

Successivamente, sono state analizzate le nuove esigenze evolutive, di natura tecnologico-normativa, circa il sistema di distribuzione nell'ambito della transizione energetica in atto.

L'ultima sezione del documento è stata dedicata all'individuazione dei possibili elementi di costo e di ricavo per il trading dell'energia all'interno di una Comunità Energetica, in modo da poter definire un'analisi costi-benefici di dettaglio. L'analisi di costi e benefici ha dato un riscontro sulla dimensione di Comunità energetiche come quelle ipotizzata in ComESTo mettendo in luce la possibilità di progettare comunità energetiche di area vasta e tempi di recupero medio-lunghi a causa di importanti costi di investimento. Nell'analisi mostrata, è stata presa in considerazione anche uno scenario derivante dalla partecipazione al MSD per aggregatore e singolo utente nell'ipotesi di un futuro mercato che prevede la partecipazione ai servizi ancillari da parte delle piccole risorse distribuite mostrando come è possibile definire delle aree di 'convenienza' che determinano la convenienza (o meno) a partecipare al mercato dei servizi sulla base della suddivisione tra utenti aggregati e aggregatore degli introiti derivanti dai servizi offerti.

1. INTRODUZIONE AL CONTESTO

Le fonti di energia rinnovabili hanno assunto un'importanza sempre maggiore a livello globale e, con ogni probabilità, questo forte impulso aumenterà nel corso dei prossimi anni. Attualmente, la catena del valore dell'energia viene spesso definita come generazione, distribuzione, trasmissione e consumo [1]. Le forme di energia eolica e solare, che presentano la crescita più rapida, sono caratterizzate da una fornitura di tipo intermittente [2] ma al contempo il loro impatto sui sistemi elettrici è sempre più riconosciuto a livello internazionale [3]. Per poter ovviare al problema, una possibile soluzione è rappresentata dallo stoccaggio dell'energia, sia per soddisfare la domanda [4], sia per ridurre i costi [5].

L'approccio che emerge dall'attuale scenario di diffusione delle FER è di tipo *bottom-up* nella quale le RES in maniera distribuita vengono installate direttamente in prossimità del luogo di consumo da utenti finali collegati alla rete di distribuzione in bassa tensione. Il nuovo sistema energetico, pertanto, sarà sempre più caratterizzato da un crescente livello di decentralizzazione, con la necessità di integrare oltre alla generazione distribuita anche tutte le nuove risorse che utilizzano l'energia elettrica come vettore (trasporti, sistemi di produzione del calore) e i sistemi di accumulo di tipo diverso, sempre in forma distribuita, a supporto sia del singolo utente che del sistema elettrico nel suo complesso.

Un ulteriore vantaggio può essere ottenuto dalla combinazione dello stoccaggio dell'energia con la condivisione comunitaria della stessa. È dimostrato che lo storage condiviso potrebbe ridurre i costi rispetto allo storage individuale. Fares and Webber [6] hanno dimostrato che l'inefficienza dell'accumulo domestico di energia può portare a un aumento del consumo di elettricità e indirettamente all'aumento delle emissioni. Questo è in accordo con i risultati di Parra et al [7], che hanno calcolato che le possibili riduzioni del LCoS potrebbero arrivare al 29-44% passando da una famiglia a una comunità di 5 famiglie. Questo accoppiamento, tra i sistemi di energia rinnovabile condivisi e lo stoccaggio delle batterie, potrebbe diventare una delle influenze più dirompenti sull'impatto del settore elettrico, ma i governi e il settore energetico in generale sono scarsamente preparati

ad accogliere questo tipo di evoluzione [8]. Ad oggi, si hanno solo poche informazioni su come la condivisione tra utenti o applicazioni possa essere combinata con modelli di business e quali sono gli ostacoli da affrontare in questo settore.

Il lavoro di Müller and Welpel [9] indaga, ad esempio, gli ostacoli che i progetti pilota stanno affrontando sul mercato energetico e come la condivisione di energia rinnovabile tra utenti o applicazioni possa essere combinata ad un modello di business¹.

La proposta di valore di tutti questi progetti è quella di aumentare il consumo locale, o meglio l'autoconsumo locale, ovvero l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta dall'impianto nell'istante in cui viene prodotta.

Un ulteriore fattore comune tra i progetti è la principale fonte di finanziamento, la quale deriva dalle sovvenzioni - finanziamenti pubblici - di ricerca e sviluppo.

Appare ovvio che già nell'immediato il tradizionale modello di dispacciamento dovrà adattarsi all'evoluzione del mercato, intraprendendo un percorso verso modelli più adatti ad un sistema che vede sempre più risorse decentralizzate. Infatti, sulla base della realtà nazionale, l'attuale modello *Central-dispatching* potrebbe nell'immediato futuro non risultare più adeguato anche in termini di efficienza e sicurezza e spostarsi verso un modello di gestione *Self-dispatching* come già accaduto per la maggior parte del resto d'Europa.

1.1. Alcune considerazioni sui Prosumers domestici

Le categorie di utenze energetiche potenzialmente interessate a costituirsi parte di una comunità energetica sono molteplici. Gli utenti connessi sulla stessa rete di distribuzione, se necessario anche in maniera clusterizzata (gruppi di cittadini, enti privati o pubblici, altre PA e PMI) oggi possono attivarsi collettivamente per produrre e consumare energia tra loro, riducendo i costi energetici, favorendo la crescita economica sostenibile, accesso all'energia in maniera solidale a tutte le categorie di utenti, riducendo le emissioni inquinanti e i conseguenti impatti, oltre che ad ottenere benefici di carattere sociale ed economico.

In particolare, nella 'clusterizzazione' dei partecipanti, si possono individuare singole utenze in ambito residenziale ma anche condomini e complessi residenziali, mentre in ambito terziario ad esempio, centri commerciali/logistici/ospedalieri.

Le sostanziali differenze fra i progetti esistenti individuati riguardano l'interfaccia del cliente e le infrastrutture. Per quanto riguarda la segmentazione della clientela è possibile notare che alcuni progetti utilizzano la rete pubblica come canale per fornire la propria proposta di valore, seppur evidenziando importanti barriere normative. Inoltre, mirano alle famiglie che potenzialmente possono possedere degli impianti sui tetti dei propri immobili, e si fanno carico di sistemi di comunicazione ICT o di applicazioni, in modo da far gestire all'utente l'autoconsumo quando si trova lontano da casa. D'altra parte, ci sono progetti che mirano a sviluppi maggiormente compatti, ossia si rivolgono a gruppi integrati di utenza.

La differenza nei segmenti di clienti indirizzati si riflette anche nell'infrastruttura. I progetti di storage rivolti alle case unifamiliari con moduli fotovoltaici esistenti non gestiscono direttamente il fotovoltaico (di proprietà dell'utente). Viceversa, per l'altra categoria di progetti, è l'aggregatore che si fa carico anche della gestione dei sistemi di produzione di energia da fonte rinnovabile e sistemi di accumulo.

Lo studio propone, inoltre, una dettagliata valutazione degli ostacoli che i suddetti progetti hanno dovuto e devono affrontare. Innanzitutto, non emerge alcun ostacolo di tipo sociale, culturale e comportamentale. Gli impedimenti sostanziali derivano dalla mancanza di un quadro normativo adeguato all'uso della rete pubblica, che fa da deterrente per l'adozione dei modelli condivisi, e dai costi della batteria, che incrinano la possibilità

¹ In particolare, è stato condotto uno studio cross-case basato su interviste ad esperti ed analisi dei documenti, che ha coinvolto otto progetti pilota distribuiti tra Germania ed Australia occidentale. I progetti scelti, che hanno in comune lo stoccaggio di energia da fonti rinnovabili per una comunità di utenti, sono i seguenti: The Alkimos Beach Trial, Am Umstädter Bruch, Epplas, Living Lab Walldorf, Smart Community Speyer, Strombank, White Gum Valley, Quartierspeicher Weinsberg.

di ottenere un modello di business redditizio.

In conclusione, lo studio propone due principali modelli. Il primo prevede la condivisione di energia elettrica tra case unifamiliari sfruttando la rete pubblica (*Figura 1*), il secondo si basa sulla condivisione di energia tra una rete di utenti, ognuno dei quali costituisce un nodo che può vendere o acquistare energia (*Figura 2*).

Tabella 1 - Possibili modelli di business.

	CONDIVISIONE DI ENERGIA ELETTRICA TRA CASE UNIFAMILIARI SFRUTTANDO LA RETE PUBBLICA	CONDIVISIONE ALL'INTERNO DI UNA MICRO-GRID (CON UNITÀ DI CONTROLLO CENTRALE E DIGITAL METER)
VALUE PROPOSITIONS	Incremento dell'autoconsumo	Generazione di potenza, incremento dell'autoconsumo
CUSTOMER SEGMENTS	Prosumers nelle vicinanze	Acquirenti o affittuari di una proprietà in un complesso residenziale
CUSTOMER CHANNELS	Elettricità fornita attraverso la rete pubblica, informazioni sull'energia tramite app	Elettricità fornita attraverso microgrid, informazioni sull'energia tramite app
CUSTOMER RELATIONSHIPS	Sul posto e digitalmente	Sul posto e digitalmente
KEY RESOURCES	Sistema di accumulo nelle batterie, smart meter	Tecnologie delle energie rinnovabili, microgrid e sistema di stoccaggio, di proprietà dell'amministratore del complesso residenziale o di una cooperativa
KEY ACTIVITIES	Stoccaggio di energia rinnovabile prodotta dalle famiglie	Stoccaggio di energia, generazione e consegna di elettricità e, eventualmente, di calore.
KEY PARTNERSHIPS	Con i DNO (Distribution Network Operator) per l'uso della rete pubblica	Con il promotore e l'amministrazione del complesso residenziale per l'installazione e il funzionamento del modello
REVENUE STREAMS	Affitto di una frazione dell'accumulo di energia per un canone mensile/annuale, e potenzialmente attraverso la fornitura di servizi di bilanciamento	Vendita di energia elettrica (e potenzialmente di calore) alle famiglie.
COST STRUCTURE	CAPEX e OPEX per il sistema di stoccaggio, tasse e imposte per l'utilizzo della rete	CAPEX e OPEX per il sistema di stoccaggio, micro grid, tasse e imposte ridotte o nulle

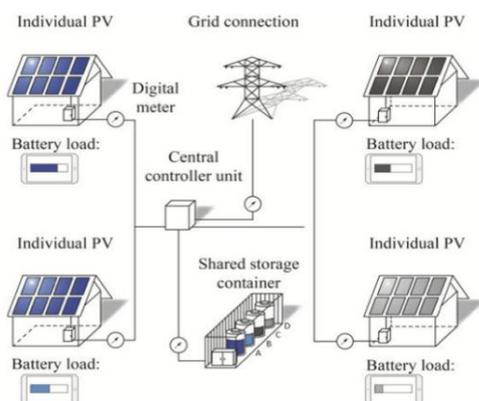


Figura 1. Condivisione di energia elettrica tra unità unifamiliari sfruttando la rete pubblica.

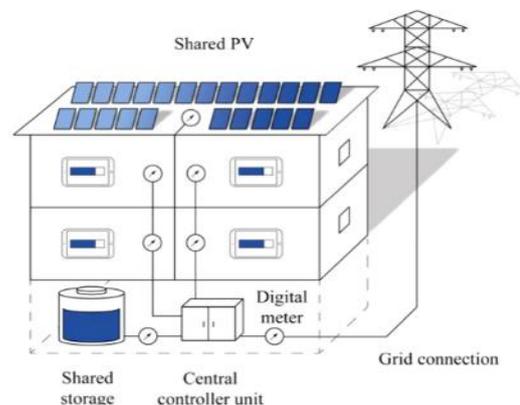


Figura 2. Condivisione di energia all'interno di una micro-grid (con unità di controllo centrale e digital meter).

Il primo modello presenta barriere significative dovute all'uso della rete pubblica, il quale comporta oneri non solo economici ma anche burocratici. Finché i responsabili politici non apporteranno cambiamenti sostanziali per i moduli abitativi, rimuovendo oneri fiscali e promuovendo un quadro normativo, il sistema di accumulo di

energia condivisa rimarrà una pratica di nicchia. Una maggiore flessibilità e minori costi tecnologici contribuirebbero certamente alla diffusione dei sistemi di stoccaggio dell'energia elettrica [10]. I progetti che impiegano la rete pubblica simulano, anziché implementare completamente, nuovi modelli di business.

2. MODELLI GESTIONALI ED ATTORI PER L'IMPLEMENTAZIONE DEGLI AGGREGATORI

Partendo dalla considerazione che (1) nel momento in cui si diminuisce la taglia dei soggetti che possono offrire flessibilità, nasce l'esigenza di aggregare tali risorse e che (2) così come ciascun cliente finale può scegliere il proprio fornitore di energia elettrica, così i soggetti che vorranno offrire la propria flessibilità potranno in generale scegliere il proprio aggregatore, l'operatore commerciale che ha in capo la responsabilità di rispettare il programma di immissione, o prelievo, del proprio portafoglio clienti (BRP conosciuto anche come UdD nella nomenclatura italiana), potrà avere nel proprio portafoglio alcuni clienti che offrono flessibilità agli aggregatori (BSP - Balancing Service Provider) per il mercato dei servizi di dispacciamento.

In estrema sintesi, la potenziale non coincidenza tra questi due soggetti di mercato (il BSP fornisce servizi di dispacciamento a Terna, mentre il BRP, responsabile del pagamento dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo) rende necessario stabilire degli schemi di interazione. Inoltre, nel caso più generale vi possono essere ulteriori livelli intermedi di aggregazione tra la risorsa di flessibilità e l'operatore che offre tale flessibilità sul mercato.

A complicare ulteriormente il quadro, occorre sottolineare come vi possa essere, infine, un soggetto tecnologico terzo che si occupa di realizzare e mantenere l'infrastruttura su cui si appoggia l'aggregatore per realizzare il proprio business.

La classificazione introdotta da USEF [11]-[12] mostra i possibili modelli per l'implementazione della figura dell'aggregatore, alcuni dei quali già utilizzati nel contesto europeo. Tali modelli vedono una molteplicità di soggetti e di ruoli svolti inusuale per l'esperienza italiana: essi, tuttavia, risultano di interesse al fine di dare conto del livello di complessità a cui ci si può spingere e di dare indicazioni su come tale mercato potrebbe evolvere.

I soggetti coinvolti in tali modelli sono di seguito elencati:

- **Prosumer:** utente finale (residenziale, commerciale o industriale) in grado di consumare e/o produrre energia, dotato di un sistema di controllo che rende possibile attuare una variazione delle immissioni e/o dei prelievi in risposta alla richiesta di un Aggregatore.
- **Aggregatore:** soggetto in grado di aggregare e attivare risorse di flessibilità fornite da Prosumer, al fine di fornire servizi di flessibilità, in generale, a un Fornitore, a un Balance Responsible Party (BRP), a un DSO oppure a un TSO, in quest'ultimo caso attraverso un Balancing Service Provider (BSP).
- **Fornitore (SUP):** soggetto responsabile della vendita/acquisto ai/dai Prosumer dell'energia da essi consumata/prodotta. Nel caso più semplice, ad es. in Italia, il Fornitore è anche responsabile degli sbilanciamenti (BRP) del proprio portafoglio di Prosumer.
- **Balance Responsible Party (BRP):** soggetto responsabile di bilanciare attivamente generazione e consumo di un portafoglio che può comprendere Produttori, Fornitori, Aggregatori e Prosumer. Questo modello di BRP è tipico dei sistemi elettrici basati sul "self-dispatching", diffuso nella maggioranza dei paesi europei, a differenza del sistema italiano, basato sul "central dispatching". Nel primo caso è il BRP a definire il dispacciamento delle unità facenti parte del suo portafoglio, al fine di mantenerlo bilanciato, mentre nel secondo caso è il TSO a definire il dispacciamento delle varie unità, svolgendo un cosiddetto Integrated Scheduling Process (in Italia svolto da TERNA nell'ambito di MSD). Nel caso in un Imbalance Settlement Period (ISP) (periodo temporale nel quale vengono calcolati gli sbilanciamenti, tipicamente della durata di 15 minuti o 1 ora) fornitura e consumo di energia del proprio portafoglio non si

compensino, il BRP è soggetto al pagamento di oneri di sbilanciamento. Gli oneri possono anche essere negativi, ossia costituire proventi, nel caso in cui lo sbilanciamento del BRP sia nel verso opposto a quello del sistema.

- *BRP del Fornitore (BRP_{sup})*: nel caso più generale, il Fornitore delega ad un BRP (detto BRP_{sup}) la responsabilità del bilanciamento del proprio portafoglio di Prosumer.
- *BRP dell'Aggregatore (BRP_{agr})*: nel caso più generale, l'Aggregatore delega ad un BRP (detto BRP_{agr}) la responsabilità degli sbilanciamenti derivanti dall'attivazione delle risorse di flessibilità: l'attivazione, infatti, determina uno sbilanciamento nel portafoglio del BRP_{sup} che deve essere corretto mediante un "trasferimento di energia" (detto anche "correzione del perimetro" del BRP_{sup}) tra il BRP_{agr} e il BRP_{sup}.
- **Balancing Service Provider (BSP)**: soggetto responsabile della fornitura di servizi di bilanciamento al TSO, derivanti dall'attivazione di risorse di flessibilità da parte di un Aggregatore. Ogni offerta di servizi di bilanciamento presentata da un BSP al TSO è assegnata ad uno o più BRP.
- **Meter Data Company (MDC)**: soggetto responsabile dell'acquisizione e della validazione dei dati di misura dell'energia, necessari per il saldo delle transazioni relative sia all'energia da fornire a programma che alla flessibilità attivata. In molti paesi, tra cui l'Italia, questo ruolo è svolto dal DSO.
- **Allocation Responsible Party (ARP)**: soggetto responsabile della comunicazione dei dati di produzione e consumo per ciascun Imbalance Settlement Period (ISP), sia a livello di singolo Prosumer che a livello di aggregato, necessari per il saldo delle transazioni sia di energia che di flessibilità.

Tali attori possono essere organizzati secondo diversi modelli, di seguito sintetizzati:

- ❖ **Modello Integrato**: In questo modello, la figura del Fornitore (BRP) e quell'Aggregatore (BSP) coincidono.
- ❖ **Modello Broker**: L'Aggregatore trasferisce direttamente al BRP_{sup} la responsabilità per gli sbilanciamenti determinati dall'attivazione della flessibilità. La compensazione degli sbilanciamenti causati dall'attivazione della flessibilità e della mancata energia fornita ai Prosumer è regolata mediante uno specifico contratto stipulato tra Aggregatore e BRP_{sup}.
- ❖ **Modello Contrattuale**: L'Aggregatore ha un contratto con il BRP_{agr}, a cui delega la responsabilità degli sbilanciamenti derivanti dall'attivazione delle risorse di flessibilità, nonché un contratto con il Fornitore relativo al "trasferimento di energia" da quest'ultimo non fornita ai Prosumer rispetto a quanto programmato. Il BRP_{agr} ed il BRP_{sup} hanno, a loro volta, un contratto per la "correzione del perimetro" del BRP_{sup}. L'Aggregatore o il BRP_{agr} hanno un contratto con il BSP, relativo alla fornitura di risorse di flessibilità. Il modello "Contrattuale" è utilizzato ad esempio in Austria, Germania, Francia e Finlandia.
- ❖ **Modello Non Corretto**: Lo sbilanciamento del BRP_{sup}, conseguente all'attivazione delle risorse di flessibilità dei Prosumer da parte dell'Aggregatore, viene gestito attraverso la normale regolazione degli sbilanciamenti. Trattandosi di uno sbilanciamento che "aiuta" il sistema a ribilanciarsi, gli oneri di sbilanciamento sostenuti dal BRP_{sup} costituiranno per esso una remunerazione. Questo modello è utilizzato ad esempio in Gran Bretagna, Belgio e Irlanda.
- ❖ **Modello Corretto**: Il BRP_{agr}, questo modello, mantiene la responsabilità degli sbilanciamenti corrispondenti alla flessibilità attivata (differenza tra consumo reale dei Prosumer e baseline). Tuttavia, le misure dei prelievi dei Prosumer vengono convenzionalmente "corrette" dalla MDC, depurandole dell'ammontare della flessibilità attivata (ossia riportandole al valore di baseline), annullando così lo sbilanciamento del BRP_{sup} e consentendo al Fornitore di fatturare quanto programmato. Di conseguenza, il "trasferimento di energia" coinvolge direttamente i Prosumer, che vengono compensati dall'Aggregatore per la quantità di energia che è stata loro fatturata dal Fornitore, ma che in realtà non

è stata consumata. Il modello “Corretto” è utilizzato ad esempio in Belgio, Francia e Germania.

- ❖ **Modello Saldo Centralizzato:** il BRP_{agr} mantiene la responsabilità degli sbilanciamenti corrispondenti alla flessibilità attivata. La “correzione dei perimetri” del BRP_{sup} e del BRP_{agr} e la compensazione al Fornitore per l’energia da quest’ultimo non fornita ai Prosumer rispetto a quanto programmato sono realizzate dall’entità centrale denominata Allocation Responsible Party (ARP).
- ❖ **Modello Beneficio Netto:** questo modello è simile al modello “Saldo Centralizzato”, la differenza consiste nel fatto che il costo della “correzione del perimetro” del BRP_{sup} non è posto a carico dell’Aggregatore, ma è socializzato. La socializzazione del costo può essere limitata a situazioni in cui l’attivazione della flessibilità porta a risparmi di energia. Questo modello è utilizzato negli Stati Uniti.

Dagli studi condotti la configurazione che appare di più immediata applicazione - in particolare nel caso di piccoli consumatori e produttori - è il modello integrato, in cui BRP e BSP coincidono e si configurano come aggregato di natura pubblica o privata

3. ARCHITETTURE TECNOLOGICHE PER L'IMPLEMENTAZIONE DEGLI AGGREGATORI

Prima di procedere ad un approfondimento delle possibili configurazioni di modelli organizzativi e gestionali degli aggregatori, si è proceduto ad una analisi preliminare delle architetture tecnologiche propedeutiche all’implementazione degli aggregatori.

L’analisi, in particolare, è stata condotta con l’obiettivo di evidenziare i costi connessi alle principali tecnologie incluse nelle diverse configurazioni topologiche a partire da cui ricavare i dati propedeutici alla valutazione costi-benefici per l’aggregatore. A tal fine, volendo considerare la struttura di aggregazione più completa possibile, ovvero integrante unità di generazione, accumulo e carico, si è fatto riferimento alla più generale delle configurazioni virtuali attualmente ammesse al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) ovvero all’UVAM, Unità Virtuale Abilitata Mista.

La predisposizione di una UVAM richiede l’integrazione di 4 elementi fondamentali:

- 1) Unità Periferica di Monitoraggio (UPM);
- 2) Concentratore;
- 3) Comunicazione tra UPM e Concentratore;
- 4) Comunicazione tra Concentratore e Sistemi Terna.

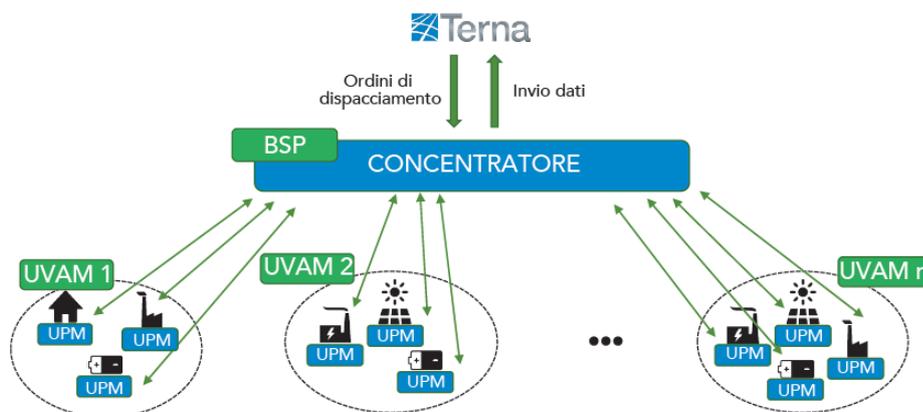


Figura 3. Schema tipico di funzionamento di una UVAM [13]

3.1. Le Unità periferiche di Monitoraggio

L'Unità Periferica di Monitoraggio (UPM), dispositivo di cui ciascuno dei punti associati ad una UVAM deve essere dotato, svolge la funzione di rilevare ed inviare in tempo reale ad un centro remoto le misure di impianto (quindi di produzione e/o di consumo). Le UPM tipicamente acquisiscono le misure di potenza da sorgenti di tipo impulsivo e da corrente 0-20 mA con risoluzione 12 Bit che devono essere installate sul campo. Al fine di assicurare l'affidabilità e la qualità della misura/stima dell'UVAM, al BSP (BalancingService Provider) è richiesto di utilizzare UPM in grado di rilevare le misure con accuratezza e secondo la frequenza definita dal regolamento UVAM, definita in funzione della potenza del singolo punto di prelievo o di immissione. Essa è pari a 60 secondi per potenze inferiori a 1MW ed a 4 secondi per potenze superiori.

Ad oggi, sul mercato esistono due tipologie di UPM, quelle "base" e quelle di tipo "avanzato". Le prime leggono gli impulsi dello strumento di misura installato presso l'unità (contatore GME, PLC, RTU, etc.), ma non effettuano l'attuazione degli ordini di dispacciamento. Le UPM di tipo avanzato invece possono essere collegate agli hardware di campo (per esempio PLC di controllo) e possono anche attuare gli ordini di dispacciamento di Terna. Nel momento in cui viene ricevuto l'ordine di dispacciamento (file tipo BDE), questo deve essere effettuato entro 15 o 120 minuti, a seconda del servizio di regolazione in oggetto: tale operazione può essere fatta o manualmente dall'esercente dell'impianto, oppure in modo automatico.

L'attivazione manuale risulta l'opzione utilizzata nella quasi totalità dei casi sia perché essa non richiede di effettuare investimenti ad hoc per rendere automatizzata tale funzione, sia perché il tempo concesso per l'attuazione, pari ad almeno 15 minuti, risulta essere sufficiente per svolgere la regolazione manuale dell'impianto. Inoltre, sussiste, in generale, una certa «diffidenza» da parte del proprietario dell'impianto nel lasciare al BSP il controllo da remoto del proprio impianto, specialmente se si tratta di unità di consumo al fine di evitare impatti imprevisti sull'attività produttiva.

Nel caso in cui vi siano più carichi modulabili sottesi allo stesso POD, sarebbe opportuno utilizzare un'architettura tecnologica che consenta di attuare opportune strategie di allocazione dell'ordine di dispacciamento tra i diversi carichi, in funzione delle situazioni contingenti.

Dal punto di vista economico, il costo d'acquisto della UPM nella sua versione «base» si attesta nell'ordine dei 1.000 €/UPM, mentre la versione «avanzata» può raggiungere un costo di 5.000 - 10.000 €/UPM. Ciascun POD (Point-of-Delivery, ossia il contatore) deve essere dotato di UPM per essere aggregato all'UVAM. Il costo delle UPM (tipicamente sostenuto dall'aggregatore, che ne offre il "comodato d'uso" al cliente) non è proporzionale alla taglia complessiva e alla capacità di modulazione delle unità sottese al POD. È evidente, quindi, che questo costo fisso ha un impatto rilevante per le unità di piccola taglia (es. clienti residenziali e piccole utenze industriali) e rappresenta una significativa barriera all'aggregazione; una diminuzione del prezzo delle UPM diviene elemento fondamentale per facilitare l'ingresso nel mercato anche da parte delle unità di taglia inferiore. In tal senso, diversi operatori stanno lavorando allo sviluppo di soluzioni tecnologiche che permettano di aggregare i clienti residenziali attraverso aggregazione mediante dispositivi alternativi alle UPM che consentano il collegamento ad una piattaforma cloud. In particolare, i clienti prosumer, in possesso di impianti di generazione di taglia tipicamente residenziale e sistema di accumulo, potranno collegarsi, mediante un dispositivo assimilabile ad un controller collegato agli inverter del sistema di accumulo elettrico, ad una piattaforma cloud. La connessione dati potrà avvenire sfruttando il Wi-Fi dell'utente o un modem 3G presente all'interno del dispositivo stesso. Il minore costo di investimento di questo tipo di infrastruttura rappresenta un notevole vantaggio rispetto alle UPM (che risultano convenienti per impianti di taglia maggiore), soprattutto in considerazione della necessità di aggregare un gran numero di POD di taglia residenziale per raggiungere la soglia minima di 1 MW per la partecipazione ai progetti pilota UVAM. L'infrastruttura alternativa all'UPM, appena descritta, consente la partecipazione delle aggregazioni non solo ai progetti UVAM ma anche a mercati

diversi da quello di dispacciamento, quali ad esempio il mercato delle capacità di potenza. In tale mercato, Terna si approvvigiona di capacità attraverso contratti di lungo termine aggiudicati con aste competitive. Alle aggregazioni che partecipano al mercato delle capacità di potenza, denominate UCMC (unità di consumo per il mercato della capacità), viene richiesto di definire un punto di controllo fisico presidiato con continuità che sia in grado di ricevere e rendere attuabili gli ordini di bilanciamento ricevuti da Terna. Pertanto, così come a tutti i POD delle UVAM, anche ai punti delle UCMC è richiesto di installare un dispositivo denominato UPMDC (Unità Periferica di Monitoraggio e Distacco Carico), analogo all'UPM, che dovrà essere in grado di:

- rilevare e inviare una misura analogica con cadenza pari a 60 secondi;
- ricevere ed attuare il comando di «azzeramento del carico»;
- ricevere il comando di «ripristino del servizio»;
- ricevere ed attuare gli ordini di bilanciamento.

La UPMDC deve essere connessa ai sistemi Terna e comunicare tramite protocollo IEC 870-1-104. A tal fine, esiste la possibilità di comunicazione diretta tra UPMDC e Terna oppure di comunicazione attraverso l'utilizzo di un concentratore, che provveda all'invio delle misure analogiche aggregate, nonché di tutte le misure elementari che concorrono all'aggregazione. Il concentratore dovrà, inoltre, smistare il comando di «azzeramento del carico» e l'ordine di bilanciamento tra gli impianti di pertinenza.

3.2. Il Concentratore

TERNA, per lo svolgimento delle funzioni di supervisione e controllo in tempo reale della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), si avvale di un Sistema di Controllo che:

1. consente l'acquisizione in tempo reale dei dati e delle informazioni degli impianti il cui esercizio ha influenza sul funzionamento della Rete di Trasmissione Nazionale;
2. invia i segnali relativi alla Regolazione Secondaria alle Unità di Produzione abilitate al MSD.

Il sistema di scambio dati risponde alle prescrizioni dell'Allegato 13 al Codice di rete, la cui applicazione garantisce un adeguato livello di disponibilità e continuità dei flussi dati, indispensabile per poter esercire in sicurezza la RTN garantendo la corretta ricezione del segnale di livello della Regolazione Secondaria da parte delle Unità di Produzione. TERNA utilizza la stessa modalità di scambio, per inviare anche i messaggi relativi agli ordini di dispacciamento generati dal proprio Sistema Comandi (BDE)

Il concentratore è sostanzialmente un server collegato attraverso una rete dati sia con le varie UPM sia con il Sistema di Controllo Terna. A quest'ultimo invia ogni 4 secondi i dati relativi a ciascuna UVAM (i quali risultano dall'aggregazione dei dati delle UPM presenti in ciascuna unità) e da questi riceve gli ordini di dispacciamento attraverso la modalità «file transfer» prevista dal protocollo IEC 870-1-104 (utilizzato anche per l'invio dei dati).

In particolare, i dati che il concentratore trasmette ai Sistemi Terna sono:

- potenza complessivamente immessa/prelevata nei punti di immissione/prelievo in essa inclusi, pari alla somma delle misure elementari rilevate dalle UPM dei punti di immissione/prelievo, laddove tutte disponibili con la cadenza suddetta (4 secondi);
- stima della potenza complessivamente immessa/prelevata nei punti associati all'UVAM, laddove anche solo per un punto non sia disponibile la misura ogni 4 secondi.

Nel caso in cui l'UVAM sia composta da un unico POD, la comunicazione verso Terna può essere gestita tramite l'UPM, purché conforme a tutte le prescrizioni previste per il concentratore.

Dal punto di vista economico, il concentratore possiede un costo che si attesta intorno ai 2.000 – 3.000€.

Sia dal punto di vista dell'aggregatore che dal punto di vista del fornitore tecnologico, il concentratore non viene

identificato come un elemento «critico» all'interno dell'infrastruttura tecnologica per la creazione di una UVAM, in quanto non esistono sostanziali differenze nell'offerta di tale dispositivo.

3.3. Comunicazione tra UPM e Concentratore

Il Regolamento UVAM non fornisce indicazioni circa l'infrastruttura tecnologica che il BSP deve predisporre per raccogliere i dati dal campo. Il BSP può, quindi, scegliere la soluzione che più adeguata alla specifica situazione, purché siano garantiti affidabilità, sicurezza, prestazioni ed integrità del dato trasmesso dalle UPM al concentratore.

Per il BSP potrebbe essere utile dotarsi di un software avente le seguenti caratteristiche:

- Configurazione del sistema, delle periferiche UPM, e delle Unità virtuali (UVA)
- Supervisione del sistema tramite sinottici, grafici e registro eventi.
- Monitoraggio dove è possibile visualizzare la misura aggregata delle UPM e le singole misure e gli eventi di sistema che permettono di evidenziare le richieste di riduzione/immissione e la loro corretta attuazione.
- Analisi storica degli eventi di riduzione in forma grafica, utili ad identificare prontamente eventuali anomalie.

Il protocollo di comunicazione utilizzato tra campo e concentratore può variare in base ai dispositivi presenti sul campo; gateway intermedi possono, raccolti di dati provenienti da una o più UPM, tradurre i protocolli in ingresso e restituire i protocolli in uscita (nella maggior parte dei casi MQTT o 104) da trasmettere al concentratore.

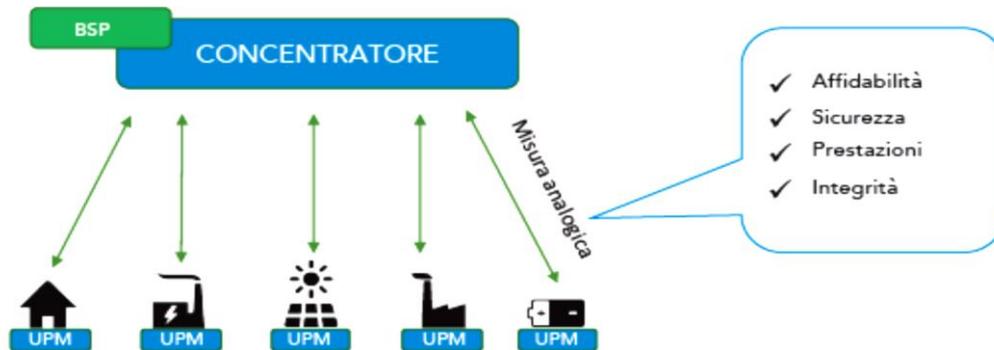


Figura 4. Schema collegamento UPM - Concentratore

Il costo di connessione tra il livello di campo (identificato nelle UPM) ed il concentratore varia in base al fornitore tecnologico che si sceglie di utilizzare. Il soggetto fornitore, una compagnia di telecomunicazioni, fornisce le schede da inserire all'interno della UPM e funge da provider per la rete di connessione. Il costo di connessione, nel suo complesso, si aggira sui 200 €/punto/anno.

3.4. Comunicazione tra Concentratore e Sistemi Terna

La comunicazione tra aggregazione (es. UVAM) ed il Sistema di Controllo TERNA è regolata da specifiche riportate dal "Codice di Rete" di TERNA [14] che riporta "TERNA realizza la supervisione e il controllo della rete rilevante mediante l'acquisizione di tutte le informazioni necessarie allo svolgimento di tale funzione e la loro integrazione nel proprio sistema di controllo e conduzione, articolato su più centri tra loro interconnessi attraverso una rete dati dedicata. Per perseguire tale obiettivo TERNA ha realizzato, nel rispetto dei vincoli tecnologici dei propri sistemi, una soluzione razionale, standardizzata e diffondibile a tutti i Titolari che abbiano impianti il cui esercizio ha influenza sul funzionamento della rete rilevante, affinché gli stessi possano fornire i

flussi informativi necessari alla gestione unitaria del sistema elettrico.”

Tale rete è distribuita per coprire l'intero territorio nazionale e comprende diversi Punti di Accesso (PA) localizzati nelle seguenti Sedi Territoriali: Pero (MI), Torino, Venezia, Napoli, Roma, Palermo e Cagliari.

Ciascun PA alla rete di comunicazione di TERNA è predisposto per la connessione con altre reti ed è dotato di opportuni sistemi di sicurezza per il controllo degli accessi, sistema di controllo centralizzato, sistema firewall di protezione. Al fine di assicurare la necessaria ridondanza di sistemi, canali e punti di accesso, le UVAM devono connettersi alla rete di comunicazione di TERNA in almeno due PA. L'architettura e le prestazioni del sistema di interconnessione devono garantire quanto previsto in termini di tempi di trasferimento di misure, eventi spontanei e set point di regolazione. Il Concentratore deve comunicare a Terna i riferimenti del proprio punto di contatto per la risoluzione di anomalie o irregolarità relative al sistema di acquisizione dati.

Inoltre, la comunicazione tra UVAM ed il Sistema di Controllo TERNA deve prevedere che le due interconnessioni previste siano realizzate da due provider distinti con diversificazione di percorso sull'intera tratta e che il circuito non sia in alcun modo esposto su Internet ed afferisca ad una rete privata tra PA Terna ed il Titolare. Le tipologie di collegamento ammesse sono: collegamento in tecnologia CDN (Circuito Diretto Numerico), collegamento in tecnologia Frame Relay, collegamento in tecnologia Ethernet su architettura di rete MPLS o SDH (aggiunte di recente). I vantaggi di queste ultime connessioni (MPLS e SDH) rispetto a CDN e Frame Relay consistono in:

- Maggiore reperibilità della tecnologia
- Maggiore velocità di trasmissione
- Semplicità di gestione dell'infrastruttura informatica
- Possibilità di raggiungere siti in tutto il territorio Nazionale
- Costi inferiori
- Tempi minori di messa in esercizio
- Semplicità della manutenzione

Risultando la comunicazione tra il Concentratore e Terna regolata dal Codice di Rete, l'aggregatore non ha possibilità di scegliere tecnologie diverse da quelle riportate dalla regolazione sul tema. Alle tecnologie ammesse inizialmente (connessione CDN e Frame Relay), sono state aggiunte la connessione MPLS e la connessione SDH più vantaggiose per prestazioni e competitività economica. **Il costo delle connessioni MPLS e SDH, infatti, si attesta intorno ai 12.000 €/anno** pari a circa la metà delle connessioni CDN e Frame Relay. Anche in questo caso, come nella comunicazione tra campo e Concentratore, il fornitore della connessione è rappresentato da una compagnia di telecomunicazioni.

Una componente aggiuntiva di costo è rappresentata dai due router che sono previsti da Regolamento e hanno un costo complessivo stimabile nell'ordine dei 6.000 €.

Dal momento che gli aggregatori non hanno libertà di scelta sul modo in cui stabilire la comunicazione con Terna, ma si devono attenere a quanto prescritto dal Codice di Rete, le ulteriori evoluzioni tecnologiche devono necessariamente provenire da disposizioni Terna. Una possibile evoluzione potrebbe risiedere nella sostituzione della connessione fisica con una virtuale basata su protocolli di comunicazione che sono in grado di garantire un livello di sicurezza sempre maggiore.

4. IL RUOLO DEL DSO NEL NUOVO PARADIGMA DEL SISTEMA ELETTRICO

4.1. Premessa

Negli ultimi anni, grazie ad una crescente sensibilità in merito alle problematiche ambientali e ai forti incentivi alle fonti di energia rinnovabile, lo scenario del sistema elettrico italiano ha visto una crescita esponenziale della generazione distribuita da fonte rinnovabile. Nell'immediato futuro, grazie a una forte riduzione dei costi e alle caratteristiche tecnologiche innovative, la produzione da fonti rinnovabili, in particolare non programmabili, subirà un'ulteriore accelerazione, anche nell'ottica di assicurare il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione dei consumi al 2030 assunti in ambito comunitario. Pertanto, il nuovo sistema energetico è, e sarà sempre più, caratterizzato da un crescente livello di decentralizzazione, con la necessità di integrare oltre alla generazione distribuita anche tutte le nuove risorse che utilizzano l'energia elettrica come vettore (trasporti, sistemi di produzione del calore) e i sistemi di accumulo distribuito. Per tali ragioni, il sistema elettrico avrà sempre maggiori esigenze di risorse in grado di fornire servizi di regolazione e bilanciamento. L'aumento della flessibilità del sistema dovrà quindi passare inevitabilmente dal miglior coinvolgimento della generazione distribuita e rinnovabile non programmabile al mercato dei servizi, dallo sviluppo di nuovi sistemi di accumulo distribuito e dall'aggregazione e la gestione della domanda.

Appare ovvio che già nell'immediato il modello di dispacciamento dovrà adattarsi e assecondare l'evoluzione del mercato, intraprendendo un percorso verso modelli più adatti a un sistema che vede sempre più risorse decentralizzate. Infatti, sulla base della realtà nazionale l'attuale modello *central-dispatch* potrebbe nell'immediato futuro non risultare adeguato anche in termini di efficienza e sicurezza. Infatti, in un contesto di crescente partecipazione attiva e di conseguente maggiore responsabilizzazione delle risorse distribuite, il ruolo del DSO dovrà inevitabilmente evolvere da mero "facilitatore" del dispacciamento delle risorse connesse alle proprie reti, attraverso l'upgrade dei modelli di cooperazione con il TSO, verso un ruolo più attivo che preveda la possibilità per il DSO di avvalersi di servizi di flessibilità a livello locale, oltre che di stabilire – in cooperazione con gli operatori di mercato e il TSO – i requisiti tecnici che le risorse dovranno rispettare per partecipare ai mercati dei servizi di rete, e di validare (ex-ante e near real-time) i servizi offerti. In altre parole, per garantire la gestione efficiente ed in sicurezza della rete di distribuzione, la crescente quota di risorse distribuite e l'evoluzione del funzionamento del mercato dei servizi di dispacciamento rendono necessario che il DSO, nel suo nuovo ruolo, si avvalga dei servizi offerti dalle risorse distribuite ai fini della risoluzione di problematiche di tensione nonché di congestioni di rete a livello locale, con l'obiettivo di una gestione ottimale real-time dei flussi di energia in funzione dello stato effettivo della rete e della disponibilità delle risorse distribuite stesse, massimizzandone i benefici per il sistema Paese.

Pertanto, l'assetto dei ruoli dovrà necessariamente evolvere prevedendo per il DSO e il TSO responsabilità e leve per la gestione sicura ed efficiente del sistema elettrico ciascuno sulle reti di rispettiva competenza, abilitando un sistema elettrico efficiente, economico e sostenibile.

4.2. Le nuove esigenze del sistema di distribuzione nella transizione energetica

Tradizionalmente lo sviluppo della rete di distribuzione è stato pensato per soddisfare le richieste di connessione di un'utenza prevalentemente passiva. Conseguentemente il dimensionamento delle reti ha seguito un approccio di tipo *'fit and forget'*, dove un certo grado di ridondanza, calcolato tenendo in considerazione le evoluzioni previste del fabbisogno energetico di una data area servita, ha assicurato un'adeguata capacità di soddisfare i picchi di domanda anche a fronte di situazioni di contingenza (condizione N-1). Gli scenari evolutivi del sistema elettrico sopra discussi prevedono un forte incremento sia dell'utenza attiva (producer, prosumer) che della domanda, il che introduce inevitabilmente nuove esigenze di sviluppo ed

esercizio della rete. Le problematiche tecniche indotte sulla rete dalla presenza di impianti di produzione a fonte rinnovabile sono essenzialmente legate all’aleatorietà e all’intermittenza della producibilità. Dal punto di vista della domanda, l’elettrificazione dei consumi comporterà l’introduzione di nuove tipologie di utenza, come ad esempio le stazioni di ricarica dei veicoli elettrici, il cui funzionamento potrebbe provocare dei picchi locali di prelievo di potenza di considerevole entità. Un funzionamento non adeguatamente controllato di tali risorse potrebbe portare all’insorgere di fenomeni perturbativi sulla rete – variazioni lente/rapide di tensione, flicker, squilibri della tensione, buchi di tensione, congestioni – di diversa entità a seconda della taglia dell’impianto e della configurazione della rete al punto di connessione. Tali fenomeni rischiano di fare allontanare il punto di funzionamento della rete dalle condizioni ottimali. Le difficoltà di gestione di una simile domanda aumentano in considerazione del carattere fortemente distribuito di questa, sia territorialmente che ai vari livelli di tensione.

4.2.1. La domanda attiva e gli aggregati

Per quanto detto, al fine di garantire un adeguato livello di affidabilità e sicurezza del servizio di distribuzione limitando la realizzazione di nuovi impianti, onerosa sia a livello economico che ambientale, è indispensabile promuovere un approccio di sviluppo della rete sostenibile, caratterizzato da una evoluzione che sia più di tipo tecnologico-gestionale che infrastrutturale. Per tali scopi è necessario innanzitutto coinvolgere la domanda in maniera più attiva. È importante che tutte le risorse energetiche del singolo cliente vengano coordinate ottimizzando il profilo di scambio con la rete. In tal senso la tecnologia abilitante è rappresentata dalla nanogrid, la piattaforma che offre la possibilità di una gestione ottimale delle risorse energetiche che diventano quindi una risorsa di flessibilità. Una gestione *Smart* degli scambi di potenza con la rete deve perseguire l’obiettivo di apportare benefici sia al cliente che all’operatore di sistema, seguendo l’approccio di:

- massimizzare l’autoconsumo riducendo la quota di energia da acquistare dai supplier (facendo risparmiare il cliente sulla bolletta), minimizzando corrispondentemente la quota di potenza immessa/prelevata dalla rete (riducendo la potenza circolante in questa e quindi le perdite);
- individuare possibili risorse da offrire come servizi di regolazione all’operatore di sistema.

Aspetto importantissimo del coinvolgimento attivo della domanda ai fini dell’offerta di servizi di regolazione al DSO è l’aggregabilità. L’apporto del singolo cliente risulterebbe infatti marginale o addirittura inconsistente per le regolazioni di rete. In linea con gli scopi del progetto ComESTo, l’aggregazione di un insieme di utenti può inoltre essere implementata in ottica comunitaria, dove le risorse energetiche della comunità vengono condivise al fine di costituire un più ampio bacino di risorse ed incrementare la flessibilità sia verso il DSO che tra gli utenti stessi. È importante sottolineare come il controllo coordinato dei consumi e della produzione residenziali debba allo stesso tempo considerare, istante per istante, gli impatti verso il cliente e verso il sistema, onde scongiurare la possibilità che il perseguimento di un obiettivo di ottimizzazione vada in conflitto con un altro [15] (basti pensare al caso in cui il controllo coordinato dei carichi residenziali possa significativamente accrescere i flussi di potenza attraverso la sincronizzazione dei consumi in un dato intervallo temporale di basso prezzo dell’energia, andando però a sovraccaricare la rete).

4.3. Le evoluzioni normative

Di importanza vitale affinché gli sviluppi in materia di flessibilità possano attuarsi è il parallelo adeguamento del quadro regolatorio della distribuzione. Un quadro normativo migliorato dovrebbe premiare l’uso della

flessibilità, anche da parte dei DSO, e tener conto del ruolo crescente di quest'ultimo come operatore attivo di sistema.

A tal proposito anche le associazioni europee dei DSO CEDEC, EDSO, Eurelectric e GEODE, con lo scopo comune di creare reti più intelligenti, flessibili e digitalizzate, promuovono una evoluzione normativa che integri nuovi ruoli per i DSO nel mercato elettrico futuro, che possano permettere di sfruttare efficacemente le risorse di flessibilità. In [16] le istanze sono riassunte nei seguenti punti:

- 1) garantire che i DSO siano in grado di sorvegliare, utilizzare e coordinare gli impatti delle operazioni di flessibilità sulle proprie reti;
- 2) permettere ai DSO di utilizzare la flessibilità per gestire le proprie reti e ottimizzare la capacità all'interno della quale si sviluppa il mercato;
- 3) incentivare i DSO a utilizzare la flessibilità per la gestione delle congestioni, nei casi in cui ne sia verificata l'efficacia di costo;
- 4) abilitare i DSO a scegliere la tecnologia più efficiente per operare il sistema di distribuzione, a patto che sia garantito che tale scelta non pregiudichi le operazioni di libero mercato;
- 5) supportare lo sviluppo di nuove strutture tariffarie per la rete di distribuzione che siano *cost-reflective* e orientate all'uso efficiente delle capacità di sistema;
- 6) impedire che le stesse risorse di flessibilità da parte degli utenti siano contemporaneamente offerte a più operatori di sistema;
- 7) permettere ai DSO di poter sempre controllare l'utilizzo di servizi di gestione delle congestioni sulle proprie reti;
- 8) assicurare che i DSO possano operare in armonia con gli stakeholders, nella definizione di specifiche e di guide per gli utenti del mercato;
- 9) favorire una gestione del funzionamento globale del sistema elettrico che sia sinergico tra i diversi operatori (TSO e DSO) che, in quanto concessionari del servizio di operazione dei rispettivi sistemi, è opportuno operino responsabilmente nell'interesse dell'efficienza globale;
- 10) implementare un sistema di scambio dati tra DSO, TSO e clienti significativi connessi alla rete di distribuzione che sia efficiente e condiviso.

Le evoluzioni normative auspiccate dovrebbero garantire che i DSO, indipendentemente dal modello di flessibilità adottato e del tipo di tecnologia scelta, siano in grado di sorvegliare, utilizzare e coordinare gli impatti delle operazioni di flessibilità sulle loro reti attraverso le necessarie architetture di controllo, come parte delle loro responsabilità di gestione attiva del sistema. In ultimo, le associazioni europee delle aziende distributrici favoriscono pienamente la partecipazione competitiva e non discriminatoria di tutte le risorse di flessibilità (generazione, storage e domanda) all'erogazione di servizi per la gestione sicura ed affidabile del sistema di distribuzione. Pertanto, auspicano che siano ridotte al minimo le barriere per l'accesso ai mercati di approvvigionamento, al fine di assicurarsi le soluzioni più efficienti dal punto di vista economico e tecnologico.

4.4. Coordinamento DSO – Aggregati

Mentre la direttiva 2018/2001 si focalizza sulle fonti rinnovabili, introducendo le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), la direttiva 2019/944 riguarda l'energia elettrica, la gestione delle reti e l'attività di distribuzione e introduce al concetto di Comunità Energetica dei Cittadini (CEC).

Entrambe le forme di comunità raggruppano soggetti che condividono, obiettivi finali quali la produzione e la condivisione di energia, non solo elettrica purché, da fonti rinnovabili nel caso delle CER, solo elettrica nel caso delle CEC. E' consentita la gestione delle reti di distribuzione elettrica sia in entrambe, ma le CEC possono

utilizzare anche fonti di energia non rinnovabile. Entrambe le direttive, contengono un riferimento generico al concetto di vicinanza agli impianti di produzione senza definirne i limiti di potenza.

Quello che ci si domanda è, quali sono gli orientamenti per la gestione delle reti e l'auto-bilanciamento valle dell'orientamento europeo. Si è cercato pertanto di fare qualche previsione circa l'evoluzione futura anche valutando la situazione del contesto nazionale.

Il concetto di energia condivisa, all'interno del dibattito sulle CER è un po' mutato in concetto di autoconsumo esteso.

Mentre tutta l'energia prodotta dagli impianti di una comunità energetica sarà intesa come energia condivisa, a prescindere dalla potenza degli impianti e dalla vicinanza ai punti di consumo, che invece diventeranno rilevanti per l'erogazione dell'incentivo. A livello Europa, per le Comunità Energetiche, si parla solo di condivisione dell'energia. Tuttavia, nel rispetto della direttiva europea, ora occorre fare riferimento all'energia condivisa senza vincoli territoriali particolarmente stringenti.

L'uguaglianza tra condivisione e consumo l'ha introdotta il legislatore italiano con il recepimento provvisorio della direttiva 2018/2001. Ma più gli ambiti territoriali si ampliano, più il concetto di autoconsumo viene meno.

4.4.1. Il contesto italiano ed europeo (normative)

In accordo con l'articolo 21 della Direttiva 2018/2001 (RED II) [17], l'aggregatore in ComESTo rappresenta il soggetto dotato di personalità giuridica che interagisce per conto della comunità energetica con gli operatori di sistema. L'aggregatore è, quindi, quel soggetto che in nome e per conto di ComESTo si interfaccia con i gestori di rete e gli altri operatori di sistema/mercato per il raggiungimento degli obiettivi della comunità energetica. Le norme che regolano il coordinamento tra l'aggregatore e i gestori di rete sono definite dal Regolamento 2019/943 [18] sul mercato interno dell'energia elettrica e dalla Direttiva 2019/944 [19] relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica. In particolare, la Direttiva [19] prevede che:

- a) servizi ancillari diversi da quelli finalizzati alla regolazione di frequenza sono servizi ancillari necessari per l'esercizio di una rete di distribuzione;
- b) il DSO è responsabile dell'acquisto di prodotti e servizi necessari per il funzionamento efficiente, affidabile e sicuro della rete di distribuzione;
- c) le regole adottate dal DSO devono essere obiettive, trasparenti e non discriminatorie e devono essere elaborate in coordinamento con i TSO e altre parti interessate;
- d) il DSO procura i servizi ancillari di cui sopra secondo procedure trasparenti, non discriminatorie e di mercato; l'Autorità può prevedere deroghe nel caso in cui reputi che l'approvvigionamento delle risorse tramite strumenti di mercato non sia efficiente;
- e) le suddette procedure devono consentire la partecipazione di tutti i soggetti abilitati allo scopo (inclusi gli aggregatori di unità di produzione da fonti rinnovabili, di unità di consumo e di sistemi di accumulo).

Progetti pilota

Negli ultimi anni, numerosi progetti pilota sono stati lanciati in Europa per studiare il coordinamento tra il DSO e gli aggregati. Tra di questi i più rilevanti sono: *InterFlex* e *SthlmFlex*.

- **InterFlex** aveva l'obiettivo di responsabilizzare il ruolo del DSO sperimentando un mercato locale di flessibilità per ottimizzare le prestazioni operative della gestione della rete di distribuzione. Nelle dimostrazioni in Francia e in Olanda, i rispettivi DSO hanno sviluppato piattaforme IT dedicate per condividere le richieste di flessibilità effettive e potenziali con i fornitori di servizi commerciali e gli aggregatori.

Di particolare interesse risulta il caso studio UC1 relativo all'Olanda. Quando è prevista una congestione sulla rete di distribuzione, viene inviata agli aggregatori una richiesta di flessibilità tramite la piattaforma IT. Tale richiesta contiene la potenza flessibile richiesta (sopra o sotto) per un dato punto di congestione e la fascia

oraria corrispondente. Il DSO invia agli aggregatori il prezzo che è disposto a pagare per tale richiesta. La flessibilità comprende una batteria stazionaria, un sistema fotovoltaico controllabile e funzioni intelligenti per gestire la sequenza di ricarica dei veicoli elettrici nell'area.

Nella demo francese, sono state testate una più ampia varietà di risorse di flessibilità e canali di attivazione, inclusi apparecchi residenziali, controllo dei processi industriali, batterie stazionarie e un veicoli elettrici abilitati al V2G. Dopo aver ricevuto una richiesta di flessibilità, gli aggregatori valutano le disponibilità corrispondenti e inviano le offerte in base al portafoglio di flessibilità del cliente e alle opportunità di arbitraggio su altri mercati, considerando i loro impegni di capacità flessibile nei confronti del DSO. Il DSO analizza le offerte dei diversi aggregatori e seleziona quello più adatto. Se c'è una corrispondenza tra la domanda del DSO e le offerte dell'aggregatore, il DSO invia le sue richieste di attivazione agli aggregatori che le inviano attraverso canali di attivazione specifici ai propri fornitori di flessibilità. In tal modo, gli aggregatori hanno fornito il servizio di flessibilità previsto al minimo costo. La formulazione delle richieste di flessibilità da parte del DSO, il processo di offerta e il processo di attivazione della flessibilità sono stati canalizzati sia attraverso le piattaforme DSO e aggregatore sia attraverso le interfacce corrispondenti.

- **SthlmFlex**, progetto svedese è particolare perché coinvolge due DSO regionali e il TSO. Il progetto ha reclutato fornitori di servizi di flessibilità (FSP) per partecipare a test dal vivo durante la stagione invernale 2020/2021. Questo progetto di ricerca e sviluppo ha stipulato un contratto con NODESmarket per gestire il mercato. Lo scopo di NODESmarket è quello di facilitare il trading flessibile, con particolare attenzione alla localizzazione degli asset e alla capacità degli utenti finali e/o dei fornitori di deviare dai programmi energetici definiti in precedenza. Il mercato progettato in NODESmarket considera che le risorse di flessibilità devono essere etichettate con la loro posizione, Grid Location (GL), come ad esempio l'ID contatore e le coordinate GPS possono essere associati o come alternativa può essere utilizzato il codice postale. Tutta la flessibilità all'interno di una GL può essere aggregata dal fornitore di servizi di flessibilità a una o più offerte nella piattaforma. I TSO e i DSO sono liberi di decidere la granularità delle offerte, ad esempio quanto dovrebbero essere grandi le GL. Ad esempio, un DSO può definire un GL come tutte le unità al di sotto di uno specifico feeder.

4.4.2. Il modello ComESTo di gestione dell'aggregato e della organizzazione dei mercati

In Europa, gli operatori di sistema non possono possedere unità di generazione coerentemente col principio di unbundling tra generazione e distribuzione. Essi hanno accesso all'informazione sullo stato della rete ma non possono direttamente controllare le unità di generazione o i carichi flessibili; pertanto, devono interagire coi fornitori di servizi tramite un mercato.

Il modello di mercato implementato nel progetto ComESTo, come riportato in [20], è ispirato alla variabile decentralizzata del modello di mercato comune TSO-DSO SmartNet (CS_D), dettagliatamente descritto in [21]. Secondo questo modello di mercato, TSO e DSO gestiscono assieme un mercato comune che si articola in due fasi. Nella prima (mercato locale) il DSO si approvvigiona di risorse per esigenze locali. I risultati di questa fase, che non costituiscono ancora un vincolo per i partecipanti, sono integrati nella seconda fase (mercato globale) dove l'esito complessivo della sessione di mercato viene ottimizzato considerando le esigenze di regolazione globali del sistema. In ultimo, vengono quindi comunicate le offerte accettate per il DSO e per il TSO. La flessibilità viene in questo modo assegnata all'operatore di sistema che ha priorità maggiore, nell'ottica di minimizzare i costi complessivi di sistema e quindi di massimizzare il benessere sociale.

Prendendo spunto dai risultati di questo progetto europeo, ARERA ha proposto nel DCO 322/2019 [22] una rivisitazione del ruolo che le imprese distributrici dovrebbero assumere nell'abilitare la partecipazione delle risorse distribuite alle regolazioni di sistema. La proposta prevede che il DSO assuma i seguenti ruoli:

- **Facilitatore** neutrale ai fini dell'approvvigionamento dei servizi globali messi a disposizione per la sicurezza del sistema nel suo complesso. Si ritiene che il ruolo di facilitatore dei DSO debba trovare applicazione concreta sempre più in prossimità del tempo reale sulla base dello stato reale di esercizio;
- **Acquirente** di risorse per i servizi locali per le reti di distribuzione o porzioni di esse qualora ve ne sia l'esigenza.

Il modello di Mercato dei Servizi Globali e Locali ComESTo (MSGL) si discosta dal modello di mercato comune SmartNet per le caratteristiche sintetizzate nei seguenti punti:

- a) i servizi di regolazione possibili per il DSO saranno di tipo non-frequency;
- b) nella prima sessione di mercato (MSD locale) il gestore selezionerà le offerte di flessibilità per soddisfare le richieste di regolazione del DSO secondo criteri di merito economico;
- c) vengono considerate di norma prioritarie le movimentazioni di risorse in risposta alle esigenze di regolazione del DSO, a meno di esigenze di sicurezza più critiche sulla RTN;
- d) i risultati della prima sessione di MSD possono essere modificati dall'ottimizzazione della seconda sessione (MSD globale) se:
 - sono rilevate condizioni di emergenza nella RTN e vi è una significativa aggregazione che può contribuire efficacemente a risolverla senza mettere in pericolo l'operatività della rete di distribuzione;
 - la redistribuzione della flessibilità non incide sulla programmazione in esito alla prima ottimizzazione per più di una predeterminata soglia percentuale in termini di capacità regolante o valore economico.

Di conseguenza, in aggiunta ai ruoli appena definiti, il DSO opera come **Validatore** nei confronti delle movimentazioni richieste dal TSO sulla rete di distribuzione.

In definitiva l'aggregatore, per eseguire gli ordini, seleziona all'interno del suo portafoglio di clienti le risorse gestite sulla rete di distribuzione per le quali sono state accettate le offerte sui due livelli di mercato, prima locale e poi globale. Nella fase di selezione delle unità per le offerte sul MSD globale l'aggregatore si coordina con il DSO affinché l'attivazione di una risorsa connessa alle reti di distribuzione non contribuisca a creare problematiche sulla rete del DSO.

4.4.3. Nuove infrastrutture di controllo e telecomunicazione per il DSO

Problematiche emergenti

Nel contesto dell'espansione delle capacità di generazione rinnovabile decentralizzata e intermittente, gli aspetti che devono essere considerati dalle utility che gestiscono le future reti di distribuzione includono:

- migliorare l'osservabilità delle reti MT e BT;
- garantire continuità di fornitura e contenere il numero e la durata delle interruzioni;
- garantire una buona qualità dell'energia anche in caso di sovraccarico e di produzione di energia intermittente;
- riduzione delle perdite di rete;
- rendere i clienti più attivi nella risposta alla domanda;
- miglioramento della previsione della domanda di carico e della generazione di energia nelle reti di MT e BT.

Per raggiungere gli obiettivi sopra menzionati è necessario implementare una serie di funzionalità che faciliteranno questi aspetti:

- gestione dei picchi di carico, riduzione delle perdite di sistema e ottimizzazione della produzione di energia;
- rilevamento e ripristino da guasti alle apparecchiature tramite monitoraggio in tempo reale e quasi in tempo reale, controllo intelligente e riconfigurazione dinamica della rete;
- caratterizzazione, monitoraggio e previsione delle prestazioni e della durata operativa delle apparecchiature;
- controllo della tensione nelle reti di MT e BT;
- flessibilità da parte dei clienti per una gestione attiva della domanda;
- semplificazione della gestione quotidiana della rete e riduzione delle richieste di personale sul campo attraverso sistemi di monitoraggio e controllo remoti automatizzati.

In [23] sono riportati i risultati di uno studio svolto a Dicembre 2017 e che ha coinvolto i principali DSO nel mondo. I risultati mostrano che per risolvere le problematiche/criticità sopra illustrate, la tendenza dei DSO è quella di passare ad una rete sempre più monitorata e controllata. Le funzionalità di automazione avanzata che sono implementate o già pianificate sono: dispositivi di storage per la regolazione della tensione (24%), strumenti per la valutazione dinamica (dynamic rating tools) di feeder e/o trasformatori (48%), strumenti per la previsione della generazione (56%), strumenti per la stima dello stato della rete di distribuzione (40%) e sfruttamento della lettura automatizzata dei contatori (67%). Ci si aspetta che studi più recenti registrino un incremento di queste percentuali.

Gestione della Rete di Distribuzione

I sistemi SCADA (“Supervisory Control And Data Acquisition”) sono utilizzati a livello globale come mezzo di monitoraggio e controllo in tempo reale dei sistemi di alimentazione elettrica e hanno le seguenti funzionalità di base: acquisizione dati, gestione allarmi ed eventi, e schematizzazione della rete.

Attualmente è presente un'integrazione tra i sistemi SCADA e DMS/OMS (“Distribution and Outage Management Systems”) per fornire le funzionalità necessarie oltre alle precedenti, e per migliorare la gestione della rete.

Il futuro richiederà un nuovo set di applicazioni SCADA/DMS per ottenere miglioramenti in questi ambiti: utilizzo delle risorse, gestione delle emergenze, flusso di carico, qualità del servizio, gestione efficiente da parte dell'operatore durante le interruzioni, affidabilità e perdite di sistema.

Per consentire un funzionamento e una pianificazione della rete ancora più efficienti e per ottenere un utilizzo ottimale degli asset e del personale sul campo, saranno necessarie nuove funzionalità avanzate, quali: localizzazione del guasto, configurazioni ottimizzate della rete, simulazioni in tempo reale, gestione ottimizzata di personale e risorse.

Sistemi di controllo e automatizzazione

All'inizio il controllo consisteva principalmente nel monitoraggio delle apparecchiature, la protezione e il funzionamento della rete. In risposta alla crescente domanda di migliorare l'affidabilità e l'efficienza del sistema di alimentazione, viene implementata una maggiore automazione sui sistemi di distribuzione.

L'automazione della distribuzione può svolgere infatti un ruolo importante per raggiungere gli obiettivi legati alle problematiche emergenti, fornendo vantaggi tecnici e commerciali sia agli utenti che agli operatori di rete. Le principali funzioni di “Distribution Automation” (DA) sono:

- monitoraggio e controllo delle apparecchiature di distribuzione all'interno delle sottostazioni e delle apparecchiature DA sugli alimentatori;
- automazione di sottostazioni e apparecchiature DA sugli alimentatori (richiusura degli interruttori, distacco del carico, ripristino automatico, gestione della batteria di condensatori, etc.);
- monitoraggio sistemi DER.

Inoltre, le reti di distribuzione richiederanno sistemi di protezione e automazione in grado di affrontare questa nuova realtà e dovranno essere sviluppati nuovi algoritmi e architetture di sistema.

Telecomunicazioni

È necessaria una rete di comunicazione per recuperare i dati dai sistemi remoti allo SCADA. Con le risorse distribuite su una vasta area geografica, le telecomunicazioni sono dunque importanti per il suo funzionamento.

Una rete di telecomunicazioni destinata a supportare nuove applicazioni DA deve soddisfare i seguenti requisiti:

- capacità e latenza necessarie per garantire la domanda di traffico, la larghezza di banda e le esigenze future;
- supporto di standard, relativi ai tipi di traffico e agli standard di rete;
- sicurezza in merito a riservatezza, integrità e disponibilità.

Le reti di comunicazione delle sottostazioni sono infrastrutture critiche, pertanto, meccanismi di sicurezza come la sicurezza delle porte, VLAN (Virtual Local Area Network), firewall, router, gateway devono essere applicati per contrastare errori di configurazione e installazione o persino attacchi informatici.

4.5. Coordinamento DSO – TSO

4.5.1. Il contesto italiano ed europeo (normative e problematiche)

Nel contesto di forte crescita delle rinnovabili e del settore dei veicoli elettrici, i gestori dei sistemi di distribuzione (DSO) e i gestori dei sistemi di trasmissione (TSO), dovendo garantire la sicurezza della fornitura e la qualità del servizio, sono chiamati ad una coordinazione sempre crescente, in modo da poter integrare nel sistema programmi di utenza attiva ed altre forme che favoriscano un efficace sfruttamento della flessibilità richiesta per garantire la sicurezza di approvvigionamento.

Negli anni passati fino ad oggi la maggior parte delle risorse di generazione non era connessa alla rete di distribuzione; dunque, non sono emerse importanti congestioni a livello di rete di distribuzione. L'approccio adottato dai DSO è stato del tipo fit and forget per gestire le connessioni di nuova capacità di generazione sulle loro reti e solamente i TSO selezionavano le risorse di bilanciamento: in questo scenario non è stato necessario un elevato coordinamento tra TSO e DSO.

In futuro, prevedendo un incremento importante delle risorse collegate alle linee di distribuzione, le risorse distribuite saranno in grado di fornire servizi sia al DSO che al TSO e il DSO potrebbe attivare risorse distribuite per risolvere le congestioni locali e migliorare la qualità dell'energia.

Dunque, è previsto che il coordinamento tra DSO e TSO interesserà molteplici attività: Allocazione di Ruoli e Responsabilità, Pianificazione della Rete, Operazione della Rete, Sfruttamento della Flessibilità, Implementazione dei Modelli di Mercato e Scambio di dati e informazioni.

In questo ambito, gli atti legislativi europei più rilevanti sono il Regolamento 2019/943 [18] e la Direttiva 2019/944 [19]. Entrambi i documenti esprimono chiaramente la necessità di un maggiore coordinamento tra i gestori di rete.

In particolare, l'articolo 57 del Regolamento [18] afferma che “... i gestori dei sistemi di distribuzione e i gestori dei sistemi di trasmissione scambiano tutte le informazioni e i dati necessari riguardo alle prestazioni dei mezzi di generazione e della gestione della domanda, alla gestione quotidiana delle reti e alla pianificazione a lungo termine degli investimenti nelle reti...” e “... cooperano al fine di conseguire un accesso coordinato a risorse quali generazione distribuita, stoccaggio dell'energia e gestione della domanda in grado di sostenere esigenze particolari sia dei gestori dei sistemi di distribuzione sia dei gestori del sistema di trasmissione.”

Mentre il paragrafo 6 dell'articolo 40 della Direttiva [19] aggiunge che “... i gestori dei sistemi di trasmissione si scambiano tutte le informazioni necessarie e si coordinano con i gestori dei sistemi di distribuzione per assicurare l'uso ottimale delle risorse, garantire il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema e incentivare lo sviluppo del mercato.”

Questi tre estratti, seppur brevi, sono illustrativi per comprendere il punto di vista della Commissione riguardo alla necessità di un coordinamento rafforzato, poiché evidenziano tre obiettivi principali:

- a) utilizzo ottimale delle risorse (cioè sia i TSO che i DSO devono essere in grado di fare un uso efficiente della flessibilità fornita da risorse energetiche distribuite (DER)).
- b) funzionamento sicuro ed efficiente del sistema (TSO e DSO dovranno cooperare per la pianificazione e il funzionamento delle loro reti).
- c) c) l'agevolazione dello sviluppo del mercato (per quanto possibile, l'approvvigionamento di servizi da parte di TSO e DSO deve essere basato sul mercato).

Per raggiungere questi obiettivi, ci sono ancora barriere da superare.

Per quanto riguarda l'obiettivo a), l'approvvigionamento di servizi DER da parte del DSO è ancora incipiente, principalmente perché i nuovi servizi e prodotti devono essere chiaramente definiti, in modo tecnologicamente neutro, per consentire la partecipazione di diversi tipi di DER a livello di DSO. Inoltre, oltre alla mancanza di definizione normativa, mancano ancora incentivi economici per i DSO ad acquistare servizi ausiliari per la gestione della rete, perché la regolamentazione è ancora concepita secondo l'approccio *fit and forget*.

Con riferimento all'obiettivo b), sebbene TSO e DSO già cooperino e si scambino informazioni, quando i DSO inizieranno a utilizzare la flessibilità DER, questa cooperazione e scambio dovranno essere migliorati in modo significativo.

Per quanto riguarda l'obiettivo c), in diversi Stati membri l'aggregazione indipendente è in una fase incipiente, a causa della mancanza di specifiche dettagliate per ruoli e responsabilità delle diverse entità coinvolte nell'attività di aggregazione. Questo aspetto non è specifico del DER ma riguarda ogni tipo di aggregazione. In particolare, un aspetto chiave per consentire l'aggregazione sarebbe definire un quadro di regime per far fronte alla partecipazione al mercato dei servizi ausiliari attraverso un BSP diverso dal BRP.

In conclusione, le principali problematiche che DSO e TSO dovranno affrontare sono legate alla stabilità della tensione, al controllo della frequenza e alla gestione di possibili congestioni in un sistema elettrico caratterizzato sempre più dall'incremento di connessioni di impianti di piccola taglia alla rete di distribuzione. In tal senso, è utile mostrare come, anche per effetto del quadro legislativo, normativo e regolatorio, il numero di impianti di generazione da FER è in aumento.

4.5.2. Incremento risorse FER sulla rete di distribuzione

La relazione di ARERA sulla generazione distribuita [24] mette in evidenza la crescita del numero di impianti di generazione da FER, soprattutto fotovoltaici di taglia ridotta, con un complessivo aumento della potenza installata e della produzione di energia, e mostra come, invece, a partire dal 2014 diminuisce il contributo della componente idroelettrica. In particolare, con riferimento all'ultimo aggiornamento del documento pubblicato

ad Agosto 2020 [24], le fonti rinnovabili hanno inciso nel 2019 per circa 116 TWh, passando da un contributo pari al 18% circa nel 2004 ad un contributo del 39% sulla produzione nazionale totale.

In questo scenario risulta particolarmente rilevante l'incidenza delle fonti aleatorie e in particolare del solare e dell'eolico:

- il 26,5% del totale installato nel 2019 a fronte di poco più del 1% nel 2004;
- più del 15% del totale prodotto atteso nel 2019 a fronte di poco meno del 1% nel 2004.

Al tempo stesso le fonti rinnovabili sono utilizzate per lo più tramite impianti di piccola e media taglia connessi alle reti di distribuzione di energia elettrica (generazione distribuita).

Nel grafico di Figura 5. Distribuzione percentuale del numero degli impianti per fonte rinnovabile, secondo classe di potenza è rappresentata la distribuzione percentuale del numero degli impianti per fonte rinnovabile, secondo classe di potenza:

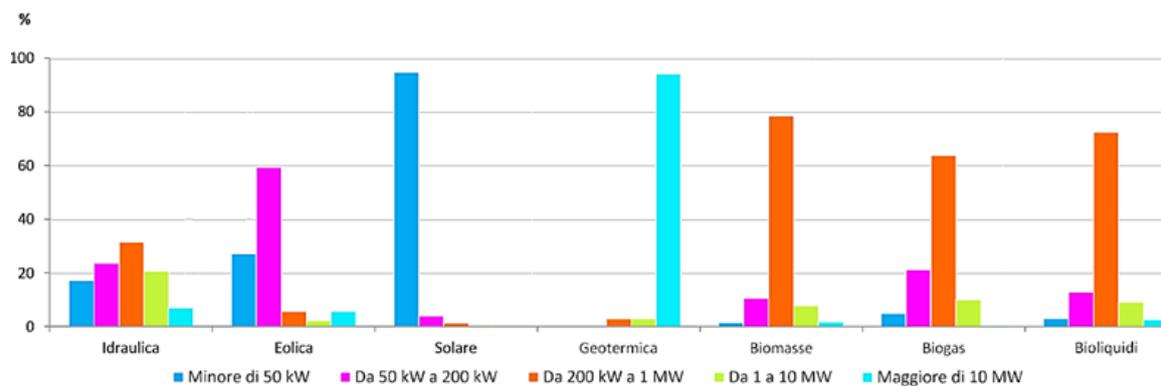


Figura 5. Distribuzione percentuale del numero degli impianti per fonte rinnovabile, secondo classe di potenza [25]

Relativamente al 2019, risulta che il 95% circa degli impianti fotovoltaici installati in Italia ha potenza inferiore a 50 kW e oltre l'80% degli impianti eolici ha potenza inferiore a 200 kW, in particolare il 59,3% si concentra nella classe dimensionale compresa tra i 50 kW e 200 kW.

4.5.3. Osservabilità e controllabilità

Fino a qualche anno fa i DSO non erano caratterizzati da sistemi installati per acquisire dati da DER di piccola taglia. La diffusione di questi impianti ha aperto alla necessità di una più stretta interazione tra TSO e DSO richiedendo una migliore osservabilità e controllabilità delle reti di distribuzione attraverso la creazione di servizi di automazione e comunicazione tra TSO e DSO.

Osservabilità: Implementazione di funzioni di monitoraggio più accurate e veloci

L'architettura di scambio dati in tempo reale inizialmente proposta da Terna era basata sull'osservazione diretta del TSO delle DER fino al livello BT, bypassando il DSO (Figura 6. Prima Proposta per Osservabilità di DG.). Nel primo step, ogni produttore in MT con $P \geq 1$ MW (perimetro standard [25]) e un campione non definito di produttori in T con $P < 1$ MW (perimetro esteso [25]) invia al TSO i dati in tempo reale di P, Q, V, I con protocollo IEC «104». Successivamente, nel secondo step, il TSO invia ai DSO i dati ricevuti dagli stabilimenti di produzione collegati alle loro reti di distribuzione.

L'architettura di scambio dati in tempo reale proposta dai DSO è basata sull'esigenza da parte dei DSO di acquisire informazioni in tempo reale dalle DER per gestire in sicurezza e qualità la propria rete. Inoltre, questa architettura evita la duplicazione delle infrastrutture di gestione dei dati (Figura 7). Nel primo step, ogni produttore in MT invia dati in tempo reale al DSO connesso con protocollo IEC «61850». Successivamente, nel

secondo step, il DSO acquisisce i dati ricevuti dagli stabilimenti di produzione e li trasmette al TSO, assicurando uniformità con la topologia di rete.

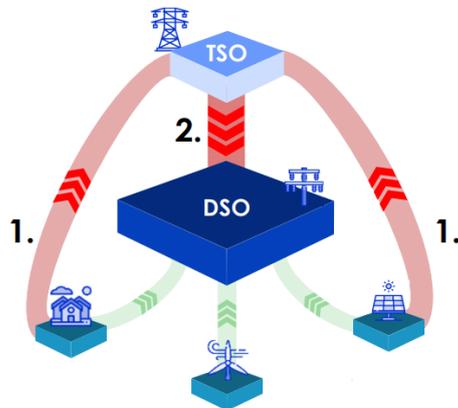


Figura 6. Prima Proposta per Osservabilità di DG.



Figura 7. Proposta alternativa per Osservabilità di DG

Controllabilità: Ottimizzazione del controllo di tensione e di regolazione della potenza attiva applicata alla generazione ed al carico distribuito

Oltre al miglioramento dell'osservabilità, la gestione della potenza attiva di DER è sempre più importante: è necessario per risolvere i problemi di congestione sia a livello di trasmissione che di distribuzione, ma anche per mantenere la frequenza entro i valori predeterminati per mettere in sicurezza l'intero sistema.

Poiché si prevede che i sistemi di distribuzione avranno un surplus di generazione per un periodo di tempo con l'adozione di DER gradualmente crescente, le reti di distribuzione saranno necessarie per fornire servizi al sistema, come il controllo di frequenza e tensione, storicamente fornito dalle unità di generazione connesse alla rete di trasmissione. Dunque, i sistemi di controllo diventano più complessi ed è fondamentale la cooperazione tra DSO e TSO. Ai DSO verrà richiesto dunque di implementare tecnologie, quali:

- sistemi di controllo avanzati per DER e carichi attivi come sistemi HVAC;
- monitoraggio avanzato delle sottostazioni;
- sistema di gestione della distribuzione, compresa la pianificazione operativa della rete di distribuzione a breve termine con FER e carichi flessibili;
- interfacce moderne tra DSO e TSO per facilitare la comunicazione;
- strumenti di previsione innovativi.

L'utilizzo delle tecnologie sopra menzionate faciliterà la fornitura e la gestione di servizi ausiliari come il controllo della tensione e della frequenza. Inoltre, più prevedibile è il profilo di carico sull'interfaccia DSO-TSO, più facile ed efficace diventa l'integrazione delle DER.

Attraverso l'applicazione di sistemi di monitoraggio avanzato migliorerà la visibilità complessiva del sistema, tuttavia il principale vantaggio dell'interfaccia TSO / DSO sarà rappresentato da previsioni più accurate a breve termine della potenza attiva e reattiva netta alle interfacce definite. Il riconoscimento della topologia, attraverso sistemi SCADA e sistemi avanzati di gestione della distribuzione (ADMS), può essere utilizzato per monitorare lo stato della rete di distribuzione e fornire informazioni sulle DER connesse alle interfacce in condizioni di normale funzionamento e di sistema riconfigurato. Inoltre, la migliore osservabilità del sistema può potenzialmente fornire una valutazione avanzata della flessibilità che è particolarmente rilevante per il funzionamento in tempo reale della gestione attiva della rete.

In [26], la rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione (ENTSOE) afferma che i TSO e i DSO devono cooperare alla definizione di procedure di controllabilità sulle risorse della DG (Generazione Distribuita) e DSR (“Demand Side Response”) per consentire ai TSO di ridurre la DG o attivare la DSR, ovunque sia il suo punto di connessione, negli stati del sistema di allerta e di emergenza. Ciò richiederà una collaborazione per rilevare quando e in quali situazioni di gestione della potenza attiva è necessario il coordinamento e quale livello di coordinamento è richiesto, identificando inoltre in quali azioni TSO e DSO hanno un impatto reciproco. Ad esempio, ciò potrebbe includere la definizione di una procedura operativa efficiente quando: (i) entrambe le reti sono interessate da congestioni (chi agisce per primo, chi paga, ecc.), (ii) le azioni di bilanciamento del TSO hanno un impatto sui DSO e (iii) le azioni di gestione della congestione del DSO hanno il potenziale di influenzare la rete del TSO.

In conclusione, il miglioramento dell'osservabilità e della controllabilità sull'interfaccia TSO/DSO risulta impattante per conseguire i seguenti obiettivi:

- migliorare la previsione del carico e della generazione a livello di distribuzione primaria;
- migliorare la *hosting capacity* per le rinnovabili (in particolare per le fonti caratterizzate da maggiore aleatorietà) mantenendo l'affidabilità e la qualità del sistema;
- incrementare la comunicazione tra i sistemi di automazione di TSO e DSO.

4.5.4. Progetti pilota: *SmartNet* e *CoordiNet*

Il progetto europeo SmartNet ha studiato le modalità più efficaci di interazione tra TSO e DSO. Queste dovrebbero essere funzionali allo scambio di informazioni per il monitoraggio e l'acquisizione di servizi ancillari (strategici per il bilanciamento della rete, la regolazione della tensione e la gestione delle congestioni) da parte di nuove risorse energetiche distribuite connesse alla rete di distribuzione. In particolare, sono stati implementati e studiati cinque schemi di coordinamento TSO-DSO per confrontarne l'efficienza dal punto di vista tecnico-economico: a) Modello di mercato centralizzato; b) Modello di mercato locale; c) Modello di mercato con responsabilità di bilanciamento condivise; d) Modello di mercato comune TSO-DSO; e) Modello di mercato integrato della flessibilità.

Oltre alle simulazioni, la fattibilità tecnica degli schemi è stata anche testata in pratica sul territorio tramite tre casi pilota realizzati in Danimarca, Italia e Spagna. La soluzione ottima dipende in larga misura dalle realtà delle diverse nazioni (layout di rete, diffusione delle risorse distribuite, penetrazione delle risorse rinnovabili non programmabili, regolazione in vigore). Vi è dunque un consenso generale sul fatto che non esiste uno schema di coordinamento valido per tutti. Bensì, esiste una moltitudine di schemi di coordinamento che propongono soluzioni diverse a circostanze diverse.

Come riportato da ARERA [22], gli schemi preferibili per l'Italia sono il modello centralizzato (A) qualora le congestioni sulla rete siano trascurabili e il modello di mercato comune (D) qualora le congestioni sulla rete siano non trascurabili.

A seguito di SmartNet, un altro progetto europeo chiamato CoordiNet ha proposto di mappare, catalogare e razionalizzare i possibili schemi di coordinamento di alto livello introducendo dei layer di classificazione chiamati “*need*”, “*buyer*”, “*markets*” e “*resources*” che evidenzino le differenze tra i differenti schermi di coordinamento.

4.6. Ulteriori tassonomie organizzative e gestionali

Per approfondire le possibili configurazioni di modelli organizzativi e gestionali delle cooperative/comunità energetiche, è stato fatto riferimento alle analisi condotte all'interno del progetto BestRes – Best Practices and

implementation of innovative business models for renewable energy aggregators, finanziato dall'UE, programma H2020 [27]. Il progetto triennale, lanciato a marzo 2016, è coordinato dalla società di consulenza tedesca WIP Renewable Energies e comprende 11 partner di nove paesi, tra cui società energetiche, esperti di ricerca e legali. Tra questi figurano: Good Energy (Regno Unito), Oekostrom (Austria), Energias de Portugal (Spagna e Portogallo), Next Kraftwerke Belgium (Belgio), Next Kraftwerke Germany (Germania e Francia) e RE-Pro (Italia e Cipro). Innanzitutto, è stata fatta una revisione dei modelli esistenti dei partner, guardando alle possibili implementazioni pianificate. Successivamente, l'analisi è stata ampliata su un campione di aggregatori non appartenenti al progetto, che operano negli stessi paesi² e in altri paesi esterni al consorzio³.

Nello studio gli aggregatori vengono definiti come "persone giuridiche che aggregano il carico di energia o la generazione di varie unità di domanda, e mirano ad ottimizzare l'approvvigionamento e il consumo di energia tecnicamente ed economicamente. Essi sono facilitatori tra le due parti dei mercati dell'elettricità, sviluppano servizi energetici a valle per i clienti industriali, commerciali o nazionali che possiedono unità di generazione e stoccaggio o possono offrire una risposta alla domanda. D'altra parte, gli aggregatori di energia stanno offrendo valore agli operatori del mercato a monte, come BRP, DSO, TSO e fornitori di energia, per ottimizzare il proprio portafoglio gestendo bilanciamento e congestioni". Dall'analisi svolta a livello europeo, emergono sei possibili configurazioni implementate.

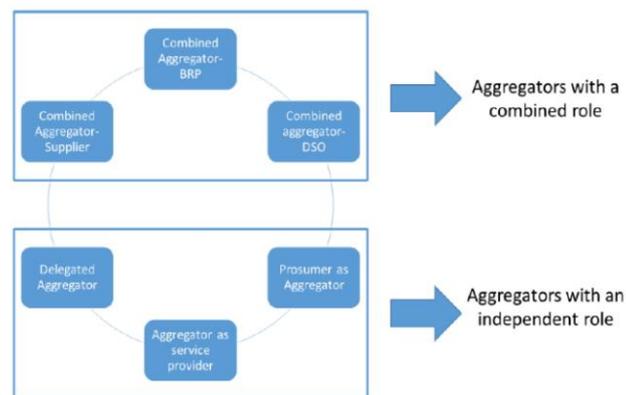


Figura 8. Configurazioni di aggregatori – una analisi a livello europeo

La prima distinzione sostanziale avviene tra aggregatori che combinano più ruoli ed aggregatori indipendenti. La maggior parte degli aggregatori europei assumono il ruolo di aggregatore-fornitore (combined aggregator-supplier) e/o aggregatore delegato indipendente (Independent delegated aggregator). Sebbene la presenza di un aggregatore indipendente possa creare maggiore concorrenza sul mercato, d'altra parte gli aggregatori combinati sono spesso più compatibili con la configurazione dei mercati esistenti (ostacolando, però, la competitività). In molti stati membri dell'Unione Europea, infatti, non esiste un quadro regolatorio chiaro per gli aggregatori indipendenti e le relazioni tra aggregatori indipendenti, BRP e fornitori non sono sempre ben definite. Di conseguenza, i combined aggregators sono più compatibili con le strutture esistenti dei mercati elettrici in quanto non richiedono importanti cambiamenti normativi.

² Aggregatori esterni che operano nei paesi del consorzio: Regno Unito: Flexitricity Limited, Open Energi, Kiwi Power, LimeJump. Germania: Energy2Market, Clean Energy Sourcing, Siemens, N-ERGIE / Caterva. Francia: Actility, Restore. Belgio: Actility Benelux, REstore, Flexiris/Lampiris, Anode, Teamwise, Powerhouse. Austria: Verbund, Wien Energy, Next Kraftwerke Austria, A1 Energy Pool, Clean Energy Sourcing, CyberGRID. Spagna: W2M (in fase di avvio). In Portogallo, Italia e Cipro non è stato trovato alcun aggregatore.

³ Aggregatori esterni al consorzio che operano in altri paesi: Finlandia: aggregatore "Empower IM Oy". Svezia: Solar Energy Association of Sweden "Svensk Solenergi". Svezia e Finlandia: aggregatore e fornitore di energia "Fortum". Paesi Bassi: aggregatore, Smart Energy e Internet of Things (IoT) "Actility Benelux". Slovenia, Romania: aggregatore e fornitore di energia "Gen-I". Grecia: aggregatore "Re-Pro" (partner del consorzio).

La successiva tabella evidenzia come gli aggregatori all'interno del consorzio stanno assumendo il ruolo di aggregator-supplier e/o di delegated-aggregator. Da un lato, Good Energy, Oekostrom ed EDP sono tutti fornitori di energia elettrica che utilizzano o progettano di utilizzare il proprio portafoglio clienti per offrire servizi di aggregazione. Il core business di Next Kraftwerke Germany e Next Kraftwerke Belgium è l'aggregazione, ma si stanno ugualmente concentrando sulla fornitura di energia elettrica in Germania e Belgio e lo sviluppo in Francia. Per quanto riguarda RE-Pro, invece, viene evidenziato un tipo diverso di aggregazione, poiché l'azienda offre servizi ESCO, ottimizza la produzione e il consumo dei prosumers in loco.

Tabella 2. Configurazioni riscontrate

	AGGREGATOR-SUPPLIER	AGGREGATOR-BRP	DELEGATED-AGGREGATOR	AGGREGATOR AS A SERVICE PROVIDER	PROSUMER AS AGGREGATOR
Good Energy (Regno Unito)	X		/		
Next Kraftwerke (Germania)	X	X	X		
Next Kraftwerke (Francia)	/	X	X		
Next Kraftwerke (Belgio)	/	X	X		
Oekostrom (Austria)	X	X			
EDP (Portogallo)	*	*			
EDP (Spagna)	*	*			
RE-Pro (Italia)				X	
RE-Pro (Cipro)				X	

X=Business model implementato all'inizio del 2016;

/=Business model che l'aggregatore sta pianificando di implementare nel breve-medio termine (da 2 a 3 anni);

**= EDP si concentra maggiormente sui modelli di business a medio termine che su quelli a breve termine.*

La tabella successiva fornisce panoramica del valore creato dagli aggregatori del consorzio sui diversi mercati.

Tabella 3. Valore creato dagli aggregatori del consorzio sui diversi mercati

	MERCATI ALL'INGROSSO E AL DETTAGLIO	MERCATI DI RISERVA E CAPACITÀ	FORNITURA AI CONSUMATORI FINALI DI ELETTRICITÀ (SERVIZI ESCO)	BILANCIAMENTO "INTERNO"
Good Energy (Regno Unito)	Vento, PV, Biogas, Idro, Generazione su piccola scala, Stoccaggio (batterie), DSM industriale e domestico		Vento, PV, Biogas, Idro, Generazione su piccola scala, Stoccaggio (batterie), DSM industriale e domestico	Vento, PV, Biogas, Idro, Generazione su piccola scala, Stoccaggio (batterie), DSM industriale e domestico
Next Kraftwerke (Germania)	Eolico, PV, Biogas, Idro, CHP, DSM industriale	Biogas, Idro, CHP		Vento, PV, Biogas, Idro, CHP, DSM industriale
Next Kraftwerke (Francia)	Eolico, PV, Biogas, Idro, CHP, DSM industriale	Biogas, Idro, CHP		Vento, PV, Biogas, Idro, CHP, DSM industriale
Next Kraftwerke (Belgio)	Eolico, PV, Biogas, Idro, CHP, DSM industriale	Biogas, CHP, DSM industriale		Vento, PV, Biogas, Idro, CHP, DSM industriale
Oekostrom (Austria)	Eolico, fotovoltaico, idroelettrico, Biogas		Vento, PV, Biogas, Idro	Vento, Idroelettrico
EDP (Portogallo)	DSM industriale	DSM industriale		DSM industriale

EDP (Spagna)	DSM industriale	DSM industriale		DSM industriale
RE-Pro (Italia)			Autoproduzione, misure di risparmio energetico	
RE-Pro (Cipro)			Autoproduzione, misure di risparmio energetico	

DSM=Demand Side Management

Per quanto riguarda i paesi al di fuori del consorzio, laddove il DMS è ben implementato, tutti gli aggregatori stanno sviluppando tecnologie di generazione. In Svezia ed in Finlandia si pone particolare attenzione all’aggregazione di piccole quote di energia, generate sui pannelli solari installati sui tetti. Per quanto riguarda lo stoccaggio di energia, soltanto Actility sta procedendo alla sua attuazione nei Paesi Bassi. Questi aggregatori ritengono il DMS di tipo industriale e commerciale più importante del DMS domestico. Empower e Fortum costituiscono un’eccezione, ritenendo i clienti su piccola scala più importanti rispetto ai grandi clienti industriali. Gli aggregatori che fanno parte del consorzio hanno dunque profili molto diversi e stakeholder finanziari e non differenti tra loro. Next Kraftwerke Germany e RE-Pro sono società indipendenti, fondate con capitale di rischio. Good Energy e Oekostrom sono di proprietà di un numero molto elevato di piccoli azionisti. La maggior parte delle azioni di EDP sono di proprietà di importanti azionisti istituzionali come China Three Gorges e Capital Group Companies. Ad eccezione di Next Kraftwerke, che ha sviluppato una piattaforma propria, gli stakeholders più importanti per gli altri aggregatori sono i fornitori di software e tecnologia. Nel dettaglio, Good Energy, con la conferma degli altri aggregatori, sottolinea l'importanza di collaborare con altre aziende per il monitoraggio della generazione di energia, per la gestione degli account dei clienti, per la gestione del flusso di dati e per lo sviluppo di strumenti di previsione. In [APPENDICE A](#) è possibile osservare una panoramica dei modelli di business e degli elementi costitutivi di ciascuno degli aggregatori all'interno del consorzio.

5. ATTORI E MODELLI: FOCUS SULLE ENERGY COMMUNITIES

Il concetto di Energy Community fa riferimento ad un «Insieme di utenze energetiche che decidono di effettuare scelte comuni dal punto di vista del soddisfacimento del proprio fabbisogno energetico, al fine di massimizzare i benefici derivanti da questo approccio collegiale, implementabile attraverso soluzioni di generazione distribuita e gestione intelligente dei flussi energetici».

Nell’ambito dell’evoluzione del sistema elettrico verso la Smart-Grid, le Energy Community, seppur in generale non limitate al vettore elettrico, rappresentano uno dei principali elementi costitutivi essendo tipicamente connesse alla rete pubblica, seppur vi sono dei casi di applicazioni cosiddette off-grid in contesti ove la rete elettrica non è presente in maniera capillare.

Le categorie di utenze energetiche potenzialmente interessate a costituirsi parte di una Energy Community sono molteplici. In particolare, si possono individuare utenze in ambito residenziale, quali ad esempio i condomini ed i complessi residenziali, e in ambito terziario, quali ad esempio i centri commerciali/logistici ed i complessi ospedalieri.



Figura 9. Esempio di comunità energetica (nove utenze)

In particolare, le aggregazioni di utenze che si costituiscono in una Energy Community possono essere omogenee, nel caso in cui facciamo parte della stessa categoria, o miste, se invece appartengono a categorie differenti. La realizzazione di un sistema di questo tipo, come specificato in [28] permette di conseguire una serie di benefici per le utenze energetiche presenti al suo interno, che vanno dal miglioramento della qualità e dell'affidabilità della fornitura di energia (garanzia di elevata power quality) all'ottimizzazione della spesa per l'energia intesa come la possibilità di garantire alle utenze energetiche un costo di approvvigionamento dei vettori energetici inferiore rispetto alle modalità di approvvigionamento tradizionali.

In questo Capitolo verranno introdotti gli aspetti caratterizzanti questa tipologia di reti ivi compreso il quadro normativo-regolante delle stesse fondamentale per la definizione della loro area di collocazione. Verranno così riprese anche le definizioni introdotte nel secondo capitolo.

5.1. Tecnologie abilitanti

Per realizzare una Energy Community risulta necessaria l'adozione di un set di tecnologie abilitanti, le quali possono essere qualificate in base alle relative funzionalità in tre categorie:

- Produzione e utilizzo dell'energia, ossia le tecnologie che consentono di produrre in loco l'energia di cui necessitano le utenze all'interno dell'Energy Community e di consumare quest'energia in maniera 'smart' ed efficiente;
- Gestione, Controllo e Monitoraggio dei flussi energetici, ossia le tecnologie che consentono di controllare da remoto gli asset di produzione/distribuzione/accumulo/consumo di energia presenti all'interno dell'Energy Community e di gestire i flussi energetici della stessa;
- Distribuzione dei flussi energetici ed informativi, ossia le tecnologie che consentono di distribuire i flussi energetici ed informativi tra gli asset di produzione/distribuzione/accumulo/consumo di energia e i sistemi di gestione all'interno dell'Energy Community.

La **prima categoria** annovera al suo interno sia gli impianti di produzione di energia elettrica e termica (sia da fonte rinnovabile come il fotovoltaico, eolico, mini-idroelettrico e solare termico sia da fonte tradizionale come le pompe di calore o cogenerazione) sia le utenze energetiche «smart» che utilizzano in maniera efficiente l'energia e/o sono in grado di implementare logiche di funzionamento innovative (quali sistemi di illuminazione efficiente, sistemi di *building automation* e *smart appliances*) sia i sistemi di storage dell'energia elettrica (elettrochimici e non) e termica.

Per quanto concerne questa categoria, di fatto, la sua diffusione risulta ad oggi piuttosto ampia con eccezione rappresentata dai sistemi di storage. La **seconda categoria** comprende invece:

- Sistemi software di gestione, controllo e monitoraggio dei flussi energetici, i quali elaborano **in fase preliminare**, le previsioni di consumo di energia da parte delle utenze e di produzione da parte degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili all'interno dell'Energy Community e pianificano il funzionamento ottimale (dal punto di vista tecnico-economico) degli asset di produzione/accumulo/consumo di energia. **In fase di esercizio** ottimizzano il funzionamento della Energy Community sulla base delle effettive condizioni di funzionamento e rappresentano l'interfaccia di questa verso il sistema (in particolare con il gestore della rete di distribuzione), abilitando una diretta interazione con esso.
- Sistemi hardware di gestione, controllo e monitoraggio della totalità degli asset che, a livello centralizzato e decentralizzato, contribuiscono al governo della Energy Community, impartendo le relative modalità di funzionamento sulla base delle scelte effettuate dal software di gestione della Community; nei casi in cui è rilevante la «*power quality*», sono necessari sistemi di protezione e automazione avanzati.

La **terza ed ultima categoria** vede al suo interno le Reti di distribuzione dell'energia elettrica (rete elettrica) e termica (rete di teleriscaldamento) e l'Infrastruttura di comunicazione che abilita lo scambio informativo tra i vari nodi di una Energy Community (i diversi asset) al fine di abilitare il loro corretto funzionamento.

Quest'ultima può essere caratterizzata sulla base di un mezzo fisico che abilita la comunicazione come le reti cablate (vedi fibra ottica, PLC, cavo coassiale o linea telefonica) o le reti wireless (tramite onde radio a bassa potenza o radiazione infrarossa).

5.2. Quadro normativo-regolatorio sulle Energy Community in Italia

L'attuale contesto normativo-regolatorio nazionale che influenza la diffusione delle Energy Community può essere analizzato attraverso due differenti prospettive:

- **Ambito di applicazione:** si fa riferimento all'oggetto del provvedimento, distinguendo tra il provvedimento rivolto a singoli e utenze, e il provvedimento rivolto ad aggregazioni di tecnologie o utenze;
- **Finalità:** si fa riferimento all'obiettivo del provvedimento distinguendo tra quello finalizzato alla definizione del perimetro d'azione delle tecnologie/utenze e quello per promuoverne la diffusione (attraverso un supporto incentivante).

Per quanto riguarda le tecnologie, si fa riferimento alle norme tecniche che regolano la connessione dei dispositivi all'interno del sistema elettrico; per quanto riguarda le utenze, si fa riferimento alle configurazioni impiantistiche (modelli di Community) implementabili all'interno del sistema elettrico.

Ambito di applicazione	Singole tecnologie e utenze	Aggregazioni di tecnologie e utenze
Definizione del perimetro d'azione delle tecnologie/utenze	Norme tecniche CEI-016 e CEI 0-21 (storage)	
Promuovere la diffusione delle tecnologie/utenze	DM 06/07/2012 (FER elettriche) DM 28/12/2012 (Conto Termico) DM 20/07/2004 (Titoli di Efficienza Energetica) Legge 296/27/12/2006 e s.m.i. (Detrazioni fiscali) Delibera AEEG 607/2013/R/eel (Pompe di calore)	Delibera AEEG 578/2013/R/eel (Sistemi Efficienti di Utenza) DCO AEEG 183/2013/R/eel (Sistemi di Distribuzione Chiusi)

Figura 10. Il quadro normativo/regolatore delle Energy Community in Italia.

La delibera ARERA 578/2013/R/eel del 12 dicembre 2013 definisce le modalità per la regolazione dei servizi di connessione, misura, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di configurazioni impiantistiche rientranti nella categoria dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) di cui fanno parte i SEU, SESEU, SAP e gli ASE già definiti nel capitolo precedente.

Gli SSPC sono caratterizzati dall'insieme dei sistemi elettrici, connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica, all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo non si configura come attività di trasmissione e/o distribuzione, ma come auto-provvigionamento energetico.

5.2.1. Principali evidenze

- Il quadro normativo regolatorio, al momento della ricerca, si focalizzava prevalentemente sull'incentivazione di soluzioni singole, trascurando le aggregazioni di più tecnologie/utenti;
- Non prevedeva la definizione di Energy Community;

- Alcune delle configurazioni impiantistiche (modelli di Community) in quel momento normative, come ad esempio i SEU, scontavano criticità che ne limitavano la portata rallentandone la diffusione, mentre altre configurazioni impiantistiche, come ad esempio le RIU, maggiormente coerenti con la definizione di Energy Community considerata in questo testo, sono di fatto inapplicabili a causa dei vincoli temporali di entrata in esercizio;
- Gli operatori percepivano (allora come, in parte, oggi) una certa instabilità nel quadro normativo;
- Il modello di Energy Community in ambito industriale presenta un'elevata fattibilità economica e maggiori benefici sistemici. Pertanto, come già avvenuto in altri Paesi europei, appare auspicabile la sua completa regolazione al fine di abilitarne la diffusione, con attenzione alle ricadute sugli operatori di rete. Tale regolazione consentirebbe anche l'abilitazione dei modelli di Energy Community in ambito terziario, lasciando ai soggetti investitori la possibilità di selezionare le tipologie di investimenti più convenienti, anche in assenza di strumenti di incentivazione ad hoc;
- Il modello di Energy Community in ambito residenziale presenta, invece, una ridotta fattibilità economica a fronte di elevati benefici sistemici potenzialmente conseguibili.

5.3. Potenziale diffusione

Vengono riportati i principali aspetti emersi dall'analisi del già citato gruppo di ricerca del mercato elettrico del Politecnico di Milano.

- Il potenziale di diffusione atteso delle Energy Community in Italia è variabile da un minimo di 25.000 ad un massimo di quasi 100.000 Energy Community nei diversi scenari analizzati, cui corrisponde un volume d'investimenti complessivo dell'ordine dei 50-150 mld € al 2013.
- L'evoluzione del quadro normativo-regolatorio appare il fattore più rilevante per l'effettiva diffusione delle Energy Community. A parità di dinamiche tecnologiche, infatti, un'evoluzione del quadro normativo-regolatorio determina la possibilità di raddoppiare il numero di quelle realizzate.
- D'altro canto, i produttori di soluzioni tecnologiche che non hanno ancora raggiunto la maturità tecnologica sono chiamati a migliorare le performance tecnico-economiche delle loro tecnologie, con particolare riferimento a quelle maggiormente rilevanti (in termini di funzionalità ed ammontare di investimento), quali i sistemi di storage.
- Le ricadute sistemiche associate alla diffusione delle Energy Community sono piuttosto rilevanti:
 - I costi sostenuti dal sistema elettrico (su cui ha impatto la diffusione delle Energy Community) potrebbero essere ridotti di circa il 10-20%;
 - La dipendenza dall'estero si ridurrebbe fino a 10 mld €/anno, valore in linea rispetto al target fissato dalla Strategia Energetica Nazionale al 2020 (pari a 14 mld €/anno);
 - Il volume d'affari catturabile dalle imprese italiane si aggirerebbe tra 10 e 40 mld €, mediamente pari a 1-3 mld € all'anno (circa 1,5 punti di PIL).

Appare pertanto necessario che il Legislatore definisca un framework normativo regolatorio che promuova la diffusione delle Energy Community tenendo opportunamente in considerazione i benefici che la loro diffusione può permettere di conseguire e gli impatti di tale diffusione sugli **operatori di rete** (gestori di rete).

Dal punto di vista di questi ultimi, una diffusione comporterebbe a:

- Un impatto ridotto sul gestore della rete di trasmissione, dal momento che, nonostante la riduzione o migliore previsione dei flussi energetici dovuta alle Energy Community, esso deve comunque continuare ad effettuare dispacciamento;

- Un impatto rilevante sui gestori della rete di distribuzione, dal momento che l'aggregazione di più utenze all'interno di reti private comporterebbe una diminuzione degli investimenti di rete necessari (definibili come «costi di sviluppo di rete»);

D'altro canto, i **gestori delle reti di distribuzione**, nella generale prospettiva di «ridisegno» del sistema elettrico, potrebbero assumere un «nuovo ruolo», con ricadute positive sul loro business come:

- Diventare responsabili dell'attività di dispacciamento a livello locale (rete di distribuzione) dei flussi energetici scambiati con la Energy Community;
- Mantenere la responsabilità dello sviluppo delle reti, anche all'interno delle Energy Community, le quali diventerebbero così dei veri e propri aggregati virtuali di generazione ed utenza (cosiddetti "virtual power plant")

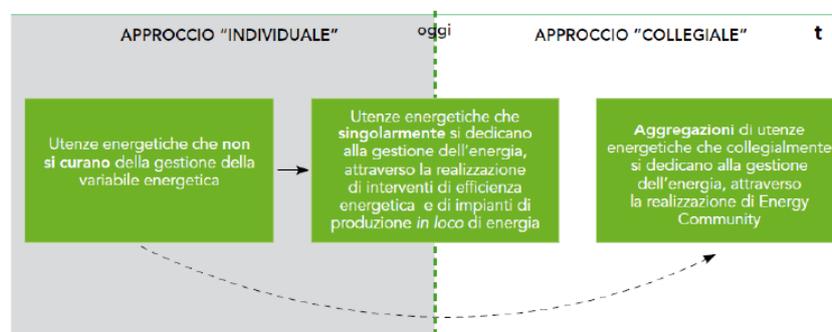


Figura 11. Da un approccio individuale a un approccio collegiale

Il modello di Energy Community è caratterizzato da un approccio collegiale alla gestione dell'energia, dal momento che vede coinvolta una pluralità di utenze energetiche, superando l'approccio individuale alla gestione dell'energia che ad oggi risulta prevalente.

Un approccio di questo genere permette di conseguire una serie di benefici rispetto a quello individuale, di cui i principali fanno riferimento a benefici di «scala» (dovuti alla maggiore dimensione degli investimenti) e a benefici riguardanti le sinergie che si riescono ad ottenere dall'unione di più utenze energetiche.

Tra i benefici di «scala» si hanno:

- **Sull'investimento iniziale:** si fa riferimento al fatto che, tipicamente, gli impianti di maggiore dimensione sono caratterizzati da un costo unitario inferiore;
- **Sul funzionamento degli asset:** si fa riferimento al fatto che, tipicamente, gli impianti di taglia maggiore sono caratterizzati, a parità di altre condizioni, da una maggiore efficienza.

Dalle sinergie nei profili di carico delle utenze energetiche invece si possono ottenere i seguenti benefici:

- **Sfruttamento locale di energia:** si fa riferimento al fatto che l'aggregazione di più utenze energetiche può abilitare la possibilità di sfruttare a livello locale energia che altrimenti andrebbe persa (o ceduta in rete ad un valore inferiore);
- **Riduzione della potenza contrattuale impiegata:** si fa riferimento alla riduzione della cosiddetta «quota potenza» della bolletta energetica;
- **Riduzione del numero di punti di prelievo – POD:** si fa riferimento alla riduzione della cosiddetta «quota fissa» della bolletta energetica.

D'altro canto, l'approccio «collegiale» comporta la necessità di sostenere degli investimenti aggiuntivi che non sarebbero necessari (o sarebbero stati effettuati su scala ampiamente inferiore) in caso di approccio individuale, come ad esempio la realizzazione delle infrastrutture di distribuzione dell'energia e dei flussi informativi all'interno della Community.

5.4. Possibili pathway di sviluppo

Con la liberazione nel mercato dell'elettricità, l'idea di consentire il commercio di elettricità tra i consumatori si è avvicinata al concetto di sharing economy. Con lo scopo di attrarre più utenti, molte aziende leader hanno lanciato modelli di business innovativi legati alla sharing economy, così da aumentare la redditività, generando maggiori ricavi e condividendo i costi di investimento. Dalla sintesi dei progetti relativi alla sharing economy, si può osservare che alcuni progetti si rivolgono a un tipo specifico di utenti, come DEX in Australia e Piclo nel Regno Unito, in cui sono inclusi solo gli utenti commerciali. Mentre altri si concentrano su diversi tipi di utenti, come Sonnen Community in Germania e Power Ledger in Australia, in cui sono inclusi sia utenti residenziali che commerciali.

Tang et al. [29] hanno presentato, alla 10th International Conference on Applied Energy in Cina, un articolo che propone un'analisi economica sulle batterie rigenerate in un sistema fotovoltaico distribuito sulla base di modelli di business con condivisione energetica. Al di là delle considerazioni sulla sostenibilità economica ed ambientale della rigenerazione delle batterie esaurite, emergono importanti considerazioni sull'economicità complessiva dei sistemi di accumulo condivisi.

Viene supposta l'esistenza di due tipi di utenti, che danno origine a quattro tipi di diversi scenari.

- S1: Assenza di storage e di generazione fotovoltaica condivisa
- S2: Storage ma assenza di generazione fotovoltaica condivisa
- S3: Storage e generazione fotovoltaica condivisa tra lo stesso tipo di utenti
- S4: Storage e generazione fotovoltaica condivisa tra diversi tipi di utenti

S1 viene preso come caso di riferimento, S2 è considerato come un modello di business tradizionale, e sia S3 che S4 rappresentano modelli di business con condivisione energetica.

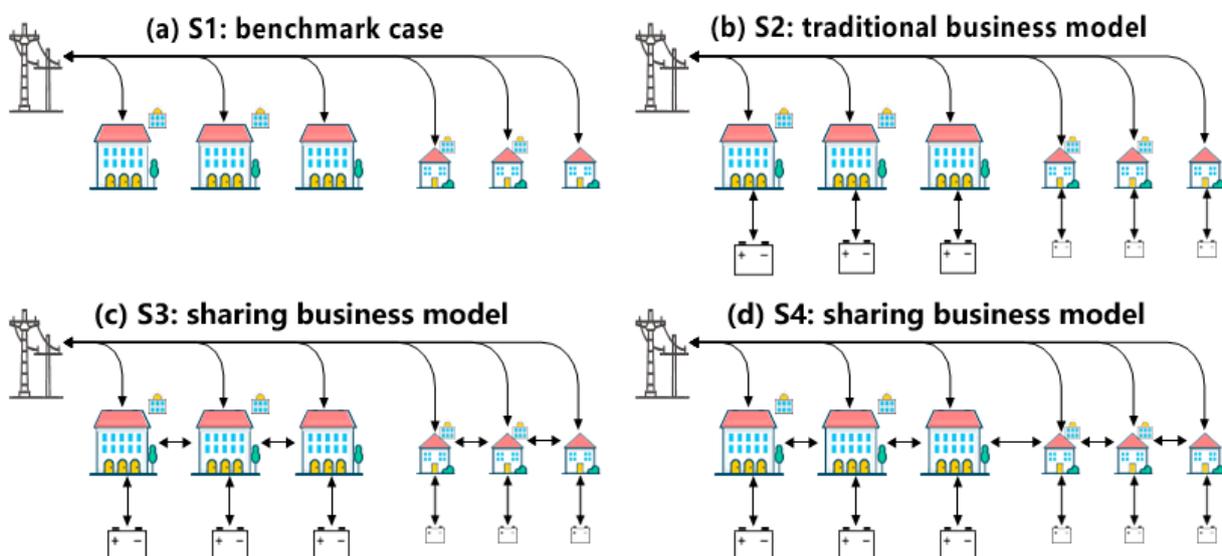


Figura 12. Illustrazione schematica dei possibili scenari

A seguito di un'analisi economica eseguita su un modello teorico, la ricerca evidenzia degli importanti risultati. Innanzitutto, i modelli di business S3 e S4, in particolare S4 che prevede la generazione fotovoltaica condivisa tra diversi tipi di utenti, può ridurre le spese di energia elettrica di tutta la comunità. Inoltre, le stesse configurazioni ed in particolare S4, possono ovviamente migliorare il rapporto di autoconsumo del fotovoltaico, indicando un modo possibile per alleviare l'onere finanziario governativo. La condivisione nei modelli di business, in particolare per la situazione S4, può anche migliorare significativamente la redditività economica delle batterie esauste, contribuendo a promuoverne l'uso per una seconda vita.

Dunque, le comunità stanno iniziando a sfidare l'attuale paradigma della produzione centralizzata, andando verso un sistema maggiormente flessibile e più adatto a gestire l'intermittenza delle fonti di energia rinnovabili. Grazie alle tecnologie dell'energia distribuita e alla responsabilizzazione dei consumatori, le comunità energetiche sono divenute un modo efficace ed economicamente efficiente di rispondere ai bisogni e alle aspettative dei cittadini riguardo alle fonti energetiche, ai servizi e alla partecipazione locale [30].

Roby and Dibb [31] individuano i possibili percorsi energetici futuri, a partire da tre sistemi, bottom-up, top-down ed ibrido. I sistemi energetici bottom-up sono guidati dalla comunità, mentre quelli top-down sono guidate dalle imprese del settore energetico e dalle autorità locali. Il sistema ibrido prevede partnership tra le autorità locali, le imprese e le comunità. Nella tabella seguente, vengono illustrate le caratteristiche e le differenze tra i singoli sistemi.

Tabella 4. Possibili percorsi energetici futuri.

Sistema	A chi giova?	Chi si sviluppa?	Decentralizzato	Democratico
BOTTOM-UP				
<i>Produzione di energia gestita dalla comunità, incluso eventualmente lo stoccaggio.</i>	Comunità	Comunità	Si	Si
<i>Acquisto all'ingrosso di energia o isolamento.</i>	Comunità e fornitori	Comunità e fornitori	No	Si
<i>Trading energetico peer to peer.</i>	Piccoli acquirenti e venditori	Piccoli acquirenti e venditori	Si	Si, come prosumer
TOP-DOWN				
<i>Azienda di servizi energetici delle autorità locali.</i>	Autorità locale e società in generale attraverso entrate per sostenere i servizi locali.	Autorità sociale	Si	No
<i>Nuovo sviluppo abitativo</i>	Autorità locale e promotore immobiliare	Autorità locale e promotore immobiliare	Si	No
<i>Ristrutturazione o ricostruzione degli alloggi.</i>	Autorità locale, promotore immobiliare e residenti	Autorità locale e promotore immobiliare	Si	In parte, se i cittadini sono coinvolti nel processo decisionale.
<i>La società di energia guida lo schema energetico della comunità.</i>	Società energetica, a volte la comunità locale	Società energetica	Si	No
IBRIDO				
<i>Vendita di servizi energetici</i>	Consumatori e fornitori di energia	Fornitori ed aggregatori di energia	Si	In parte, se i consumatori sono attivamente coinvolti.
<i>Proprietà comunitaria delle turbine eoliche in un parco eolico più grande.</i>	Azienda e comunità energetica.	Società energetica	Si	In parte, dipende dal coinvolgimento della comunità nel processo decisionale.
<i>Progetto energetico con un intermediario (aggregatore, autorità locale, terzo settore) e la comunità.</i>	Intermediario e comunità	Intermediario in collaborazione con la comunità.	Si	In parte, dipende dal coinvolgimento della comunità nel processo decisionale.
<i>Progetto energetico identificato dagli intermediari, sviluppato e gestito dalla comunità.</i>	Intermediario e comunità.	Comunità locale con il supporto di altre parti interessate.	Si	In parte, dipende dal coinvolgimento della comunità nel processo decisionale

Come è possibile vedere nella tabella, i progetti che partono dalla comunità possono includere la produzione e lo stoccaggio dell'energia, ed il consumatore diventa prosumer. Un progetto energetico con queste

caratteristiche richiede alti livelli di competenza e notevoli finanziamenti, che molto spesso sono di difficile riscontro in questo sistema. Un vantaggio dei sistemi bottom-up è che le motivazioni che spingono alla creazione della comunità non sono esclusivamente di tipo energetico, ma rappresentano il desiderio dei partecipanti di essere parte di un gruppo e/o di diventare indipendenti dal regime centralizzato.

I sistemi top-down sono gestiti da grandi organizzazioni, imprese energetiche o autorità locali. In questo contesto, in genere, le decisioni vengono prese dall'alto, ma può essere comunque mantenuta una certa equità all'interno delle comunità. Date le maggiori competenze e possibilità economiche, il sistema top-down riesce a generare entrate, raggiungere gli obiettivi di energia pulita e sostenere obiettivi di sviluppo della sostenibilità locale. Quello che desta preoccupazione di questi sistemi è che non sono stati fatti dalla comunità, la quale potrebbe non generare supporto e coesione.

I sistemi energetici ibridi uniscono il coinvolgimento e l'interesse della comunità, alle risorse e competenze delle imprese e del governo locale. Questi sistemi potrebbero essere una strada importante da intraprendere per lo sviluppo di comunità energetiche locali. Un approccio ibrido rispecchierebbe la definizione mutevole di comunità energetica, da quella che si concentra su attività isolate ad un approccio collegato in rete. In base a questo approccio, le autorità locali, le imprese e le organizzazioni del terzo settore possono fungere da intermediari che offrono consulenza tecnica; dare accesso a informazioni, sostegno politico, partnership commerciali e servizi professionali; fornire accesso a edifici, prestiti, tempo o esperienza del personale per aiutare a creare imprese energetiche della comunità [32]. Tuttavia, come sottolinea il responsabile dell'ambiente, potrebbe esserci un'opposizione da parte delle società energetiche, che richiedono una legislazione per sostenere tale cambiamento di paradigma. Lo studio offre importanti spunti per i diversi attori. Per i responsabili politici, la consapevolezza di tutti questi percorsi è fondamentale per garantire il giusto tipo di supporto politico e normativo per sviluppare l'energia della comunità.

Le imprese leader del settore energetico devono comprendere in che modo incorporare le comunità energetiche alla realtà esistente e considerare nuovi modelli di business. Finora, infatti, le aziende avevano avuto un'interazione limitata con i consumatori, invece di considerarli come parte fondamentale del processo di decarbonizzazione.

Queste intuizioni sono utili anche ai nuovi arrivati sul mercato. Ad esempio, gli aggregatori possono svolgere un ruolo importante, in particolare nell'ambito di un approccio ibrido, attraverso lo sviluppo di un mercato per la produzione di energia decentralizzata su piccola scala e di servizi energetici. Un ruolo maggiore per gli aggregatori contribuirebbe a sostenere la democratizzazione e il decentramento dell'energia, e promuovere la concorrenza nel settore e la commercializzazione dell'energia comunitaria [33].

Inoltre, appare chiaro che il coinvolgimento dei consumatori e delle comunità energetiche è fondamentale per raggiungere l'obiettivo di decarbonizzazione del sistema energetico. La Commissione europea, infatti, nella Direttiva EU 2018/2001 sulla promozione dell'uso delle energie rinnovabili, afferma che: «*La partecipazione dei cittadini locali a progetti di energia rinnovabile attraverso le comunità di energia rinnovabile ha portato a un sostanziale valore aggiunto in termini di accettazione locale di energia rinnovabile [...]*».

L'accettazione pubblica e la partecipazione alle comunità energetiche locali non si limitano all'accettazione di una specifica tecnologia o installazione energetica, ma all'accettazione di tutti gli elementi amministrativi e tecnologici necessari per un sistema energetico locale sufficiente. Una recente ricerca [34] ha esaminato proprio l'accettazione delle comunità di energia rinnovabile in quattro paesi europei, ovvero Germania, Austria, Italia e Svizzera. È stato dimostrato che per garantire alti livelli di supporto da parte dei cittadini nei confronti della transazione energetica, è necessario scegliere il tipo di generazione energetica maggiormente conforme alle preferenze locali e del territorio. Inoltre, il sostegno istituzionale svolge un ruolo fondamentale nell'accettazione sociale, sia per la capacità di rendere il progetto più economico o più facile da completare, sia per il potere di opinion leader sulla tematica.

In ogni caso, gli ultimi anni hanno registrato una crescita dell'interesse dei cittadini nel collaborare al fine di produrre e consumare energia sostenibile a livello locale. Viene registrata, infatti, una visibile espansione delle cooperative energetiche, che REScoop.eu definisce come "gruppi di cittadini che si organizzano per agire collettivamente per promuovere l'uso delle energie rinnovabili e aumentare l'energia standard di efficienza" e ne rappresenta più di 1500 in tutta Europa. Utilizzando un modello cooperativo, viene offerta un'alternativa democratica ed organizzata a livello locale ai fornitori di energia e di servizi energetici.

Le ragioni che portano a diventare un membro di REScoop.eu possono essere motivate da atteggiamenti legati a preoccupazioni ambientali o sociali (localizzate) o da ragioni finanziarie o tecniche, come ricevere una migliore prestazione di servizi o un maggiore comfort.

Queste iniziative a base emissioni di carbonio guidate da cittadini sono fondate su valori e strutture locali e collettivi, piuttosto che sulla ricerca di profitto; inoltre, nel tentativo di aumentare gli standard di efficienza energetica, si impegnano ad esortare i membri al risparmio energetico. In particolare, il risparmio energetico di un cittadino può essere correlato a comportamenti di riduzione, in relazione alle azioni quotidiane, o di efficienza, in relazione ad investimenti meno frequenti come l'isolamento termico. Le cooperative utilizzano molteplici strategie per influenzare psicologicamente i comportamenti sul risparmio energetico delle famiglie, riuscendo ad avere dei riscontri reali esclusivamente nel momento in cui i membri della cooperativa pongono stima e fiducia nella cooperativa stessa.

Hoppe et. al [35] hanno condotto un'importante analisi quantitativa sul risparmio energetico nelle cooperative energetiche. Nello studio vengono analizzate tre serie di variabili indipendenti, ovvero fattori socio-demografici, fattori psicologici e fattori relativi a REScoop.eu, in relazione ad una variabile dipendente che rappresenta il risparmio energetico degli utenti della cooperativa. I risultati dimostrano che il risparmio energetico delle famiglie aumenta nel momento in cui entrano a far parte della cooperativa, ed evidenziano il fatto che i RESCoops contribuiscono moderatamente a questo risultato. Viene evidenziata l'importanza dei predittori psicologici per il raggiungimento di un interesse al risparmio energetico; viene, altresì, dimostrata una moderata relazione tra la variabile dipendente ed i predittori socio-demografici e situazionali.

All'interno della stessa comunità, ogni soggetto consuma energia in modo differente. Gautier et. al [36] hanno indagato sui fattori che influenzano le azioni di autoconsumo dei singoli all'interno della comunità, cercando di collegare alle caratteristiche dell'individuo il suo comportamento da auto-consumatore. Sulla base di un sondaggio su larga scala condotto tra le famiglie con fotovoltaico solare in Vallonia, emerge che il 40% degli intervistati cerca di sincronizzare la produzione ed il consumo di elettricità, anche senza lo stimolo di incentivi economici. Si osserva che le persone anziane e le donne hanno maggiori probabilità di adattare il loro consumo di elettricità spostando il loro carico, probabilmente perché tendono a trascorrere a casa le ore diurne. I prosumer con elevate motivazioni ambientali tendono ad una maggiore sincronizzazione, indipendentemente dalle dimensioni della loro installazione. L'articolo conclude che l'autoconsumo potrebbe essere incentivato mediante una combinazione di incentivi monetari, informazioni per i consumatori sul proprio profilo di consumo, e adozione di dispositivi intelligenti, che possono spostare il carico senza ostacolare troppo il comportamento dei consumatori di energia.

6. FOCUS SUI MECCANISMI DI FINANZIAMENTO

Parallelamente alla crescita europea di cooperative/comunità energetiche e di modelli partecipativi per lo sviluppo di investimenti in energia rinnovabile, il ruolo del crowdfunding nel settore energetico ha assunto sempre maggiore importanza. Il crowdfunding nel settore energetico nasce nel 2012.

Gli attori delle comunità energetiche lavorano insieme con l'obiettivo di sviluppare progetti di energia rinnovabile e promuoverne l'uso in un ambito geograficamente ristretto. La comunità non solo considera le

opinioni e le idee dei residenti, ma li coinvolge direttamente nei processi di domanda e offerta di energia. Come nel contesto delle cooperative energetiche, le piattaforme di crowdfunding coinvolgono cittadini e stakeholder permettendo loro di partecipare, investire e beneficiare economicamente da investimenti nel settore energetico. Dal momento che condividono e mettono in pratica principi simili, lo strumento finanziario più adatto per le cooperative di energia rinnovabile è l'equity crowdfunding. Un approccio societario, infatti, garantisce profitti condivisi tra i membri della comunità, la riduzione del rischio dell'investimento e che alcune parti dei rendimenti vengano reinvestite nello sviluppo della comunità stessa. I soci della comunità possono condividere i dividendi in proporzione all'investimento effettuato, ed ognuno di loro partecipa al processo decisionale con un voto, in modo del tutto democratico. Inoltre, dal punto di vista sociale, l'equity crowdfunding minimizza i fenomeni di NYMBY, valorizza e massimizza le ricadute economiche sul territorio, innesca processi partecipativi e garantisce un migliore dimensionamento dell'intervento sul fabbisogno locale.

Dilger et al. [37], impiegando più case study, rivela alcune condizioni preliminari, fattori abilitanti ed ostacoli che si incorrono nell'impiego del crowdfunding nel modello di business delle cooperative energetiche. In particolare, applicando gli elementi "cosa", "chi", "come" e "perché" del concetto di modello di business di Gassmann et al. [38] alle cooperative energetiche, lo studio definisce un meta-modello astratto che funge da piattaforma di analisi, indipendentemente dalle caratteristiche delle singole cooperative.

Cosa: le cooperative energetiche offrono una partecipazione attiva e democratica al turnaround energetico, compensando l'insoddisfazione per le utility e la loro proposta di valore orientata al profitto per gli azionisti.

Chi: le cooperative energetiche attraggono principalmente individui spinti da motivi piuttosto altruistici. Gli studi indicano che la partecipazione attiva e democratica all'interno di una comunità superano i motivi finanziari sia dei fondatori sia che di chi le gestisce ed anche dei membri ordinari.

Come: le cooperative sono inclini a un orientamento al valore dei membri, fornendo supporto non necessariamente monetario e ricercando un vantaggio non puramente finanziario, in un quadro durevole di valori e principi di business. La partecipazione attiva al turnaround energetico è resa possibile dagli investimenti iniziali per volontà democratica dei membri (una persona, un voto), dipendentemente dal tipo di EC: in una CE ideale, l'investimento è scelto principalmente per la sostenibilità e per offrire il miglior valore ai propri clienti, anziché massimizzare il valore per gli azionisti. Tuttavia, poiché i motivi differiscono a seconda del tipo di cooperativa, la gamma di investimenti non è determinata solo su un orientamento puro o principalmente sociale, ma può anche estendersi a un orientamento finanziario.

Perché: le CE hanno effetti positivi sui costi attraverso un'azione collettiva, che consente almeno un equilibrio tra entrate e spese. Si sottolinea la capacità della cooperativa di sfruttare i vantaggi imprenditoriali dell'organizzazione collettiva e dell'operazione indipendente, con effetto la riduzione dei costi di transazione.

Dunque, il crowdfunding energetico nasce come risposta all'esigenza del coinvolgimento del cittadino nel settore energetico, proponendo inizialmente investimenti in progetti di comunità e promossi dal basso.

I dati dello studio pubblicato da Euro Heat and Power e finanziato dal progetto europeo H2020 TEMPO però mostrano come il settore si stia progressivamente differenziando, includendo tra i promotori di progetti non solo comunità energetiche locali ma anche soggetti più istituzionali: al dicembre 2017 più del 92% dei progetti sono stati proposti da aziende e solo il 5% da iniziative di comunità.

Lo studio sottolinea i due fattori chiave dell'uso del crowdfunding per i promotori di progetti energetici:

- *L'accesso al capitale*, essendo di fatto una forma innovativa e alternativa alla finanza istituzionale per il finanziamento di progetti energetici; primi studi in merito sembrano anche dimostrare che l'accesso al capitale sia più veloce e semplice di altre forme alternative di finanziamento.
- *La possibilità di coinvolgimento dei cittadini e stakeholders locali*; questo permette sia di ampliare il bacino dei potenziali investitori, sia di incrementare la visibilità dei progetti e, potenzialmente, di superare eventuali opposizioni locali grazie alla implicita redistribuzione di risorse sui territori tramite

il riconoscimento di ritorni economici agli investitori locali.

Ai cittadini investitori, invece, il crowdfunding offre la possibilità di investire in modo diretto e disintermediato anche piccole somme di denaro in progetti energetici e di beneficiarne economicamente, garantendo così una forma di democratizzazione del processo di sviluppo e investimento nel settore. Lo studio dimostra come i progetti presentati sulle piattaforme offrano ai cittadini investitori rendimenti medi tra il 4 e il 9%.

Allo stesso tempo il crowdfunding permette al cittadino investitore di partecipare e supportare progetti energetici sostenibili, contribuendo così direttamente alla transizione energetica e alla riduzione della dipendenza dalle fonti fossili. Uno studio [39] dimostra, di fatti, come tra le motivazioni di chi ha investito su piattaforme di crowdfunding energetico, la trasparenza e l'impatto ambientale positivo dell'investimento risultino importanti tanto quanto i ritorni economici attesi.

Bauwens [40] ha esaminato i fattori che determinano la dimensione degli investimenti finanziari realizzati dai membri delle comunità di energia rinnovabile. In particolare, vengono analizzati gli aspetti sociali, economici, ambientali ed istituzionali⁴. I risultati hanno mostrato che l'utile sul capitale investito è il fattore determinante più importante per i membri di grandi comunità di interesse, mentre i fattori ambientali, sociali e altri fattori non economici tendono a dominare le motivazioni finanziarie per i membri delle comunità più piccole. La presenza di altri membri in una rete sociale più limitata svolge un ruolo particolarmente importante in quest'ultimo tipo di comunità, mettendo in evidenza la forza delle interazioni sociali come motore per gli investimenti.

6.1. Alcune piattaforme di crowdfunding

In Europa, sono presenti 29 piattaforme di crowdfunding dedicate ad investimenti energetici, il 90% delle quali è di tipo finanziario (equity e lending). In cima alle classifiche per numero di piattaforme e volume finanziato vi sono Gran Bretagna, Francia, Olanda e Germania. Per quanto riguarda l'Italia, esistono tre principali piattaforme dedicate interamente al settore energetico, ovvero Fundera, Ecomill ed Edison Crowd.

Sul piano internazionale, le piattaforme di crowdfunding più conosciute, **Kickstarter** e **Indiegogo**, hanno sostenuto una significativa quantità di progetti per l'energia rinnovabile e la sostenibilità. Questi due siti si concentrano principalmente sui prodotti di consumo come la generazione di energia rinnovabile per la casa e la gestione energetica domestica. Tuttavia, molte innovazioni in erba nelle energie rinnovabili o nella sostenibilità sono più grandi e più trasformative, e richiedono quindi maggiori investimenti iniziali in grandi quantità di fondi. Perciò, esistono piattaforme di crowdfunding che offrono ai finanziatori la possibilità di fornire capitale in cambio di capitale azionario o di un futuro ritorno sull'investimento. Piuttosto che trasformare i sostenitori in clienti o donatori, queste piattaforme di crowdfunding trasformano i sostenitori in investitori o finanziatori di micro-VC in progetti verdi, consentendo la vera democratizzazione della raccolta di capitali. Le piattaforme internazionali di crowdfunding energetico, che hanno riscontrato maggiore successo, sono *Abundance*, *Trillion Fund*, *SunFunder*, *Mosaic*, *Windcentrale*, *Citizenenergy*, *StarEngine*, *Fundeen*.

In [APPENDICE B](#) è possibile osservare le principali caratteristiche delle piattaforme di crowdfunding elencate.

7. AGGREGAZIONI PROMOSSE DA SOGGETTI PUBBLICI E DA SOGGETTI PRIVATI

Nel Deliverable 1.5 è stato affrontato il tema delle Comunità Energetiche da un punto di vista del quadro regolatorio attuale. Le principali norme di riferimento in materia sono la RED II (Renewable Energy Directive), il

⁴ Sulla base di un sondaggio condotto su 4061 membri di due cooperative di energia rinnovabile situate nelle Fiandre, nella parte settentrionale del Belgio.

Decreto Milleproroghe 2020, e da ultima la nuova Deliberazione ARERA del 4 agosto 2020 n.318/2020/R/eel riguardanti la promozione e lo sviluppo delle comunità energetiche e degli autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile. Tuttavia, si fa presente che il quadro regolatorio è in continua evoluzione in quanto il legislatore sta facendo propri gli obiettivi fondamentali dell'autoconsumo collettivo legati ai benefici ambientali, economici e sociali. Ciò è stato propedeutico per affrontare lo studio di esempi di aggregazioni realmente costituite. Infatti, sono stati analizzati una serie di casi di studio di aggregazioni promosse da soggetti pubblici; in particolare, le esperienze di comunità energetiche sostenute dalle regioni Piemonte e Puglia. Per ciascuna è stato analizzato il quadro regolatorio esistente in tema di comunità energetiche. Sono stati scelti tali casi poiché risultano essere pionieri, in Italia, della promozione e attuazione delle comunità stesse, ancorché, allo stadio attuale, si tratta di progetti e non di vere e proprie realtà. Infatti, gli statuti non sono ancora stati ratificati ed ufficializzati per via del regime di incertezza normativa esistente. Prima fra le due regioni, è stata il Piemonte che ha istituito un'aggregazione, esattamente nel pinerolese; data l'onerosità della ricerca, è possibile visionare il caso di studio in [APPENDICE C](#). Allo stesso modo, il caso di studio relativo all'esperienza della Regione Puglia è disponibile in [APPENDICE D](#).

Per poter avere un quadro completo, è stato ritenuto opportuno selezionare delle esperienze anche nel settore privato. Sono stati scelti come case study i business model adottati dal system integrator Sonnen e dal gruppo Evolvere. In particolare, dopo un breve focus sulla storia delle società nel mondo dell'energia rinnovabile, sono state individuate le principali voci del business model canvas. La ricerca ricade su due realtà leader nel settore energetico italiano ed europeo, che rispecchiano perfettamente la spinta verso il contesto comunitario nell'evoluzione energetica.

La linea strategica di Evolvere S.p.A. converge verso lo sviluppo un ecosistema integrato ed efficiente basato sull'indipendenza e sul risparmio energetico, dove il prosumer/consumer è parte attiva nella gestione e nel consumo dell'energia prodotta ed è protagonista del modello energetico. L'azienda, pertanto, partecipa attivamente alla rivoluzione del mercato energetico che guida la generazione di comunità intelligenti. L'analisi approfondita della società è disponibile in [APPENDICE E](#).

Sonnen GmbH è un'azienda tedesca leader nel settore energetico. Si affaccia al mondo delle comunità energetiche tramite la sonnenCommunity, dove tutti i proprietari di una sonnenBatteria sono potenzialmente interconnessi tra loro in una grande batteria virtuale. La sonnenCommunity combina l'uso della generazione di energia decentralizzata, l'accumulo energetico della batteria e il collegamento in rete degli utenti. Lo studio dell'azienda è disponibile in [APPENDICE F](#).

Lo studio delle aggregazioni promosse sia da soggetti pubblici che da soggetti privati permette di rendere chiaro il contesto nel quale si dovrà sviluppare la comunità di ComESTo; inoltre, dimostra che l'evoluzione energetica è orientata all'accrescimento dell'aspetto comunitario.

8. ELEMENTI DI VALUTAZIONE TECNICO-ECONOMICA (COSTI-BENEFICI)

8.1. Caso di studio: prosumer con impianto fotovoltaico privo di storage

In linea con le attività operative di GreenEnergy Spa, si è deciso di affrontare l'analisi di alcuni casi studio reali utili a fornire elementi di valutazione tecnico-economica sulla convenienza di impianti fotovoltaici. Questo perché l'azienda si trova quotidianamente ad operare nelle varie commesse trattando temi legati alla progettazione, autorizzazione, connessione, installazione, manutenzione, monitoraggio e analisi dei dati di produzione effettivamente conseguiti dagli impianti sulla base di quelli attesi.

In particolare, sulla base della normativa in vigore, si è ritenuto interessante valutare la convenienza dell'installazione di un impianto fotovoltaico a parziale copertura dei consumi energetici di un'abitazione. Sono stati esaminati diversi casi studio:

- impianto in regime di Scambio sul posto (SSP);
- Impianto in regime di SEU.

Per facilità di lettura, è possibile osservare i dettagli dei casi studio in [APPENDICE G](#).

Da quanto si evince dai risultati delle analisi, la configurazione in Scambio sul posto risulta essere vantaggiosa.

In riferimento al caso studio caratterizzato da un impianto fotovoltaico in regime SEU, sono state effettuate delle analisi economiche riguardanti tre casi:

- a) Cliente finale e produttore gestiscono separatamente i contratti di prelievo e di immissione di energia elettrica nella rete pubblica;
- b) Il Cliente finale gestisce i contratti di prelievo e di immissione di energia elettrica nella rete pubblica;
- c) Il Produttore gestisce i contratti di prelievo e di immissione di energia elettrica nella rete pubblica.

Nel caso a), le analisi evidenziano dei vantaggi sia per il cliente che per produttore: il cliente non deve effettuare l'investimento iniziale ed ottiene un risparmio in bolletta rispetto alla situazione precedente all'installazione dell'impianto fotovoltaico; il produttore, invece, a fronte dell'investimento iniziale, avrà un rientro del capitale investito in 8 anni (superiore al caso dell'SSP), e un idoneo valore del TIR.

Anche nel caso b), entrambe le figure hanno dei vantaggi. Il cliente oltre ai vantaggi derivanti dal risparmio in bolletta, si ritrova ad usufruire anche dello scambio sul posto, con un VAN maggiore rispetto alla configurazione precedente. Il produttore, invece, avrà un rientro del capitale investito superiore (10 anni) e un valore del TIR inferiore.

Nell'ultima configurazione c), si evidenziano dei vantaggi esclusivamente per il cliente, dovuti al risparmio in bolletta. Il produttore non avrà rientro del capitale investito.

8.2. Caso di studio: prosumer con impianto fotovoltaico dotato di storage

L'obiettivo di questo paragrafo è quello di descrivere l'analisi economica del medesimo utente, ma dotato di un sistema di accumulo. Così facendo il costo specifico aumenterà a 2.300 €/kW portando l'investimento iniziale a 10.971 €. Anche in questo caso, sono stati considerati due casi studio:

- impianto in regime di Scambio sul posto;
- Impianto in regime di SEU.

Per facilità di lettura, è possibile osservare i dettagli dei casi studio in [APPENDICE H](#).

La configurazione in scambio sul posto continua ad essere vantaggiosa per l'utente, benché sia il VAN che il *Pay Back Period* siano aumentati a causa del maggior investimento iniziale.

Come in precedenza, in riferimento al caso studio caratterizzato da un impianto fotovoltaico in regime SEU, sono state effettuate delle analisi economiche riguardanti tre casi:

- a) Cliente finale e produttore gestiscono separatamente i contratti di prelievo e di immissione di energia elettrica nella rete pubblica;
- b) Il Cliente finale gestisce i contratti di prelievo e di immissione di energia elettrica nella rete pubblica;

c) Il Produttore gestisce i contratti di prelievo e di immissione di energia elettrica nella rete pubblica.

Dalle valutazioni effettuate si può dedurre che tutti e tre i casi analizzati con la configurazione SEU, sono caratterizzati da un aumento di *Pay-Back Period* e VAN. In particolare, in a) e b) si continuano ad avere dei vantaggi sia per il cliente finale che per il produttore, mentre in c) il vantaggio riguarda unicamente il cliente finale.

8.3. Elementi di costo

Al fine di operare sul MGP qualificandosi come UdD in immissione e prelievo, è necessario immobilizzare risorse finanziarie a copertura delle garanzie necessarie verso i diversi operatori coinvolti, brevemente descritte nel seguito.

Terna - Gestore Rete di Trasmissione (TSO)

Tali garanzie sono distinte e implicano un calcolo differente a seconda che si tratti di Unità di Dispacciamento in immissione e/o prelievo. In immissione, la garanzia prevede una copertura di 4 mensilità relative agli sbilanciamenti effettivi negativi a potenza massima. Dopo i primi 6 mesi di attività è possibile fare istanza per chiedere riduzione dell'importo a garanzia secondo un fattore di correzione (FC). Tale fattore può valere FC=20, nel caso di indice di onorabilità (Io) pari a 2 che corrisponde a pagamenti senza alcun giorno di ritardo delle fatture passive dovute al gestore della rete di Trasmissione. Il fattore di correzione scende a FC=10 nel caso di Io=1, ossia per ritardi tra 1 e 5 giorni. FC=1 (nessuna riduzione) per ritardi nel pagamento di fatture passive superiore ai 5 giorni. La procedura discussa permette di ridurre la garanzia oppure di conferire più impianti in immissione mantenendo la stessa garanzia prestata.

La procedura per il calcolo della garanzia in immissione coinvolge gli oneri di sbilanciamento negativi mensilmente generati delle unità di produzione. Nel dettaglio la garanzia per impianti gestiti in Immissione è valutabile tramite la seguente formula:

Prima Garanzia Immissione = max {50.000 € ; min[10MLN €; (4 x PA x 744 x PVN)]};

dove:

- PA, rappresenta la potenza nominale dell'impianto;
- PVN, è un coefficiente denominato prezzo di valorizzazione delle vendite a termine dato dal rapporto tra:
 - la sommatoria, estesa agli ultimi sei mesi, degli importi degli oneri di sbilanciamento negativi delle unità di produzione;
 - la sommatoria, estesa agli ultimi sei mesi, delle energie di sbilanciamento delle medesime unità.

$$PVN = \sum_{t=1}^6 \frac{Sbil.Negativo_t \text{ [€]}}{Sbil.Negativo_t \text{ [MWh]}}$$

744, sono le ore in un mese. Da notare come la garanzia viene richiesta considerando uno sbilanciamento negativo a piena potenza per tutte le ore dei 4 mesi, situazione molto meno verosimile rispetto a qualsiasi reale condizione.

Il valore della garanzia da prestare all'atto di prima stipula del contratto di dispacciamento in prelievo è determinato in funzione del valore della potenza media annuale, espressa in MW, calcolata in base ai valori di energia prelevata dell'ultimo anno disponibile dai punti di prelievo rientranti nel contratto di dispacciamento

in esame. Il valore della potenza è comunicato dal Sistema Informativo Integrato (SII) a Terna. In particolare, la prima garanzia è pari a:

$$\text{Prima Garanzia Prelievo} = \max \{5.000\text{€} ; [4 \times 744 \times \text{PMA} \times (\text{PFiss} + \text{SBILNEG} \times \text{PSbil})]\};$$

dove:

- 4: è il numero di mesi di copertura;
- 744: è il numero di ore del mese;
- PFiss: è la somma del valore dei corrispettivi, espressi in €/MWh, previsti dalla delibera n. 111/06 diversi dal corrispettivo di sbilanciamento effettivo di cui al paragrafo 7.1.1. della stessa;
- PSbil è il prezzo medio di sbilanciamento negativo del mercato libero rilevato negli ultimi 6 mesi, espresso in €/MWh;
- SbiNeg: è la percentuale di sbilanciamento medio negativo del mercato libero rilevato negli ultimi sei mesi;
- PMA: valore di potenza media annuale, espresso in MW.

Distributore (DSO): Corrisponde ad una copertura di 3 mesi degli importi dovuti per oneri di trasporto, distribuzione, misura e oneri di sistema.

Agenzia delle Dogane e dei Monopoli: È pari al 10% circa (1/12) delle Accise versate in un anno.

Gestore dei Mercati Energetici (GME): Per poter partecipare al mercato, l'Unità di Dispacciamento deve stipulare due garanzie: garanzie energia, a copertura di tutti gli importi non saldati (indicativamente 3 settimane di acquisti su IPEX per fornitura in prelievo) e garanzie su Corrispettivo Capacità di Trasporto - CCT, a copertura dei corrispettivi capacità di trasporto mensili.

Oltre alle garanzie, ulteriori costi da considerare sono i seguenti:

- IPEX - Corrispettivo di accesso (una tantum) – 7.500€;
- IPEX - Corrispettivo Annuo 10.000 €/Anno;
- Corrispettivi PCE⁵ in base ai MWh scambiati [€/MWh];
- Corrispettivo Capacità di Trasporto (CCT) e non arbitraggio⁶ [€/MWh];
- Acquisti di energia dalla rete per il fabbisogno mancante [MWh].

La partecipazione alla fornitura dei servizi per il dispacciamento sul MSD da parte di un impianto, sia esso di generazione oppure di consumo, richiede inoltre il soddisfacimento di alcuni requisiti tecnici e funzionali minimi, quali ad esempio⁷:

installazione di apparati di misura e monitoraggio conformi alle specifiche indicate dal gestore di rete (es. unità

⁵ Piattaforma dei Conti Energia (PCE) - Piattaforma per la registrazione dei contratti bilaterali che introduce rilevanti elementi di flessibilità rispetto alla Piattaforma Bilaterali usata in precedenza. Le modalità di funzionamento della PCE sono normate dalla delibera 111/06 dell'AEEG e dal Regolamento emanato dal GME.

⁶ Corrispettivo di non arbitraggio. Corrispettivo calcolato per ogni offerta di acquisto/vendita accettata sul Mercato Infragiornaliero e riferita a punti di offerta in prelievo che l'operatore che ha presentato l'offerta è tenuto a pagare se negativo/positivo o a ricevere se positivo/negativo pari al prodotto tra la quantità accettata e la differenza tra prezzo zonale e PUN.

⁷“PARTECIPAZIONE DELLA DOMANDA FLESSIBILE AL MERCATO DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO”, RSE, Politecnico di Milano, Febbraio 2018, a cura della associazione Energy@home

periferiche di monitoraggio);
installazione di sistemi di comunicazione conformi alle specifiche indicate dal gestore di rete (es. protocollo IEC 870-5-104);
installazione di apparati di controllo conformi alle specifiche indicate dal gestore di rete (es. sala di controllo, eventuale modifica dei controllori locali dei singoli dispositivi);
taglia di potenza minima per la modulazione;
gradiente minimo per la modulazione.
Oltre al costo di realizzazione dell'impianto (solo nel caso di impianto ex-novo) e/o dei sistemi di storage opportunamente dimensionati, occorre considerare anche l'investimento necessario all'adeguamento dello stesso. In particolare, occorre valutare il costo di infrastruttura ICT e di telecontrollo.

Si può supporre che i costi di investimento relativi alle infrastrutture hardware e di telecontrollo siano a carico del proprietario delle unità di consumo/produzione; restano invece a carico dell'aggregatore i costi relativi allo scambio dati con TERNA. Nella pratica, le soluzioni operative reali potrebbero essere diverse.
Altri costi potrebbero riguardare interventi aggiuntivi da eseguirsi internamente all'impianto per rendere l'impianto stesso rispondente alle richieste di flessibilità (es. introduzione di nuove funzioni di controllo addizionali, nuove modalità di esercizio con relativi costi aggiuntivi).
Ai costi di adeguamento occorre, infine, aggiungere anche i costi operativi o di esercizio, tra cui gli sbilanciamenti effettivi. Soprattutto per gli impianti esistenti, la nuova attività sul MSD comporta un controllo e monitoraggio continuo, con un consumo di risorse (ore lavoro ed energia). L'ammontare del costo di adeguamento complessivo (costo di investimento più costo operativo) può quindi variare in funzione della complessità dell'impianto e del portafoglio di servizi offerti.

8.4. Elementi di ricavo

La partecipazione di nuovi entranti sul MSD offre la possibilità di ottenere una remunerazione vantaggiosa per il servizio erogato. In un sistema di mercato delle contrattazioni *pay as bid* ("remunerazione al prezzo offerto")⁸ questo si risolve nella possibilità di fornitura del servizio ad un prezzo il più elevato possibile: in particolare, più è ricercata una risorsa scarsa, maggiori saranno le possibilità di un prezzo elevato.
Sulla base di tali dinamiche, si potrebbero ipotizzare delle offerte, specificate come quantità (MWh) e prezzo (€/MWh), ottenendo così dei potenziali ricavi, calcolati tenendo presente, oltre alle dinamiche di mercato, anche eventualmente i vincoli di impianto (es. entità dell'interruzione, durata dell'interruzione, ripresa del processo con o senza gradiente, recupero delle condizioni iniziali).
Si può ipotizzare che per l'aggregatore i ricavi derivino principalmente dai servizi offerti agli aggregati (ad es. tramite fee mensile applicata in bolletta) nonché dal trading dell'energia (su MGP e MSD).
Per gli aggregati i ricavi si traducono in risparmi "in bolletta" (dovuto a autoconsumo, minor costo dell'energia acquistata non auto-prodotta, prezzi vantaggiosi per il surplus di energia prodotta e non auto-consumata venduta/messa a disposizione all'aggregatore).

8.5. Bilancio economico (costi-benefici)

Una volta determinato l'ammontare del costo di investimento, inclusi i costi operativi, e quello dei potenziali ricavi, l'attrattività per i nuovi entranti a partecipare ai servizi di regolazione sul MSD potrà essere valutata dal

⁸ Probabilmente lo schema di contrattazione non rimarrà lo stesso, anzi in futuro il MSD potrebbe funzionare secondo schemi diversi da quello attuale.

confronto dei costi con i benefici su un dato intervallo temporale (tipicamente 20 anni di durata dell'investimento o una durata inferiore in caso di esigenza di un recupero nel breve periodo). L'attività sarà attraente se i benefici superano i costi, o, in altri termini, l'indice di profittabilità (IP), espresso come rapporto tra benefici e costi (attualizzati), è maggiore di 1. Talvolta, è possibile adottare anche un metodo semplice, benché molto approssimato, come il Pay-Back Period Method-PBP, che permette di avere una indicazione del tempo di rientro dall'investimento.

Supponendo ad esempio che la community (di natura pubblica o privata) sia composta principalmente da utenze residenziali è necessario inoltre valutare la convenienza per i singoli utenti alla partecipazione/adesione all'aggregazione in termini di costi iniziali da sostenere (nell'ipotesi che siano a loro carico) per l'acquisto della tecnologia abilitante e benefici derivanti dai risparmi economici cumulati annualmente.

8.6. Valutazione costi-benefici: partecipazione sul MSD

8.6.1. Elementi di costo e di ricavo EMS provider con ruolo di BRP e Udd in immissione e prelievo.

Modello ipotizzato: accentrato

- L'aggregatore è un produttore di energia, qualificato come Utente di Dispacciamento in immissione e prelievo (è quindi anche BRP) nonché investitore;
- l'EMS provider gestisce in nome e per conto dell'aggregatore il trading dell'energia, eventualmente anche sul MSD, qualificandosi come BSP, interfacciandosi quindi oltre che con il GME anche con Terna (TSO);
- l'aggregatore può raggruppare diverse tipologie di utenze.

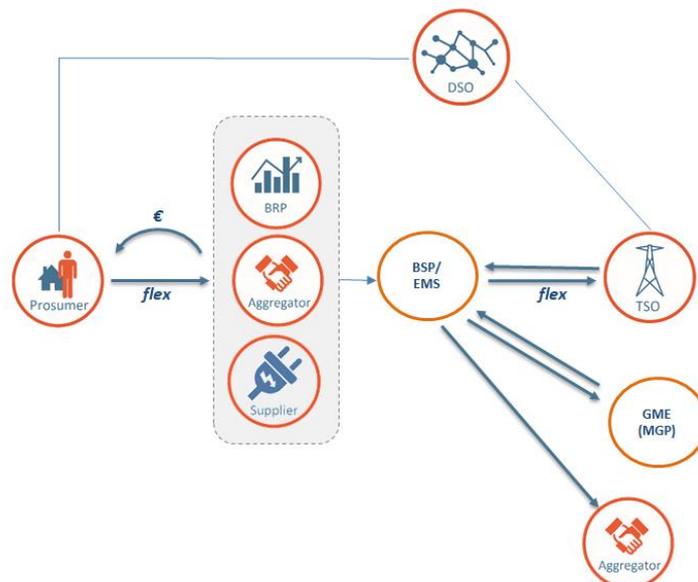


Figura 13. Ruoli e interazioni

Ipotesi di lavoro:

- Si sono considerati solo utenti di tipo residenziale;
- il singolo Cliente finale Prosumer e/o Consumer ha un fabbisogno annuo di 5000 kWh (ipotesi massima elettrificazione);
- gli impianti di generazione considerati sono esclusivamente impianti a fonte rinnovabile non programmabile, di tipo fotovoltaici (FV);

- la producibilità annua stimata degli impianti FV installati nell'Aggregatore, ipotizzando una corretta installazione, si suppone essere quella del Sud Italia ed è stata posta prudenzialmente pari a 1.430 kWh/kWp;
- il costo del kWp degli impianti FV (senza apparecchiature di conversione per l'interfaccia verso la rete) è pari a 1.000 €/kWp;
- l'impianto FV di ciascun Prosumer ha una potenza pari a 3 kWp;
- la producibilità annua dell'impianto FV è pari a circa 4.290 kWh/anno;
- il costo dell'impianto FV complessivo è pari a € 3.000;
- tutte le nanogrid utilizzate sono considerate dotate di sistema di accumulo avente una capacità pari a 3 kWh;
- il costo della nanogrid dotata di sistema di accumulo si è ritenuto pari a € 3.500;
- il costo unitario degli smart meter e gateway è di 250€;
- la vita utile delle dotazioni tecnologiche si assume pari a 20 anni;
- Prezzo Unico Nazionale (PUN) e quello Zonale (PZ) di riferimento sono quelli medi reali relativi all'annualità 2019;
- il prezzo dell'energia che ciascun Prosumer in assetto SEU (definito Utente di tipo 2) acquistata dall'Aggregatore (Autoconsumo) è pari 0,20 €/kWh;
- la piattaforma software del Power Cloud è in grado di interagire con i vari soggetti aderenti all'Aggregatore, al fine di implementare in tempo reale azioni di Demand Response per realizzare diverse opzioni di autoconsumo;
- al fine di avere valutazioni prudenziali, non si è considerata anche la possibilità di aggregare dei producer da fonti convenzionali;
- la eventuale eccedenza di energia proveniente dalla produzione da parte dei Prosumer può essere venduta dall'EMS Provider [o dalla Prosumer based Community]: (1) al "mercato all'ingrosso", utilizzando il Prezzo Zonale (PZ) secondo le forme previste dall'attuale quadro regolatorio; (2) all'interno della Community (ad un prezzo maggiore del PUN e inferiore a PE) (3) o si traduce in un'offerta di flessibilità sul MSD;
- l'energia necessaria ai soggetti aggregati Prosumers (i cui impianti in alcune ore della giornata hanno una produzione insufficiente) e/o vari tipi di Consumers, che l'Aggregatore - tramite l'EMS Provider - non può coprire ricorrendo alle eccedenze di cui all'ipotesi precedente, viene acquisita sul "mercato all'ingrosso" al Prezzo Unico Nazionale (PUN) o può essere un'offerta di servizio (flessibilità) sul MSD;
- ogni singolo cliente finale (sia esso Prosumer e/o Consumer), per i prelievi di energia dalla rete, adotta un profilo contrattuale per "abitazioni di residenza anagrafica con potenza impegnata fino a 3 kW" – D2;
- le Condizioni economiche per il Cliente finale di riferimento sono quelle del Servizio di maggior tutela in vigore nel 2019, per la tariffa mono oraria.

Si sono inoltre definite le tariffe, variabili in funzione delle tipologie di utenti considerati, di acquisto dall'aggregatore e di vendita allo stesso evidenziando la loro componente fissa e relativa componente variabile che si presuma possa avere effetto premiante/incentivante in caso di comportamenti virtuosi.

Con riferimento agli utenti, la convenienza viene qui valutata rispetto ad un costo standard di riferimento di 1.179€ (servizio di maggior tutela anno 2019 per 5.000kWh).

Primo quadro di riferimento:

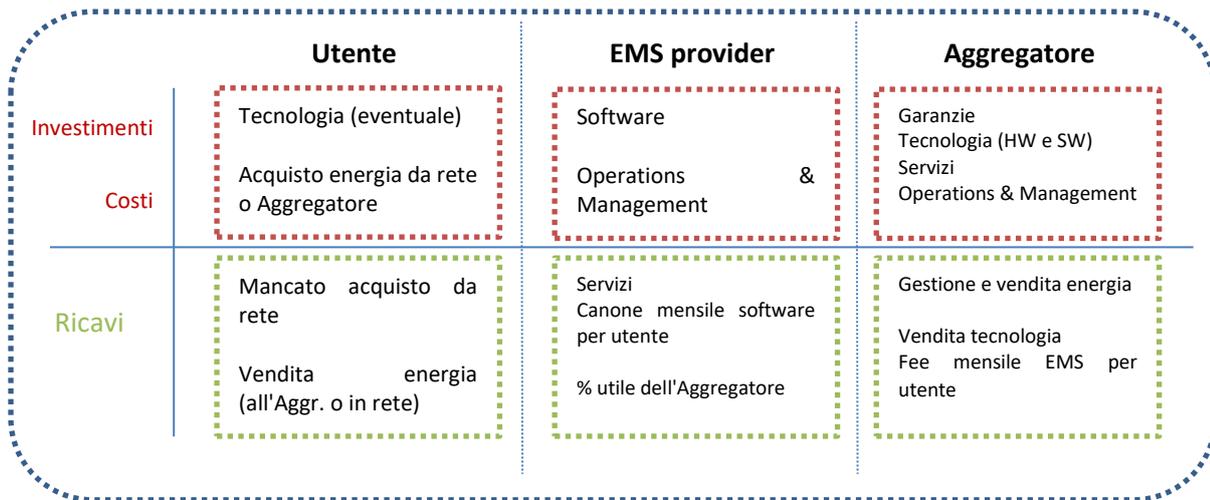


Figura 14 . Ipotesi di configurazione

Tipologie di utenze coinvolte:

L'aggregatore può gestire e raggruppare diverse tipologie di utenza, qui suddivisa in sei gruppi:

- *Utente 1:* consumer, a cui l'aggregatore fornisce lo smart meter.
- *Utente 2:* prosumer, a cui l'Aggregatore fornisce nanogrid, sistema di accumulo e impianto fotovoltaico. In questo caso l'impianto di produzione dell'energia (PV) è di proprietà dell'Aggregatore e lo stesso è quindi proprietario dell'energia prodotta (sia di quella auto-consumata dal prosumer sia di quella in eccesso rispetto alle sue necessità – non auto-consumata).
- *Utente 3:* prosumer indipendente. Il prosumer è già provvisto d'impianto di produzione dell'energia (PV), ne è quindi proprietario ed è dunque proprietario dell'energia auto-consumata e prodotta in eccesso. Tale energia in eccesso è venduta all'Aggregatore. L'Aggregatore, altresì, fornisce/vende al prosumer indipendente la tecnologia mancante (nanogrid e sistema di accumulo).
- *Utente 4:* prosumer indipendente, non provvisto d'impianto di produzione dell'energia (PV), proprietario dell'energia auto-consumata e prodotta in eccesso. Tale energia in eccesso è venduta all'Aggregatore. La tecnologia mancante (PV, nanogrid e sistema di accumulo) è venduta dall'aggregatore all'utente.
- *Utente 5:* consumer "avanzato" dotato di smart meter e sistema di accumulo. Tale tipologia di utente permette all'aggregatore di installare presso la propria abitazione il sistema di accumulo (di proprietà dell'aggregatore).
- *Utente 6:* consumer avanzato dotato di smart meter che acquista il sistema di accumulo dall'Aggregatore.

La seguente figura riassume le tipologie di Utenti considerate evidenziando il soggetto proprietario delle tecnologie necessarie.

	Proprietà della tecnologia	
	Utente	Aggregatore
Utente 1: <u>Consumer con Smart Meter</u>		
Utente 2: <u>Prosumer_A</u> (impianto di proprietà dell'aggregatore)		
Utente 3: <u>Prosumer_I</u> (Indipendente - Impianto non di proprietà dell'aggregatore) dotato di PV - l'Aggregatore vende la tecnologia mancante		
Utente 4: <u>Prosumer_I</u> (Indipendente - impianto non di proprietà dell'aggregatore) - acquista tecnologia (PV+nGfHa+SdA) dall'Aggregatore		
Utente 5: <u>Consumer Avanzato_A</u> (consumer dotato di Smart Meter e di sistema di accumulo) - l'Aggregatore è proprietario del SdA		
Utente 6: <u>Consumer Avanzato_I</u> (consumer dotato di Smart Meter e di sistema di accumulo) - l'utente è proprietario del SdA che acquista dall'Aggregatore		

Figura 15. Tipologie di utenti

Investimenti e costi

Immobilizzazioni finanziarie:

- Garanzia verso Terna - Gestore Rete di Trasmissione (TSO)
- Garanzia verso Distributore (DSO)
- Garanzia verso Agenzia delle Dogane e dei Monopoli
- Garanzia verso Gestore dei Mercati Energetici (GME)

Corrispettivi verso GME e acquisto di energia:

- IPEX - Corrispettivo di accesso (una tantum) – 7.500€;
 - IPEX - Corrispettivo Annuo 10.000 €/Anno;
 - Corrispettivi PCE in base ai MWh scambiati [€/MWh];
 - Corrispettivo Capacità di Trasporto (CCT) e non arbitraggio [€/MWh];
 - Acquisti di Energia da rete per fabbisogno mancante [MWh];
 - Acquisto di energia dai prosumer (surplus non autoconsumato e venduto all'aggregatore).
- Acquisto e installazione tecnologia (impianti fotovoltaici €/kWp, nanogrid e storage €/kWh, Smart Meter).
 - Sistema fatturazione ([€/Anno] per cliente)
 - Costo del personale

Progettazione e sviluppo piattaforma

- architettura IaaS da Service Provider: circa €10.000 una tantum in startup
- predisposizione dell'ambiente di base: circa 5.000
- sviluppo della piattaforma: circa €300.000

Costo di manutenzione/gestione piattaforma

- piattaforma IaaS on Cloud: circa €15.000/anno
- servizio di assistenza e manutenzione (AM): circa €80.000/anno per la piattaforma dimensionata per 5.000 utenti

Costo di manutenzione/gestione per singolo utente

- servizio di AM: circa €100.000/anno per 5.000 utenti

Tariffe applicate ai membri

È possibile definire le tariffe, variabili in funzione delle tipologie di utenti considerati, di acquisto dall'aggregatore e di vendita allo stesso evidenziando la loro componente fissa e relativa componente variabile che si presume possa avere effetto premiante/incitativo in caso di comportamenti virtuosi.

Tariffe applicate ai membri	Componenti e formule	Limiti componente variabile	Limiti Tariffe
TA - tariffa di acquisto dell'energia elettrica all'interno dell'aggregazione (RICAVO per l'aggregatore)	$TA = CFA - CVA$ CFA - componente fissa della tariffa di acquisto dell'energia nell'aggregazione CVA - componente variabile della tariffa di acquisto dell'energia nell'aggregazione	$0 < CVA \leq CFA * 0.025$	$0.95 * PUN < TA \leq PUN * 1.35$ (per residenziali)
TV - tariffa di vendita dell'energia elettrica all'interno dell'aggregazione (COSTO per l'aggregatore)	$TV = CFV + CVV$ CFV - componente fissa della tariffa di vendita dell'energia nell'aggregazione CVV - componente variabile della tariffa di vendita dell'energia nell'aggregazione	$0 < CVV \leq CFV * 0.025$	$PZ < TV \leq PZ * 1.35$ (per residenziali)

Ulteriori ipotesi

Si è supposta una riduzione mediamente pari al 30% dei costi iniziali e l'applicazione di un margine di vendita da parte dell'aggregatore agli utenti della "soluzione chiave in mano" del 20%.

- % autoconsumo dei prosumer (su prelievo) = 60%
- % "riallocazione" energia all'interno della community = 70% (si fa qui riferimento alla quantità (in %) di energia media annua in surplus prodotta dai prosumer che l'aggregatore/EMS riesce a riallocare, ossia vendere o stoccare all'interno della community)

Elementi di ricavo

I ricavi sono dovuti a:

- per tutte le tipologie di utenze, dall'energy trading sui mercati dell'energia, ivi compreso la PCV (Prezzo Commercializzazione Vendita) e il servizio di Energy Management System (fee mensile applicata in bolletta ai membri dell'aggregatore);
- per l'utente di tipo 2 (impianto di proprietà dell'aggregatore) dalla vendita dell'energia all'interno del Sistema Efficiente di Utente (SEU);
- per l'utente di tipo 1 e 6 (consumer e consumer "avanzato") e di tipo 3 e 4 (prosumer con impianto di proprietà acquistato dall'Aggregatore) dalla vendita della tecnologia come soluzione "chiavi in mano".

Alcuni risultati:

Nella seguente simulazione non si sono considerati utenti dotati solo SdA (utenti tipo 5 o 6).

Tabella 5. Prime ipotesi di redditività_5.000Utenti

Numero aggregati (totale)		5.000					
Tipologia		1	2	3	4	5	6
Numero		1250	1250	1250	1250	0	0
Fee mensile EMS [€/mese]		4	4	15	10	2	2
Premio su Pz per immissione in Community [%]				10	35		20
Aumento su PUN per prelievo da Community [%]		10	10	20	20	10	5
Aggregatore	VAN (Mln€)	> 0					
	IP	> 1					
	PBP finanziario (anno)	10 (*)					
	Investimento attualizzato [Mln€]	5,9					
	Costo acquisto tecnologia [Mln€]	8,9					
EMS P.	VAN e IP	VAN > 0; IP > 1					

(*) I 10 anni tengono conto, in ogni caso, di un'entrata a regime supposta lineare in quattro anni.

Ulteriori dati

Nella configurazione ipotizzata si ha:

- Numero utenti: 5.000, di cui 3.750 dotati di sistema di produzione (prosumer) e 1.250 consumer
- Potenza installata → 11,25 MW

8.6.2. Modello per la valutazione costi-benefici connesse ai sistemi energetici aggregati

Al fine di evidenziare le condizioni di convenienza di specifici sistemi energetici aggregati di interesse del progetto, è stato implementato un modello per la valutazione costi-benefici connesse ai sistemi energetici aggregati. Il modello, in particolare, permette sia la valutazione dei benefici per i singoli attori coinvolti nel sistema (es. utente e aggregatore) che il confronto e la comparazione delle relative aree di redditività così da consentire l'individuazione delle condizioni operative che rendono conveniente la partecipazione al MSD per tutti i soggetti coinvolti. Il modello sviluppato è stato applicato ad uno specifico caso studio di interesse del progetto, di cui si riportano nel presente paragrafo i principali risultati.

8.6.3. Caso studio: descrizione del sistema energetico aggregato

Il sistema energetico aggregato, in esame, è costituito da 5.000 utenze residenziali, ognuna delle quali ha una potenza disponibile in prelievo tipicamente di 3,3kW e un fabbisogno energetico annuo di 5.000kWh. Dei 5000 utenti, si suppone che 3.750 siano dotati di un impianto fotovoltaico della potenza nominale di 3kWp con un sistema di accumulo di tipo Li-Ion della capacità di 3kWh. Si suppone che la producibilità annua stimata degli impianti fotovoltaici installati all'interno del sistema aggregato, ipotizzando una corretta installazione in una regione del Sud Italia, sia pari a 1.430 kWh/kW_p, ossia per l'impianto da 3kW, pari a 4.290 kWh/anno. Il sistema energetico aggregato presenta le caratteristiche di una UVAM che si ipotizza sia abilitata a partecipare al MSD.

Come già evidenziato, il funzionamento del sistema energetico aggregato è regolato da un soggetto, denominato EMS (l'EMS provider può coincidere con l'aggregatore o essere una figura diversa che gestisce, in

nome e per conto dell'aggregatore, il trading dell'energia), che ha il compito di fornire energia elettrica a tutti gli utenti utilizzando, prioritariamente, il surplus prodotto dagli impianti fotovoltaici e, in seconda istanza, acquistando energia elettrica dalla rete e rivendendola agli utenti stessi. L'energia scambiata proverrà dall'energia prodotta in surplus dai prosumer che potrà essere riutilizzata secondo le seguenti alternative:

1. Vendita all'interno del sistema energetico aggregato
2. Vendita al "mercato all'ingrosso", utilizzando il Prezzo Zonale (PZ) secondo le forme previste dall'attuale quadro regolatorio (quando non c'è richiesta di energia, da parte del sistema aggregato);
3. Utilizzo dell'energia in un'offerta di flessibilità sul MSD.

Per la predisposizione del modello si è ipotizzato che ogni prosumer realizzi un autoconsumo complessivo del 60% dell'energia necessaria (da produzione fotovoltaica diretta, con un'incidenza media del 50%, e energia proveniente da fotovoltaico immagazzinato all'interno dei sistemi di accumulo).

Pertanto, a titolo di esempio, se ogni prosumer consuma 5.000kWh/anno, si ipotizza che:

- 1.500 kWh costituiscono l'aliquota consumata contemporaneamente alla produzione da parte dell'impianto FV;
- 1.500 kWh sono prelevate dai sistemi di accumulo alimentati dall'impianto FV;
- 2.000 kWh vengono acquistati dall'EMS.

Di conseguenza, dei 4.290 kWh/anno prodotti dall'impianto fotovoltaico, 3.000 kWh sono utilizzati dal prosumer e gli ulteriori 1.290kWh vengono venduti all'EMS. Si ipotizza che l'aggregatore/EMS riservi il 70% dell'energia (903kWh) alla vendita degli utenti del sistema aggregato e la restante parte alla rete esterna (387kWh). In tali ipotesi, si ricava che sull'intera produzione energetica da fotovoltaico (4.290kWh):

- Il 70% (3.000kWh) viene autoconsumata dal prosumer;
- Il 21% (903 kWh) viene acquistato dall'EMS e rivenduta all'interno del sistema energetico aggregato;
- Il 9% (387 kWh) viene acquistata dall'EMS e rivenduta alla rete esterna.

8.6.4. Analisi costi lato aggregatore

Al fine di erogare i servizi di bilanciamento sul MSD, l'aggregatore dovrà sostenere dei costi specifici remunerati dai ricavi connessi alla vendita dell'energia e dalla componente fissa o corrispettivo fisso pagato da Terna, in funzione della potenza che l'aggregato dichiara di poter bilanciare.

Nel caso studio analizzato, la figura dell'aggregatore potrebbe anche coincidere con quella dell'EMS, ossia il soggetto che, come già richiamato, provvede a ottimizzare l'autoconsumo dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici, nonché a fornire energia elettrica agli utenti interni.

Riguardo ai costi che deve sostenere l'aggregatore per rendere idoneo il sistema aggregato a fornire i servizi di bilanciamento sono state avanzate le seguenti ipotesi:

- a) Il costo dell'**Unità Periferica di Monitoraggio (UPM)**, ossia del dispositivo deputato alla rilevazione di una misura analogica dell'energia prodotta e consumata per ciascun punto di connessione, è stato assunto pari a **100 €/punto**. Questa cifra è quella stimata, come necessaria, ad adeguare la strumentazione già prevista per il funzionamento del sistema aggregato, alle funzioni supplementari legate al MSD.
- b) Costo del **Concentratore**, ossia del server che comunica sia con le UPM sottese dei prosumer sia con i Sistemi Terna, è stato stimato pari a **2.000€**.

- c) Costo della **Comunicazione con Terna**, ossia costo dell'infrastruttura e della relativa manutenzione annuale, necessarie a realizzare le connessioni tra l'UVAM e il Sistema di Controllo Terna, è stato valutato pari a **6.000€** di costo di investimento ed a **12.000€ annuali** di costi di manutenzione.
- d) Il costo della **piattaforma di gestione** riguarda il costo di sviluppo e mantenimento di un sistema software complesso che riceve in ingresso una serie di dati input (sia di natura tecnica che economica da Terna e dai prosumer) e restituisce in output la ripartizione degli ordini di dispacciamento tra le diverse unità che costituiscono l'UVAM. Analogamente alle UPM, il sistema energetico aggregato possiede già una piattaforma di gestione che viene utilizzata dall'EMS per ottimizzare la distribuzione dei surplus energetici dei prosumer. Essa dovrà essere adeguata ad assolvere anche alla funzione di fornire servizi sul MSD: poiché non è possibile fare una valutazione esatta del peso economico di tale operazione, si è scelto di far variare questi costi nelle analisi e quindi di eseguire delle analisi di sensitività rispetto a tale parametro. Esso, quindi, varierà **tra 0€ e 100.000€, come costo di investimento** e **tra 0€ e 15.000€, come costo di manutenzione annuale**.
- e) Costo della **comunicazione e quindi di connessione tra UPM e concentratore**. Bisogna sottolineare, anche in questo caso, che il sistema energetico aggregato è dotato di sistemi di connessione dati, tra i vari utenti e l'EMS; pertanto, in linea di principio l'aggregatore non dovrebbe sostenere costi aggiuntivi per questa tipologia di comunicazione. In via precauzionale, nel presente studio è stato considerato un **costo variabile tra 0€ e 50€ ad anno** per ogni punto. Quest'ultimo risulta, pertanto, oggetto di analisi di sensitività.

8.6.5. Analisi costi lato utente

I costi che gli utenti devono sostenere per fornire servizi al MSD non sono univocamente definibili, ma dipendono dalle caratteristiche del sistema aggregato e dalla strategia adottata da quest'ultimo, per rispondere alle singole richieste "a salire" o "a scendere".

8.6.6. Richieste di flessibilità

Flessibilità "a salire"

Una richiesta di flessibilità "a salire" si configura, come una richiesta da parte del TSO al sistema energetico aggregato di immettere una quantità maggiore di energia in rete, oppure di assorbirne una quantità inferiore rispetto ai consumi ordinari.

Nel caso in esame, la strategia adottata per adempiere a tale richiesta è quella di scaricare in rete l'energia dei sistemi di accumulo e di completare la regolazione mediante il distacco di alcuni carichi interni, non essenziali (carichi non critici). In particolare, dei 4MW di potenza da bilanciare, si suppone che 2,8MW possano essere forniti dai sistemi di accumulo e che i rimanenti 1,2MW derivino dal distacco dei carichi. Al fine di garantire la disponibilità richiesta, l'EMS dovrà implementare una strategia energetica di gestione tale che i sistemi di accumulo a livello locale non scendano sotto la soglia "dedicata" all'MSD. Dall'analisi dei dati storici, si evince che, in genere, le richieste di partecipazione all'MSD si concentrino tra le 14:00 e le 20:00, fascia oraria in cui i sistemi di accumulo sono in buona parte stati caricati dagli impianti fotovoltaici.

Il costo a carico degli utenti riguarda l'acquisto dell'energia non più disponibile nei sistemi di accumulo. Infatti, si suppone che, in assenza di regolazione, il prosumer possa consumare la sera l'energia accumulata durante il giorno e prodotta dall'impianto fotovoltaico (che pertanto è gratuita per il prosumer). Se la stessa energia viene ceduta alla rete durante il giorno, il prosumer la sera avrà gli accumulatori scarichi e sarà costretto a ricomprare la stessa quantità di energia dall'EMS al prezzo di acquisto ipotizzato che è pari a 0,2€/kWh.

Pertanto tali costi saranno direttamente proporzionali alla quantità di energia globalmente ceduta dalla community alla rete mediante la scarica diurna dei sistemi di accumulo.

Relativamente al costo del distacco dei carichi dell'utente (remunerazione del disagio), tale costo è stato ipotizzato nullo. In prima approssimazione, infatti, considerando che si tratta di utenti residenziali il cui distacco non causa interruzioni di cicli produttivi aziendali e che la riduzione della potenza disponibile è inferiore al 10% di quella nominale, si è supposto tale costo remunerato in maniera forfetaria dai ricavi legati alla partecipazione all'aggregato.

Flessibilità “a scendere”

Nel caso in cui il TSO richieda una riduzione di immissione di energia in rete oppure un maggiore assorbimento da parte del sistema energetico aggregato, si può operare, prioritariamente, distaccando gli impianti fotovoltaici. L'entità della regolazione che si riesce a produrre non dipende dalla potenza di picco dell'impianto, bensì dalla potenza erogata nell'istante di richiesta della regolazione. In linea con quanto indicato al paragrafo 10.6.2, detta X la potenza complessiva in assenza di regolazione, si avrà che:

- Il 70% della potenza X viene utilizzata dal prosumer (35% di X per alimentare i carichi interni, 35% per caricare i sistemi di accumulo);
- Il 21% della potenza X viene acquistato dall'EMS e rivenduto all'interno del sistema aggregato;
- Il 9% della potenza X viene acquistato dall'EMS e rivenduto alla rete esterna.

Al momento dell'inizio della regolazione, spegnendo gli impianti di produzione, si hanno i seguenti effetti:

- a) il 9% della potenza X non viene più ceduto dall'EMS e di conseguenza alla rete;
- b) i prosumer saranno costretti ad acquistare dall'EMS l'energia che prima attingevano dall'impianto fotovoltaico e pertanto il sistema aggregato assorbirà dalla rete una potenza aggiuntiva pari al 35% di X , ciò contribuisce, ovviamente, alla regolazione “a scendere”;
- c) L'EMS non acquisterà dai prosumer il 21% della potenza X , ma dovrà acquistarlo dalla rete per rivenderlo all'interno del sistema energetico aggregato e pertanto l'aggregazione assorbirà dalla rete una potenza aggiuntiva pari al 21% di X , che contribuisce ovviamente anche essa alla regolazione a scendere.

In definitiva, considerando la riduzione di immissione in rete ($9\%X$) e l'incremento di assorbimento ($56\%X$), si otterrà un effetto complessivo di regolazione di potenza pari al 65% di X .

Per bilanciare “a scendere”, quindi, una potenza complessiva di 4MW è necessario che l'impianto fotovoltaico produca almeno 6,15MW. A fronte della potenza nominale degli impianti di produzione di 11,25 MW questa condizione avrà buone probabilità di realizzarsi in primavera ed estate. In ogni caso, ogni qualvolta non sarà sufficiente risulterà necessario assorbire energia dalla rete per caricare i sistemi di accumulo dei prosumer.

I costi per i prosumer sono connessi ai seguenti tre effetti:

1. mancata vendita all'EMS dei surplus energetici, che è pari in potenza al 30% della produzione dell'impianto (9% di eccedenze +21% che viene riallocato nel sistema energetico aggregato). Si suppone che il prezzo di vendita dei prosumer all'EMS sia pari a 0,065€/kWh;
2. necessità di acquistare l'energia, che in assenza di regolazione veniva fornita dall'impianto fotovoltaico (pari al 35% della produzione) che viene pagata all'EMS 0,2€/kWh;

3. necessità di acquistare l'energia per caricare i sistemi di accumulo, nel caso in cui lo spegnimento degli impianti fotovoltaici non sia sufficiente, che viene pagata all'EMS 0,2€/kWh.

Anche in questo caso, i costi sono proporzionali alla quantità di energia che viene annualmente scambiata all'interno del MSD.

8.6.7. Analisi ricavi dell'aggregazione UVAM

Le fonti di ricavo dell'UVAM sono due: la prima riguarda il corrispettivo fisso annuale sulla base della potenza che essa dichiara di essere in grado di bilanciare. Da un'analisi svolta sulle potenzialità del sistema energetico aggregato in questione, è verosimile ipotizzare una capacità regolante massima di **4MW** in potenza, in risposta ad eventuali richieste da parte di Terna "a salire" e "a scendere".

Il valore del corrispettivo relativo alla potenza viene definito sulla base di aste tra diversi operatori, dove il valore di partenza è fissato a 30.000€/MW. Nella recente esperienza dei progetti pilota si è visto che in pochissimi casi il valore realmente attribuito si è discostato da quello massimo e, pertanto, nella presente analisi, si ipotizza che il corrispettivo fisso per l'UVAM sia proprio di **30.000€/MW**. Nella UVAM in questione, di potenza pari a 4MW, questa aliquota sarà pari quindi a **120.000€ per anno**.

La seconda fonte di ricavo riguarda il prezzo di vendita dell'energia utilizzata per bilanciare la rete. Essa, nel caso di offerte "a salire", corrisponderà alla somma tra le maggiori immissioni in rete e i minori prelievi; nel caso di offerte "a scendere", invece, sarà pari alla somma dei maggiori prelievi dalla rete e delle minori immissioni.

Il prezzo, anche, in questo caso viene stabilito mediante offerte lanciate dagli operatori sul MSD, in termini di €/MWh. Chiaramente in caso di necessità, verranno contattate prima le UVAM che avranno avanzato un'offerta a prezzo inferiore e successivamente, man mano che occorre un aumento della quantità di energia da iniettare o da prelevare dalla rete verranno contattate UVAM che hanno proposto offerte a prezzi più alti.

Sempre dall'esperienza dei progetti pilota, è stato verificato, che tale prezzo può variare notevolmente, anche in funzione delle aree geografiche, il suo valore massimo consentito è pari a 400€/MWh e pertanto nel presente lavoro tale parametro sarà variato **tra 50€/MWh e 400€/MWh**.

Riguardo alla quantità di energia che annualmente il sistema energetico aggregato può fornire per i servizi di bilanciamento, sono stati considerati valori variabili tra **500MWh/anno e 4.500MWh/anno**.

8.6.8. Ripartizione dei ricavi tra aggregatore e utenti

I ricavi indicati nel paragrafo precedente sono a favore di tutte le componenti dell'UVAM, ossia il soggetto aggregatore e l'insieme degli utenti/prosumer.

Tali introiti vengono normalmente suddivisi tra aggregatore ed utenti, sulla base di un accordo interno che fissa i valori percentuali degli uni e degli altri. Nel presente studio, è stata condotta un'analisi di sensitività, facendo variare la percentuale per l'aggregatore dal 10% al 100%. Per ciascun valore percentuale, il ricavo per sistema aggregato di utenti risulta complementare alla percentuale fissata per l'aggregatore.

Per semplificare lo studio, la stessa percentuale verrà applicata sia ai ricavi fissi, cioè quelli dipendenti dalla potenza di bilanciamento, che a quelli variabili, ossia dipendenti dalla quantità di energia elettrica annualmente immessa o assorbita dalla rete, in funzione di un ordine di bilanciamento emesso da Terna S.p.A.

Se ad esempio, i ricavi totali annuali sono pari a 250.000€ (120.000€ di ricavi fissi e 130.000€ di ricavi variabili) e la percentuale stabilita di ricavo per l'aggregatore è pari al 35%, quella dell'aggregazione (utenti) sarà pari al 65%,

ossia:

1. Ricavo per aggregatore: $0,35 \cdot 250.000\text{€} = 87.500\text{€}$
2. Ricavo per aggregazione: $(1 - 0,35) \cdot 250.000\text{€} = 162.500\text{€}$

Nel presente studio non si sarà stabilita la suddivisione dei ricavi complessivi destinati ai vari utenti dell'aggregazione.

8.6.9. Definizione delle soglie di convenienza economica

Oggetto del presente studio è la definizione delle aree di convenienza economica, in funzione dei parametri variabili sia per l'aggregatore che per l'aggregazione. Come verrà chiarito in seguito, per ognuno dei casi analizzati, tali regioni di convenienza verranno definite in funzione della percentuale di ricavi destinata all'aggregatore e della quantità di energia scambiata annualmente sul MSD.

Per analizzare i risultati nello specifico caso studio, si è resa necessaria la definizione di un "criterio di convenienza" per valutare la soglia minima di ricavo che rende profittevole il modello. Per l'aggregatore si è ipotizzato che il **ricavo annuale dovesse essere tale da ripagare tutti i costi variabili annuali con un rientro dell'investimento iniziale entro i cinque anni.**

Per l'aggregazione, si è ipotizzato che tutte le spese necessarie a renderla idonei ad aderire al MSD venissero sostenute dall'aggregatore e l'area di profittabilità è stata individuata imponendo che i **ricavi per gli utenti fossero maggiori dei costi sostenuti.**

8.7. Risultati del caso studio

In questa sezione sono riportati i risultati del caso studio (par. 11.6.3). L'analisi, in particolare, ha riguardato la valutazione dei ricavi e l'individuazione delle aree di convenienza economica sia per l'aggregatore sia per gli utenti/prosumer appartenenti all'aggregazione.

Applicazione del modello di valutazione all'aggregatore

Sulla base delle ipotesi avanzate in precedenza, sono state individuate le condizioni di convenienza economica per l'aggregatore. A partire dai parametri di costo fissi e variabili riportati nelle tabelle successive, è stata condotta un'analisi di sensitività. Quest'ultima è stata condotta considerando sia i costi di investimento, ovvero le spese in conto capitale (CAPEX - Capital Expenditure) sia le spese di gestione e di manutenzione (OPEX - Operating Expense). I costi considerati per le singole tecnologie sono, di seguito, sintetizzati in tabella.

Tabella 6. Riepilogo dei costi sostenuti dal BSP, considerati nelle simulazioni

Parametro	Tipologia di costo	Valore (parametro fisso)		Valori considerati nella simulazione (parametro variabile)	
		CAPEX	OPEX	CAPEX	OPEX
UPM	Fisso	100€ per utente			
Concentratore	Fisso	2.000€			
Comunicazione con Terna	Fisso	6.000€	12.000€		
Piattaforma di gestione	Variabile			0-20-40-60-80-100 (k€)	0-3-6-9-12-15 k€
Comunicazione	Variabile				0-10-20-30-40-50€ per utente

Per l'analisi dei ricavi sono stati valutati, attraverso parametri fissi e variabili, i corrispettivi della potenza e dell'energia. I relativi valori sono di seguito riportati in tabella di seguito.

Tabella 7. Riepilogo dei valori di ricavo per il BSP considerati nelle simulazioni

Parametro	Tipologia di costo	Valore (parametro fisso)	Valori considerati nella simulazione (parametro variabile)
Corrispettivo potenza	Fisso	30.000€/MW	
Corrispettivo energia	Variabile		50-100-150-200-250-300-350-400€/MWh
Percentuale del ricavo complessivo da assegnare all'aggregatore	Variabile		10%-20%-30%-40%-50%-60%-70%-80%-90%-100%

I corrispettivi sopraindicati devono essere considerati come complessivi per l'UVAM; per condurre un'analisi di sensitività si è proceduto a valutare i ricavi da assegnare all'aggregatore in funzione di diversi valori percentuali inclusi nell'intervallo 10-100% (Tabella 9). Nel contesto applicativo, l'effettivo valore percentuale sarà definito in fase di contrattazione.

Con riferimento all'analisi dei costi annuali per l'aggregatore, si precisa che essi sono stati calcolati come somma dei costi operativi (OPEX) e della somma dei costi di investimento (CAPEX), valutati considerando un ammortamento decennale dei beni.

Con riferimento ai ricavi annui, sono stati calcolati quelli complessivi riferiti all'UVAM, R_{UVAM} , secondo la seguente formula:

$$R_{UVAM}(p,q) = 120.000 \text{ €} + p \cdot q$$

dove:

- 120.000€ rappresentano i ricavi derivanti dal corrispettivo fisso (prodotto di 30.000€/MW per 4MW di potenza complessiva da bilanciare), che non dipende da nessun altro fattore;
- p è il prezzo di vendita dell'energia al TSO in €/MWh, che è stato variato da 50€/MWh a 400€/MWh, con un passo di 50€/MWh;
- q è la quantità di energia immessa o assorbita annualmente in MWh in base alle richieste avanzate dal TSO, che è stata variata da 500 MWh a 4500 MWh, con un passo di 500 MWh.

I ricavi annuali dell'aggregatore R_A sono stati calcolati come:

$$R_A = R_{UVAM}(p,q) \cdot P_A$$

Dove P_A rappresenta la percentuale dei ricavi, destinata all'aggregatore, che è stata variata dal 10% al 100%.

I risultati ottenuti sono riportati nei grafici in Figura 19, dove vengono mostrati gli utili/perdite annuali stimati, in funzione della percentuale dei ricavi totali, destinata all'aggregatore e parametrizzata in funzione della quantità di energia scambiata.

Ogni grafico è stato ricavato per un valore fissato di prezzo di vendita dell'energia e per una data combinazione di costi della piattaforma di gestione e della comunicazione.

In generale, si evidenzia che gli utili crescono linearmente con l'aumento della percentuale dei ricavi destinata all'aggregatore e risultano tanto maggiori, quanto maggiore risulta l'energia scambiata annualmente. Quest'andamento è legato ai costi sostenuti dal BSP, che non dipendono dalla quantità di energia scambiata, ma dalla dimensione dell'UVAM (numero di utenti), e poiché i ricavi sono funzione lineare dell'energia scambiata, anche gli utili tendono ad aumentare con essa. A parità delle altre condizioni, l'aumento del prezzo di vendita dell'energia comporta un aumento consistente degli utili e un maggiore distanziamento tra le rette.

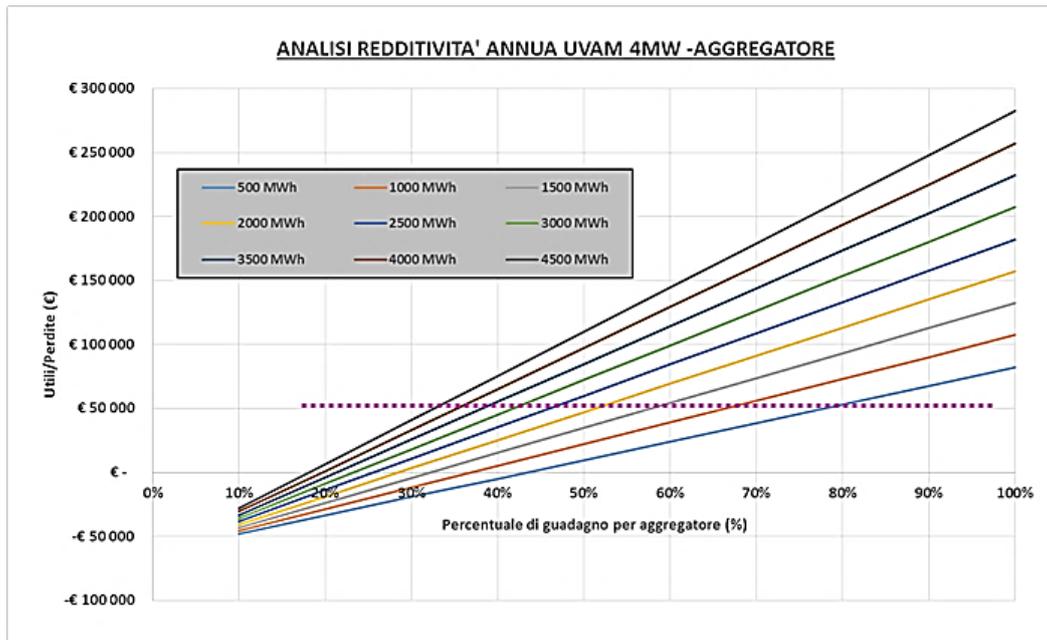


Figura 16. Grafico degli utili/perdite per l'aggregatore, al variare dell'energia scambiata, per una combinazione di costi della piattaforma di gestione, della comunicazione e il prezzo di vendita dell'energia

Nel caso esaminato, è stato calcolato, utilizzando il criterio della convenienza economica, che affinché l'attività dell'aggregatore sia giudicata conveniente, occorre un utile minimo di 50.800€. Tutte le condizioni di lavoro, quindi, che determinano un utile inferiore a tale valore, non possono essere considerate convenienti per l'aggregatore: esse sono graficamente individuate da tutte le soluzioni al di sotto, della retta orizzontale tratteggiata in Figura.

Se l'energia scambiata è pari a 500 MWh/anno, il BSP avrà una convenienza economica soltanto se percepirà l'80% dei ricavi dell'UVAM. Se la quantità di energia scambiata, invece, risulta pari a 4.500MWh/anno, per il BSP saranno sufficienti il 33% dei ricavi. Questo esempio è utile per comprendere come le condizioni di convenienza per l'aggregatore siano fortemente influenzate dalla quantità di energia scambiata annualmente. A parità di altre condizioni, l'aumento del prezzo di vendita determina un effetto analogo all'aumento della quantità di energia scambiata, mentre condizioni che prevedano maggiori costi per lo sviluppo della piattaforma di gestione e/o di comunicazione, determineranno un effetto opposto, ossia faranno aumentare la percentuale minima di ricavo che il BSP deve ottenere.

Rappresentazione delle aree di convenienza per l'aggregatore

Al fine di elaborare una rappresentazione sintetica dei risultati ottenuti, al variare dei parametri presi in considerazione, sono riportate in Figura 20 le aree di convenienza per l'aggregatore, dove sull'asse delle ascisse viene restituito il prezzo di vendita dell'energia, mentre su quello delle ordinate viene riportata la percentuale del ricavo totale fornita all'aggregatore. Ogni curva è stata prodotta grazie a una combinazione precisa di costi della piattaforma di gestione e costi di comunicazione e per una quantità prefissata di energia venduta annualmente. L'area di convenienza per l'aggregatore è delineata al di sopra della curva tracciata in blu, ciò vuol dire che a esempio, nella condizione considerata per un prezzo pagato sul MSD di 200€, l'aggregatore deve trattenere almeno il 30% dei ricavi complessivi dell'UVAM, mentre se tale prezzo scende a 100€, la soglia di convenienza non sarà inferiore al 50% dei ricavi.

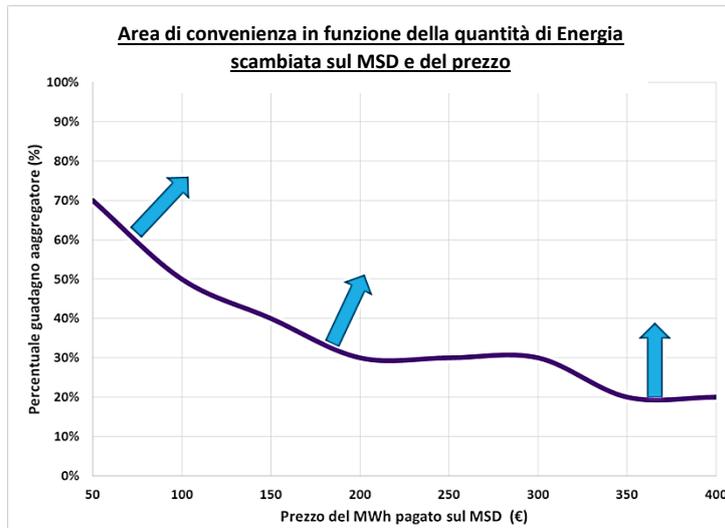


Figura 17. Curva di convenienza per l'aggregatore, per un prefissato valore di energia scambiata e per una precisa combinazione dei costi della piattaforma di gestione e di comunicazione

In Figura 21 sono riportate le curve di convenienza parametrizzate al variare dell'energia scambiata, considerando nulli i costi della piattaforma di gestione (PG) e quelli di comunicazione (COM). Come si può notare, all'aumentare della quantità di energia scambiata le curve tendono ad abbassarsi aumentando di conseguenza l'ampiezza dell'area di convenienza per l'aggregatore.

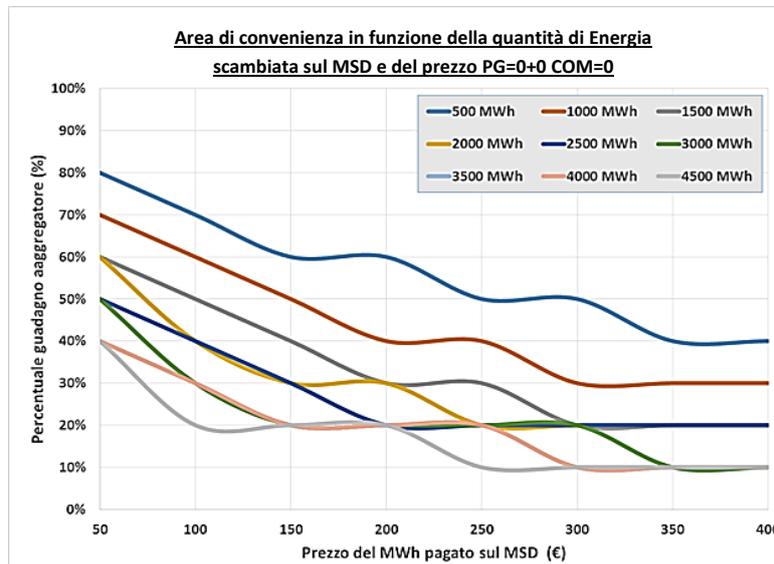


Figura 18. Curve di convenienza per l'aggregatore al variare dell'energia scambiata, per costi della piattaforma di gestione e della comunicazione nulli

Considerando invece condizioni che prevedono un costo maggiore di sviluppo per la piattaforma di gestione, si osserva un generale innalzamento delle curve a parità di tutte le altre condizioni, anche se l'aumento della percentuale necessaria di ricavi per l'operatore non risulta molto rilevante. In generale, aumentando i costi relativi alla piattaforma di gestione, se aumentano i costi fissi viene richiesto un utile maggior per raggiungere le condizioni di convenienza. Questa influenza è tanto maggiore, quanto minori sono la quantità di energia scambiata annualmente e il prezzo di vendita.

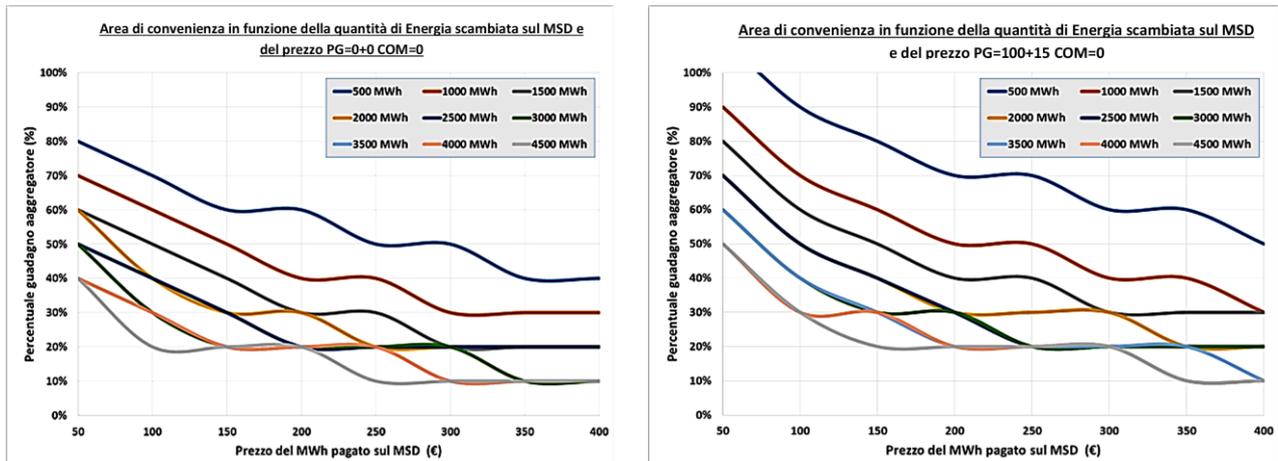


Figura 19. Confronto delle curve di convenienza per l'aggregatore, al variare dei costi della piattaforma di gestione

In Figura 22 viene mostrato un confronto delle aree di convenienza nell'ipotesi di costi della piattaforma di gestione nulli e di costi di gestione massimi (100.000€ di Capex e 15.000€ di Opex). Dal grafico, si può evincere che le differenze maggiori si riscontrano sulle curve riferite a minori quantità di energia scambiata. La diminuzione delle dimensioni delle aree di convenienza, inoltre, risulta graduale, per effetto dell'impatto mediamente basso, in termini percentuali, dell'aumento dei costi sui ricavi complessivi.

I risultati dell'analisi dell'influenza dell'aumento dei costi di comunicazione sono evidenziati in Figura 23, dove viene mostrato il confronto tra le aree di convenienza, con costi di comunicazione nulli e la casistica caratterizzata da costi di comunicazione massimi (50€/p.to * anno).

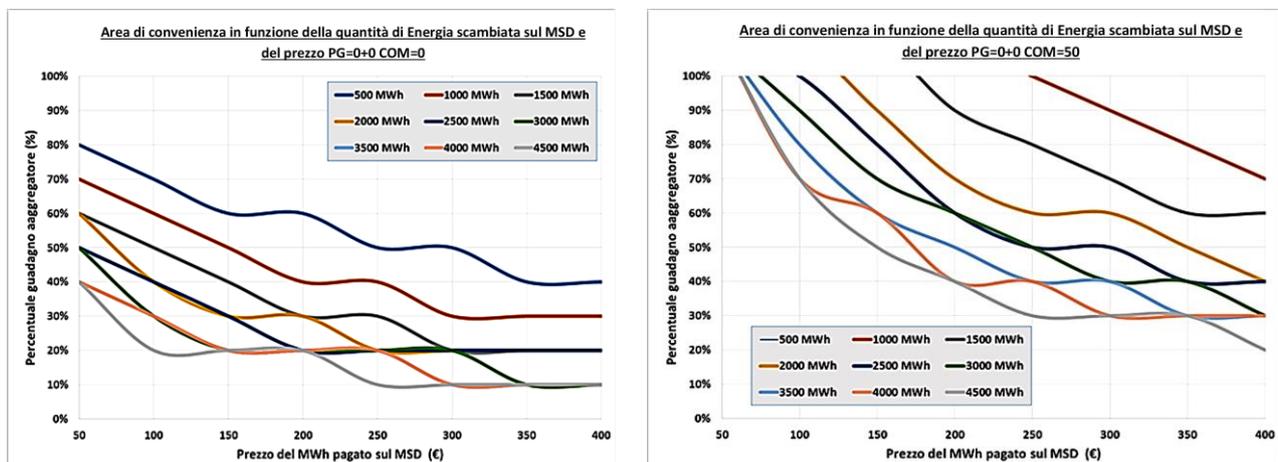


Figura 20. Confronto delle curve di convenienza per l'aggregatore, al variare dei costi di comunicazione con costi nulli per la piattaforma di gestione

Dai grafici si può notare, inoltre, che l'influenza in termini di diminuzione delle aree di convenienza è molto rilevante: in effetti, in corrispondenza dei 500MWh/annui di energia, non esiste alcuna condizione di convenienza per l'aggregatore, considerando i costi di comunicazione pari a 50€/punto. L'elevata incidenza di questo parametro è spiegata dalla numerosità degli utenti dell'UVAM, pari a 5.000, per cui il costo della comunicazione di 50€/p.to*anno si traduce in un incremento dei costi annuali di 250.000€, cifra percentualmente molto rilevante rispetto ai ricavi complessivi dell'aggregatore.

In ultima analisi, la Figura 24 riporta il confronto delle aree di convenienza calcolato al variare dei costi di comunicazione, considerando la condizione di partenza con valori massimi dei costi relativi alla piattaforma di

gestione. L'effetto di riduzione delle aree di convenienza viene amplificato dall'aumento dei costi e, quindi, le curve si spostano maggiormente verso l'alto e verso destra, rispetto ai casi precedenti.

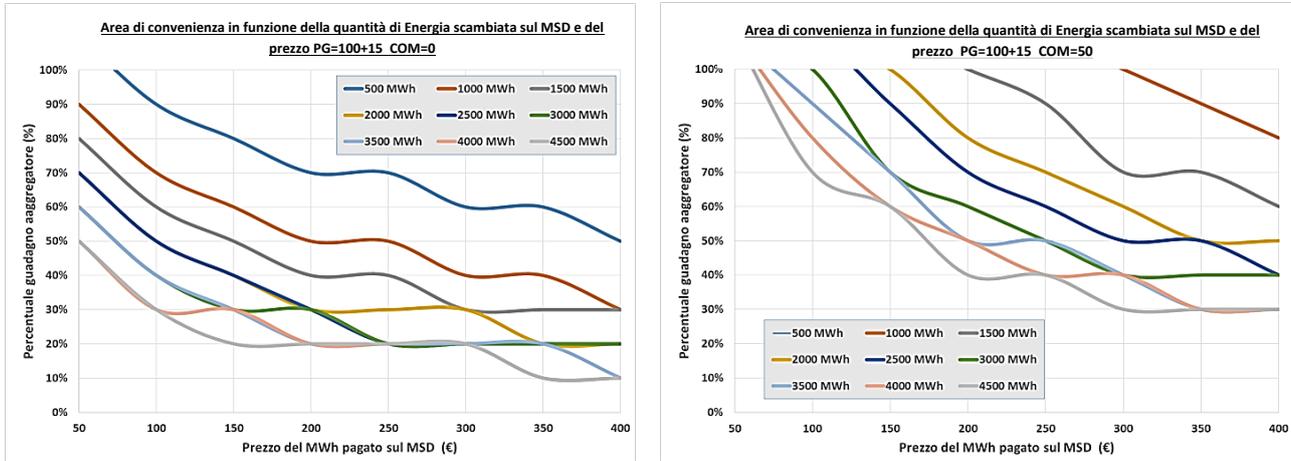


Figura 21. Confronto delle curve di convenienza per l'aggregatore, al variare dei costi di comunicazione con costi massimi della piattaforma di gestione

Applicazione del modello di valutazione all'aggregazione (utenti)

Sulla base delle ipotesi descritte in precedenza, l'analisi economica dei costi e dei ricavi dell'UVAM, da parte degli utenti è stata calcolata, come parte complementare dei ricavi dell'aggregatore. In tal senso, i ricavi per gli utenti sono stati valutati con la seguente relazione:

$$RU = R_{UVAM}(p,q) * (1 - P_A)$$

In cui P_A rappresenta la percentuale dei ricavi, destinata all'aggregatore, che è stata variata dal 10% al 100% (tabella 9); p è il prezzo di vendita dell'energia al TSO in €/MWh, che è stato variato da 50€/MWh a 400€/MWh, con un passo di 50€/MWh; q è la quantità di energia immessa o assorbita annualmente in MWh in base alle richieste avanzate dal TSO, che è stata variata da 500 MWh a 4500 MWh, con un passo di 500 MWh. I ricavi complessivi per il sistema energetico aggregato, nel caso di prezzo di vendita pari a 200€/MWh, sono di seguito riportati in figura.

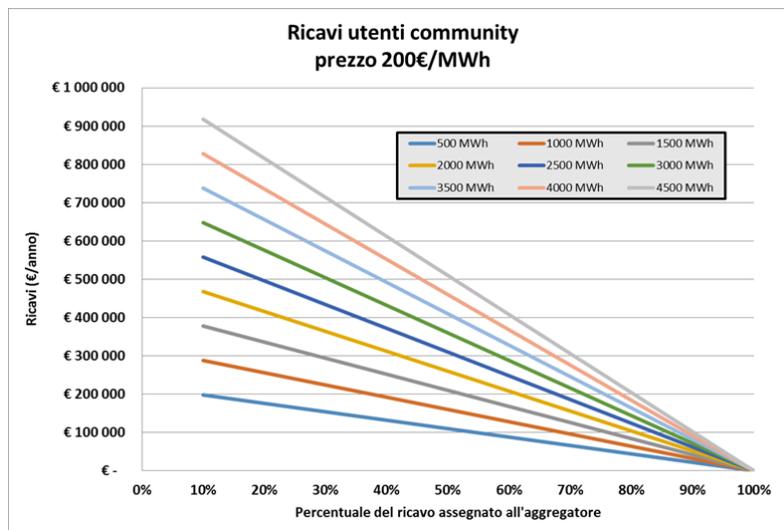


Figura 22. Ricavi degli utenti dell'UVAM per un valore del prezzo di vendita dell'energia di 200€/MWh, in funzione della % di ricavo assegnata all'aggregatore, parametrizzati in funzione della quantità di energia scambiata annualmente con il TSO.

I ricavi degli utenti, ovviamente, tendono a diminuire all'aumentare della percentuale assegnata al BSP e dell'energia scambiata annualmente.

La valutazione dei costi richiede la distinzione tra il caso di richieste di flessibilità avanzate dal TSO "a salire" e "a scendere".

Nella casistica delle richieste "a salire" è stata esaminata l'ipotesi in cui dei 4MW complessivi, 2,8MW vengono bilanciati tramite la "scarica" degli accumulatori in rete, mentre 1,2MW derivano dal distacco dei carichi interni. Come accennato in precedenza, occorre valutare il costo per l'acquisto da parte dell'EMS, durante le ore serali, dell'aliquota di energia ceduta dagli accumulatori durante il giorno per il bilanciamento, tale costo si aggira intorno ai 200€/MWh, mentre il costo del distacco dei carichi dell'utente è stato supposto nullo.

Tali costi dipendono esclusivamente dalla quantità di energia scambiata annualmente, e sono calcolabili come:

$$C=0,7*200*E + 0,3*0$$

dove:

- E è l'energia complessiva scambiata annualmente in MWh;
- 200€/MWh è il prezzo di acquisto dell'energia da parte degli utenti;
- 0,7 è il coefficiente relativo all'ipotesi avanzata, ossia che il 70% dell'energia deve essere bilanciata utilizzando gli accumulatori;
- 0,3 è il coefficiente riguardante l'ipotesi iniziale, ossia che il 30% dell'energia deve essere bilanciato distaccando dei carichi interni al sistema energetico aggregato;
- 0€/MWh rappresenta il costo che, in prima approssimazione, è stato supposto nullo, legato al distacco dei carichi interni.

Per le richieste "a scendere" è stato esaminato il caso in cui i 4MW complessivi possano essere bilanciati esclusivamente distaccando gli impianti di produzione di energia fotovoltaica. È stato supposto che la potenza istantanea, prodotta dall'impianto, al momento del distacco, sia tale da bilanciare completamente i 4MW, ossia, sia pari a 6,15MW. Pertanto, a seguito del distacco sono previsti i seguenti livelli di potenza immessa/prelevata dalla rete:

- **0,56 MW** (il 9% dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico) è la potenza che non è stata ceduta al TSO, come eccedenza; il costo degli utenti è legato, quindi, alla mancata vendita dell'energia all'EMS, valutata al prezzo di 65€/MWh. Rispetto ai 4MW complessivi da bilanciare questa quantità rappresenta un'aliquota del 14%.
- **1,29 MW** (il 21% dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico) è la potenza che non è stata ceduta all'EMS, che avrebbe potuto redistribuirla all'interno della community. Ciò comporta che l'EMS dovrà acquistare dalla rete l'energia da redistribuire nel sistema energetico aggregato, che precedentemente acquistava dai prosumer. Ciò implica una mancata vendita dell'energia dai prosumer all'EMS (valutata al prezzo di 65€/MWh) e un maggior prelievo dalla rete per la regolazione per la parte di energia non coperta da produzione da fotovoltaico. Rispetto ai 4MW complessivi da bilanciare questo contributo rappresenta un'aliquota del 32%.
- **2,15 MW** (il 35% di quella prodotta dall'impianto fotovoltaico) è la potenza che non viene più utilizzata in autoconsumo diretto dai prosumer, e che gli stessi sono, quindi, costretti ad acquisire dall'EMS. Pertanto, da un punto di vista economico, quest'operazione costa ai prosumer l'acquisto dell'energia dall'EMS, al prezzo di 200€/MWh, mentre da un punto di vista della regolazione contribuisce come maggior prelievo dalla rete, rispetto a quando l'impianto fotovoltaico produceva. In relazione ai 4MW complessivi da bilanciare, questo contributo rappresenta un'aliquota del 54%.

Pertanto, se E rappresenta l'energia complessiva da bilanciare, il costo della regolazione per gli utenti, tenendo presente le percentuali descritte, corrisponde a:

$$C = 0,14*65*E+0,32*65*E+0,54*200*E$$

dove:

- 0,14 rappresenta l'aliquota bilanciata mediante la mancata immissione in rete delle eccedenze di produzione dall'aggregatore;
- 65€/MWh è il prezzo di vendita dell'energia dai prosumer all'aggregatore;
- 0,32 rappresenta l'aliquota bilanciata mediante un maggior prelievo d'energia dalla rete, da parte dell'aggregatore, dovuto alla mancata vendita dell'energia in eccesso da parte dei prosumer;
- 0,54 rappresenta l'aliquota bilanciata mediante un maggiore prelievo dalla rete da parte dei prosumer, dovuto al mancato autoconsumo dell'energia proveniente dagli impianti fotovoltaici;
- 200€/MWh è il prezzo di acquisto dell'energia praticato dall'aggregatore ai prosumer.

Tali costi dipendono esclusivamente dalla quantità di energia scambiata annualmente, come nel caso riportato in precedenza.

Al fine di ricavare il diagramma degli utili/perdite, è stato sottratto alle curve mostrate in Figura 25, un valore costante, coincidente con i costi a carico degli utenti, relativi al valore della quantità di energia scambiata annualmente a cui fa riferimento la curva.

Se ad esempio, si considera il caso della regolazione "a salire", dai risultati mostrati in Figura 25, si ottiene il seguente grafico degli utili/perdite:

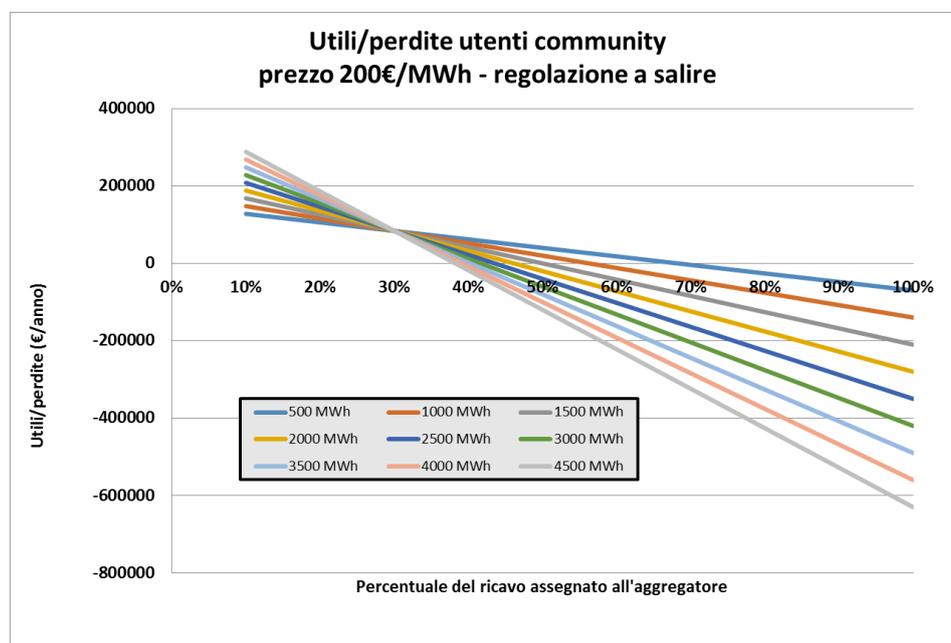


Figura 23. Diagramma utili/perdite degli utenti dell'UVAM - caso regolazione "a salire",

Il grafico in Figura mostra come, per un valore del prezzo di vendita dell'energia di 200€/MWh nel caso di servizio a salire, variano gli utili in funzione della percentuale di ricavo assegnata all'aggregatore e della quantità di energia scambiata annualmente con il TSO.

Data la modalità di calcolo sopra descritta, le rette nei grafici in Figura 25 e 26 presentano la stessa pendenza e risultano traslate di un segmento pari ai costi sostenuti dagli utenti dell'UVAM calcolato in funzione della quantità di energia scambiata. Tale segmento risulterà tanto più grande, quanto maggiore è la quantità di energia scambiata.

Nel presente studio si è supposto che la soglia di convenienza, per gli utenti del sistema energetico aggregato, coincida con la circostanza che l'operazione comporti degli utili maggiori di zero. La soglia di convenienza in questo caso va individuata, per ogni valore di energia scambiata annualmente, come la percentuale massima di ricavo per l'aggregatore, che consente agli utenti del sistema energetico aggregato di ottenere un vantaggio economico. All'aumentare dell'energia scambiata, tale percentuale diminuisce, poiché a fronte di una maggiore energia scambiata e quindi di un aumento dei ricavi, corrisponde un aumento dei costi a carico degli utenti che, nell'ipotesi di lavoro formulate, risulta maggiormente rilevante. Pertanto, la percentuale massima dei ricavi che il sistema aggregato può concedere al BSP decresce all'aumentare del volume dell'energia scambiata.

Rappresentazione delle aree di convenienza per gli utenti dell'aggregazione UVAM

Lo studio precedente è stato riprodotto per tutti i valori di prezzo dell'energia da 50€/MWh fino a 400€/MWh e, fissata la quantità di energia scambiata all'interno del MSD, sono stati individuati i valori massimi della percentuale di guadagno cedibile al BSP. Ad esempio, nel grafico successivo sono riportati i valori massimi della percentuale di ricavo da poter concedere al BSP, per 500MWh di energia scambiata, affinché ci sia una convenienza economica per gli utenti dell'UVAM, al variare del prezzo di vendita. Tale curva individua un'area di convenienza circoscritta, che indica, per ogni prezzo, il valore massimo della percentuale di guadagno del BSP, compatibile con la convenienza economica degli utenti.

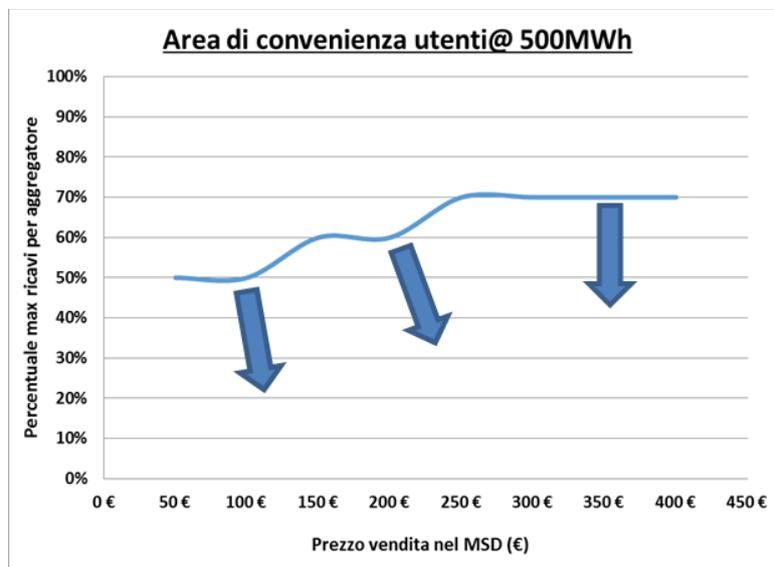


Figura 24. Curva di convenienza per gli utenti del sistema energetico aggregato, per un volume di energia scambiato pari a 500MWh, al variare del prezzo dell'energia sul MSD

Le aree di convenienza sono influenzate dalla quantità di energia scambiata e, tendono a restringersi all'aumentare della stessa.

In figura di seguito si mostra le curve di convenienza per gli utenti, al variare dell'energia scambiata per la regolazione "a salire".

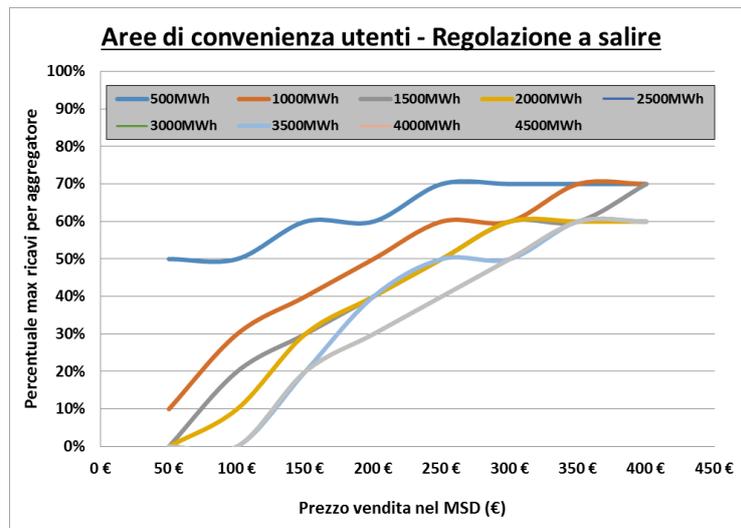


Figura 25. Curve di convenienza per gli utenti del sistema energetico aggregato, al variare del volume di energia scambiato e del prezzo dell’energia sul MSD nel caso della regolazione “a salire”

Si riporta di seguito il grafico riguardante la regolazione “a scendere”. Si nota che le curve, e di conseguenza, le aree di convenienza appaiono inizialmente differenti nel caso della regolazione “a salire” o “a scendere”, ma con le ipotesi vagliate, risultano molto simili, in quanto i costi della regolazione lato utenti sono analoghi per entrambe le richieste di flessibilità.

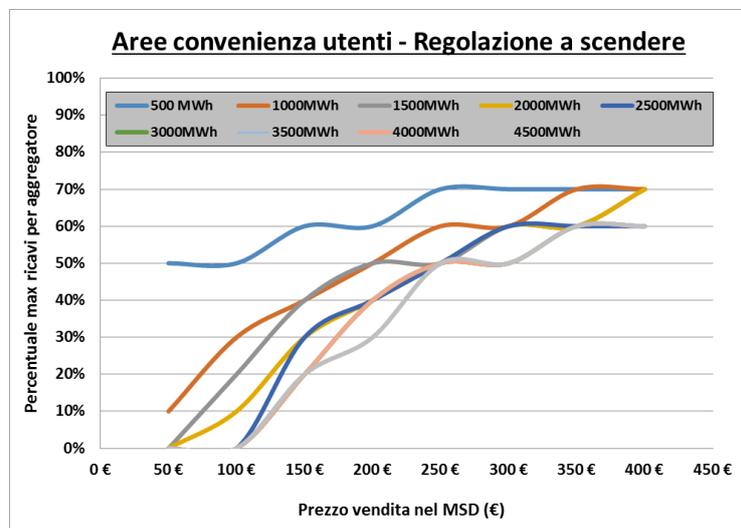


Figura 26. Curve di convenienza per gli utenti del sistema energetico aggregato al variare del volume di energia scambiato e del prezzo dell’energia sul MSD, nel caso di regolazione “a scendere”

Analisi di profittabilità del sistema aggregatore – aggregato

La parte finale dell’analisi condotta è stata focalizzata sull’individuazione delle aree di convenienza comuni agli utenti e agli aggregatori.

Come specificato in precedenza, le aree di convenienza per l’aggregatore variano in funzione delle ipotesi disposte sui costi della piattaforma di gestione, sui costi di comunicazione e in funzione della quantità di energia scambiata annualmente dall’UVAM. Le curve lato utente, invece, dipendono soltanto dalla quantità di energia scambiata annualmente. È possibile, quindi, tracciare su un unico diagramma, riportante la percentuale di ricavi dell’aggregatore sull’asse delle ordinate e il prezzo di vendita sulle ascisse, entrambe le curve di convenienza

del BSP e dell'aggregazione (Figura 30). È stato prodotto un grafico differente, relativo a ogni valore di energia scambiata (nell'esempio 2.000MWh/anno) e per ogni condizione ipotizzata dei costi per l'aggregatore (Piattaforma di Gestione e Costi di Comunicazione). Per ogni valore del prezzo, la curva riguardante l'analisi lato aggregatore (tracciata in blu) riporta la minima percentuale dei ricavi che deve essere concessa al BSP, affinché il suo business sia redditizio, mentre le due curve (rosso e viola, corrispondenti alla regolazione "a salire" e "a scendere") rappresentano il massimo valore della percentuale di ricavi che l'aggregazione può concedere al BSP. Pertanto, le condizioni, nelle quali si ottiene una convenienza economica per entrambi gli attori, sono contenute tra le due curve. Nell'esempio riportato, se il prezzo dell'energia è pari a 250 €, i valori compatibili di percentuale di ricavo per il BSP sono tra il 20% e il 50%. Valori maggiori del 50% non sono compatibili con la convenienza degli utenti, mentre valori inferiori al 20% non lo sono per il BSP. Dunque, l'area di convenienza comune è quella strettamente interna alle tre curve considerate.

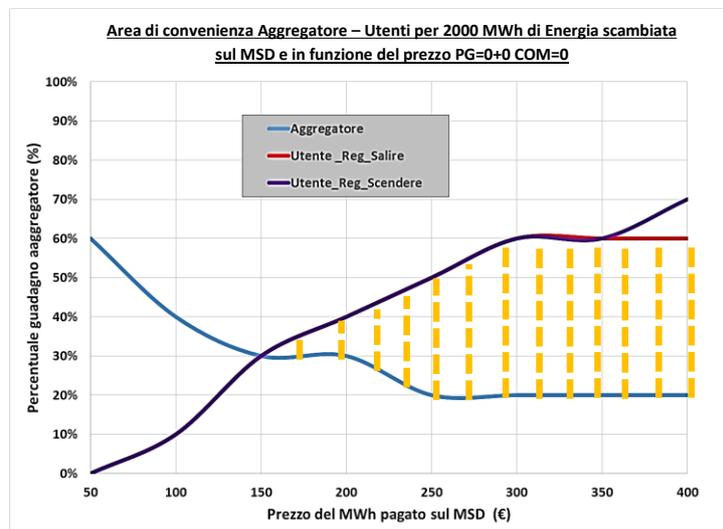


Figura 27. Rappresentazione dell'area di convenienza comune BSP-utenti nel caso di volume di energia scambiata pari a 2000MWh e costi nulli della piattaforma di gestione e della comunicazione

In definitiva, la possibilità di creare un'UVAM è connessa alla necessità di individuare un "punto di lavoro", che sia all'interno dell'area di convenienza comune aggregatore-utenti. Tale condizione è espressa da due parametri importanti, rappresentati dal prezzo di vendita e della percentuale di ricavo attribuita all'aggregatore.

È interessante capire come quest'area di convenienza comune varia al mutare dei parametri, che sono stati presi in considerazione, nel corso della presente analisi. In primo luogo, se si considera costante la quantità di energia scambiata con il TSO, durante l'anno, e si valutano differenti condizioni di costo per l'aggregatore (piattaforma di gestione e di comunicazione), si può notare che le curve lato utenti rimangono invariate (poiché come detto, dipendono solo dalla quantità di energia scambiata), mentre la curva relativa all'aggregatore tende a salire e a spostarsi verso destra all'aumentare dei costi.

In accordo con quanto affermato in precedenza, i costi di comunicazione sono quelli a maggior peso (come si evince dalla Figura 31), mentre i costi di piattaforma di gestione hanno un'influenza minore sull'ampiezza dell'area di convenienza comune, come mostrato in Figura 32. Si osserva, come il prezzo minimo compatibile con la convenienza comune, dato dall'ascissa del punto d'intersezione tra la curva di convenienza dell'aggregatore e la più bassa tra le due curve degli utenti, aumenta all'aumentare dei costi e varia da circa 150€ nel caso di costi nulli, a 175€ nel caso che i costi della piattaforma di gestione siano 100.000 € di Capex e 15.000 € di Opex, mentre arrivano a circa 300€ nel caso che si considerino costi di comunicazione aggiuntivi di 50 €/p.to*anno, con costi nulli per la piattaforma di gestione.

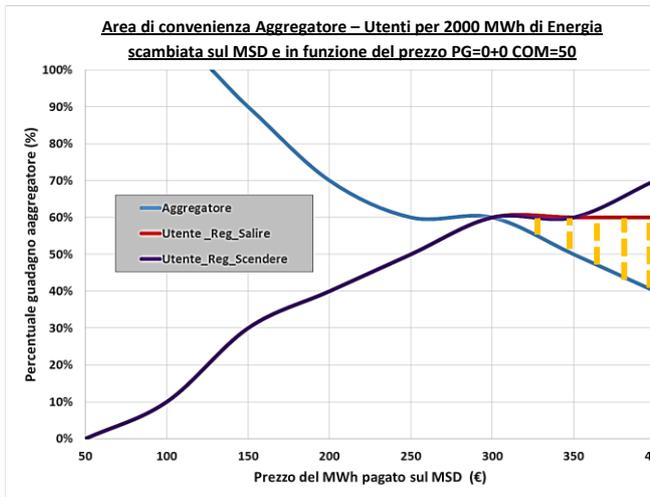


Figura 28. Rappresentazione dell'area di convenienza comune BSP-utenti, nel caso di volume di energia scambiata pari a 2.000MWh, costi nulli della piattaforma di gestione e costi massimi della comunicazione

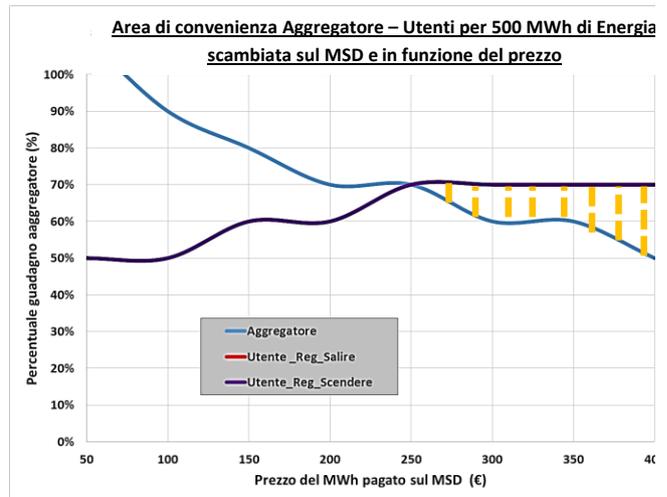


Figura 29. Rappresentazione dell'area di convenienza comune BSP-utenti, nel caso di un volume di energia scambiata pari a 500MWh e costi nulli della piattaforma di gestione e della comunicazione

La dipendenza dalla quantità di energia scambiata può essere osservata all'interno dei grafici rappresentati.

Nel caso si considerino dai 2.000MWh ai 500MWh annuali di energia scambiata (Figura 33), le curve lato utente tendono a salire, perché i costi per gli utenti diminuiscono e, quindi, sarebbe possibile concedere maggiori margini di guadagno al BSP, ma allo stesso tempo anche la curva dell'aggregatore si sposta verso l'alto, poiché al diminuire dei ricavi complessivi occorre una percentuale maggiore degli stessi, per rientrare nell'area di convenienza economica. Il risultato complessivo è una diminuzione dell'area comune di convenienza e un aumento da 150€ a 250€ del prezzo minimo ammissibile.

Discorso opposto vale nel caso di un aumento dell'energia scambiata da 2.000 a 4.500 MWh/anno (Figura 34): le curve riguardanti gli utenti "scendono" a causa di un aumento dei costi per gli stessi; mentre dal lato dell'aggregatore, la curva che delimita l'area di convenienza scende poiché l'aumento dei ricavi complessivi, rende possibile raggiungere la convenienza al BSP, con una minore percentuale di guadagno rispetto al caso precedente. L'effetto finale è un aumento dell'area comune di convenienza, mentre il prezzo minimo si aggira intorno ai 150€.

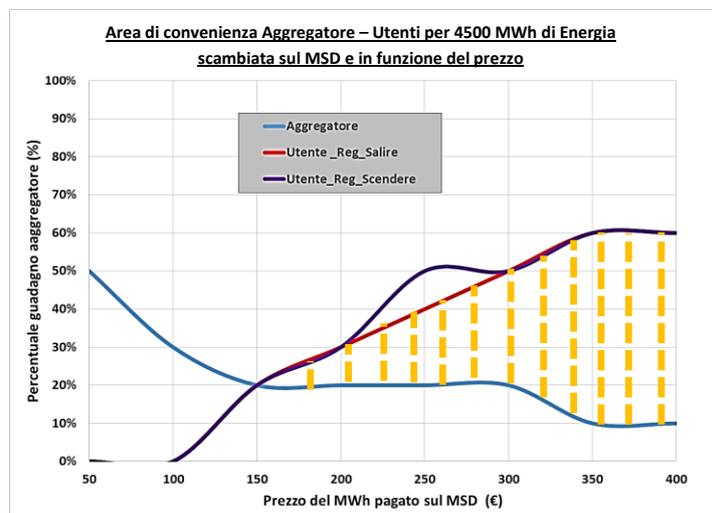


Figura 30. Rappresentazione dell'area di convenienza comune BSP-utenti nel caso di volume di energia scambiata pari a 4.500MWh e costi nulli della piattaforma di gestione e della comunicazione

Successivo oggetto di analisi è stata la variazione del prezzo minimo relativo al MWh offerto sul MSD, ai fini della valutazione della convenienza economica per gli attori dell’UVAM. In prima approssimazione, data la forma geometrica del tipo “<”, che caratterizza l’area comune di convenienza, la posizione del prezzo minimo caratterizza l’ascissa del vertice, per cui l’area di convenienza sarà tanto più ampia, quanto minore è il valore del prezzo minimo per la combinazione dei parametri considerata.

Le Figure 35 (a, b, c) riportano l’andamento di tale parametro in corrispondenza di tre valori di energia scambiata annualmente riferiti a regimi di scambio basso, medio e alto (500MWh – 2.000MWh e 4.500MWh) in funzione del costo della piattaforma di gestione e parametrizzati in funzione del costo di comunicazione. L’influenza del costo della piattaforma di gestione diventa ponderante esclusivamente per volumi bassi di energia scambiata con il TSO, mentre per volumi medio-alti, il prezzo minimo è influenzato prioritariamente dal valore del costo della Comunicazione; questo conferma l’importanza di tale parametro nell’economia generale dell’UVAM. In effetti, minore è il costo riguardante la comunicazione, minore sarà il valore del prezzo minimo di vendita; mentre maggiore è il volume di energia scambiata con la rete e minore sarà il valore del prezzo minimo, a parità di altri fattori. Nei casi analizzati, risulta evidente la mancata convenienza economica comune per prezzi di vendita del MWh inferiori a 150€.

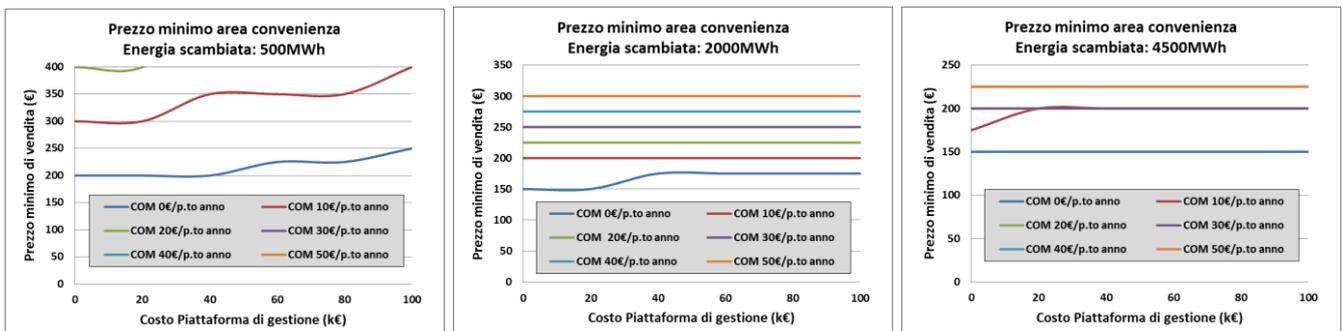


Figura 31. (a, b, c) Prezzo minimo di vendita, in funzione del costo della piattaforma di gestione, parametrizzato rispetto al costo della comunicazione, rispettivamente per volumi di 500MWh, 2.000MWh e 4.500MWh

9. CONCLUSIONI

Il presente deliverable D1.6 descrive la progressiva tendenza del sistema energetico a spostarsi verso i modelli decentralizzati basati sulle piccole risorse distribuite dotate di tecnologie abilitanti, per aumentare i livelli di condivisione dell’energia, efficientare i consumi e fornire i servizi alla rete elettrica.

Nel corso del lavoro si è data una presentazione di tutte le figure coinvolte nei modelli gestionali attualmente presenti per gestire le risorse distribuite.

Con riferimento al modello di gestione proposto in ComESTo (e dettagliato in maniera approfondita in D5.4), per come è recepita attualmente la normativa, è ipotizzabile e preferibile, che sia unico il soggetto giuridico a gestire una Comunità Energetica in una zona di mercato, individuando al suo interno tanti sottoinsiemi di autoconsumo esteso. La non obbligatorietà della fonte rinnovabile stabilisce un insieme più grande che si identifica nell’ambito delle CEC, al suo interno invece ci saranno sottoinsiemi di comunità, dove la fonte di generazione sarà necessariamente rinnovabile, che si identificano nelle CER.

Quanto premesso rende il modello ipotizzato adatto a gestire più comunità e più tipologie di bisogni che vanno dall’autoconsumo energetico interno alla fornitura di servizi sia locali che globali.

La soluzione più semplice ed efficace di affidare la gestione delle Comunità ad un unico soggetto facilitatore come proposto in ComESTo che, si coordina e coopera con i gestori di rete, e soprattutto con i distributori di elettricità “evoluti” utilizzando la rete pubblica di distribuzione.

A differenza di altri Stati europei in Italia, la diffusione delle reti pubbliche di distribuzione nell'intero territorio nazionale è molto ampia. Se alcune le forme previste di Comunità energetiche, come definito nelle CEC possono gestire la rete fisica allora il soggetto diventerebbe un distributore di energia elettrica a tutti gli effetti e pertanto dovrebbe rispettare tutta la regolamentazione in capo ai distributori nel rispetto delle normative europee.

Per tale motivazione l'esigenza di avere reti proprie deve essere messa in discussione o ponderata al contesto. Inoltre, soggetti di minori dimensioni con concessione a gestire le reti pubbliche di distribuzione, avrebbero una perdita delle necessarie economie di scala, con il conseguente rischio di avere costi di gestione ben più alti, con ripercussioni sugli utenti.

Partendo dall'attuale situazione prevista con le UVAM si è data una rappresentazione delle caratteristiche per la partecipazione delle grandi risorse ai servizi di rete in ottica di poter adattare lo stesso meccanismo per le risorse di minori dimensioni in forma distribuita e aggregate secondo il modello di Comunità energetica.

Si è mostrato come le nuove esigenze del sistema hanno portato ad un'evoluzione normativa che va verso un mutuo supporto tra DSO e risorse aggregate sulla rete di distribuzione evoluta ma che non può prescindere dal coordinamento con il gestore della rete di trasmissione, il TSO, dando un esempio dei progetti Europei che si focalizzano su tale approccio (es. SmartNet). In alcuni casi si arriva persino ad ipotizzare una soluzione di gestione delle Comunità energetiche ai distributori.

A partire dalle UVAM si sono definite anche ulteriori tecnologie in grado di 'abilitare' le risorse al nuovo sistema energetico. I nuovi modelli che prevedono tecnologie abilitanti sono fortemente capital intensive e la loro efficacia è influenzata dai meccanismi di finanziamento per sostenere elevati Capex.

Nei modelli a partecipazione privata ha suscitato particolare interesse meccanismo di finanziamento delle iniziative attraverso il crowdfunding, diverso è l'approccio nei modelli favoriti dal pubblico o nei modelli ibridi. In ogni caso l'elemento che accomuna tutti i modelli di gestione aggregata è una piattaforma SW di gestione delle comunità attraverso il quale elaborare i dati dei misuratori in tempo reale provenienti dal campo. Sia l'incremento dei livelli di autoconsumo che la corretta fornitura di servizi passano dai dati dei misuratori e dall'accesso all'informazione.

Si è svolta un'analisi per la valutazione costi-benefici, mostrando il caso di aggregazione di utenti in Comunità composta da utenti prosumers con e senza storage sia nel caso di SSP che di SEU. In questo caso per l'aggregazione si sono individuate tutte le voci di costo e tutti gli elementi di ricavo, suddivisi per soggetto coinvolto. Infine, si è mostrata la valutazione dei costi-benefici nell'ipotesi di aggregato formato da varie tipologie di utenti diverse, anche nello scenario di partecipazione al MSD.

In quest'ultimo caso si è rilevato come le dimensioni tali da rendere sostenibile lo schema di comunità energetica, composto da utenze residenziali attive, prevedono una numerosità di diverse migliaia di utenze che suggerisce la possibilità di progettare comunità energetiche di area vasta e tempi di recupero nell'ordine dei 10 anni a causa di importanti Capex coinvolti. Per rendere il tutto in linea con le future evoluzioni del sistema e verificare la riduzione di utenze coinvolti/tempi di recupero si è simulata la comunità energetica ipotizzata con l'offerta di servizi nel MSD. In questo scenario si è visto come; i ricavi sono funzione volumi di energia annualmente scambiati per i servizi, mentre i costi sono funzione del numero di utenti aggregati. Con questo approccio è stato possibile definire pertanto delle aree di 'convenienza' che determinano l'opportunità (o meno) di partecipare al mercato dei servizi sulla base della condivisione degli introiti derivanti dai servizi offerti tra utenti aggregati e Aggregatore della Comunità.

10. BIBLIOGRAFIA

- [1] S. Bradbury, «Smarter Network Storage Low Carbon Network Fund: Electricity storage in GB», Pövy UK Power Networks, UK Power Networks Holdings Limited, London, 2014.
- [2] C. Helm e M. Mier, «On the efficient market diffusion of intermittent renewable energies», *Elsevier*, vol. 80 (C), pp. 812-830, 2019.
- [3] I. E. Agency, «The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems», OECD Publishing, Paris, 2014.
- [4] F. Steinke, P. Wolfrum e C. Hoffmann, «Grid vs. storage in a 100% renewable Europe», *Renewable Energy*, vol. 50, p. 826–832, 2013.
- [5] W. A. Braff, J. M. Mueller e J. E. Trancik, «Value of storage technologies for wind and solar energy», *Nature Climate Change*, vol. 6, p. 964–969, 2016.
- [6] R. L. Fares e W. M. E., «The impacts of storing solar energy in the home to reduce reliance on the utility», *Nature Energy*, vol. 2, 2017.
- [7] D. Parra, M. Gillott, S. A. Norman e G. S. Walker, «Optimum community energy storage system for PV energy time-shift», *Applied Energy*, vol. 137, pp. 576-587, 2015.
- [8] S. Agnew e P. Dargusch, «Effect of residential solar and storage on centralized electricity supply systems», *Nature Climate Change*, vol. 5, pp. 315-318, 2015.
- [9] S. C. Müller e I. M. Welpel, «Sharing electricity storage at the community level: An empirical analysis of potential business models and barriers», *Energy Policy*, vol. 118, pp. 492-503, 2018.
- [10] S. P. L. M. Burger, «Business models for distributed energy resources: A review and empirical analysis», *Energy Policy*, vol. 109, pp. 230-248, 2017.
- [11] H. De Heer e M. Van der Laan, «USEF: Work stream on aggregator implementation models», 2016. [Online]. Available: <https://www.usef.energy/app/uploads/2016/12/Recommended-practices-for-DR-market-design.pdf>.
- [12] USEF, «Towards an expanded view for implementing demand response aggregation in Europe», 2016. [Online]. Available: <https://www.usef.energy/app/uploads/2016/12/USEF-Aggregator-Work-Stream-interim-results-1.pdf>.
- [13] TERNA, «Criteri di connessione al sistema di controllo», 2018. [Online]. Available: <https://download.terna.it/terna/0000/0105/30.PDF>.
- [14] E. S. Market, «Electricity Market Report».
- [15] C. Z. S. Y. a. H. W. B. Heinrich, «Addressing the conflict of interest between aggregators and DSOs in deregulated energy markets», 2017. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8231901>.
- [16] CEDEC, EDSO, EURELECTRIC, GEODE, «Flexibility in the energy transition», [Online]. Available: <https://www.edsoforsmartgrids.eu/flexibility-in-the-energy-transition-a-toolbox-for-electricity-dsos>.
- [17] «Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources».
- [18] «Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity».
- [19] «Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU».

- [20] ComESTo, «Deliverable AR_5.4».
- [21] «SmartNet - Integrating renewable energy in transmission networks. <http://smartnet-project.eu/>».
- [22] ARERA, «DCO 322/2019 Available: <https://www.arera.it/allegati/docs/19/322-19.pdf>».
- [23] C. J. W. GROUP, «Control and automation systems for electricity distribution networks of the future».
- [24] ARERA, «Relazione 321/2020/I/EFR,» Agosto 2020.
- [25] GSE, «Rapporto statico 2019 - Fonti Rinnovabili,» 2021.
- [26] ARERA, «DCO 361/2020 Available: <https://www.arera.it/allegati/docs/20/361-20.pdf>».
- [27] ENTSOE, «Towards smarter grids: Developing TSO and DSO roles and interactions for the benefit of consumers».
- [28] R. Verhaegen e C. Dierckxsens, «BestRES: Existing business models for renewable energy aggregator,» H2020 Project, Belgium, 2016.
- [29] Dipartimento di Ingegneria Gestionale, Politecnico di Milano, «SMART GRID REPORT - Le prospettive delle energy community in Italia,» Collana Quaderni AIP, Milano.
- [30] Y. Tang, Q. Zhang, H. Li, Y. Li e B. Liu, «Economic Analysis on Repurposed EV batteries in a Distributed PV System under Sharing Business Models,» *Energy Procedia*, vol. 158, pp. 4304-4310, 2019.
- [31] E. Commission, «Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources,» *Off. J. Eur. Union*, vol. 328, pp. 6-7, 82-209, 2018.
- [32] H. Roby e S. Dibb, «Future pathways to mainstreaming community energy,» *Energy Policy*, vol. 135, p. 111020, 2019.
- [33] J. Webb, M. Tingey e D. Hawkey, «What We Know about Local Authority Engagement in UK Energy Systems: Ambitions, Activities, Business Structures & Ways Forward,» *Political Science*, 2017.
- [34] R. Bolton e M. Hannon, «Governing sustainability transitions through business model innovation: Towards a systems understanding,» *Research Policy*, vol. 45, n. 9, pp. 1731-1742, 2016.
- [35] V. Azarova, J. Cohen, C. Friedl e J. Reichl, «Designing local renewable energy communities to increase social acceptance: Evidence from a choice experiment in Austria, Germany, Italy, and Switzerland,» *Energy Policy*, vol. 132, pp. 1176-1183, 2019.
- [36] T. Hoppe, F. Coenen e M. T. Bekendam, «Renewable Energy Cooperatives as a Stimulating Factor in Household Energy Savings,» *Energies*, vol. 12, n. 7, p. 1188, 2019.
- [37] A. Gautier, B. Hoet, J. Jacquemin e S. V. Driessche, «Self-consumption choice of residential PV owners under net-metering,» *Energy policy*, vol. 128, pp. 648-653, 2019.
- [38] M. G. Dilger, T. Jovanović e K.-I. Voigt, «Upcrowding energy co-operatives – Evaluating the potential of crowdfunding for business model innovation of energy co-operatives,» *Journal of Environmental Management*, vol. 198, n. 1, pp. 50-62, 2017.
- [39] O. Gassmann, K. Frankenberg e M. Csik, *Geschäftsmodelle entwickeln: 55 innovative Konzepte mit dem St. Galler Business Model Navigator*, München: Carl Hanser, 2013.
- [40] A. Bergman, S. Betz, B. Burton, K. Kohl, T. Maidonis e M. Klaes, «Crowdfunding for Renewable Energy: Survey Results on Public Perceptions and the Views of Crowdfunding Platforms and Project Developers,» 2016.

- [41] T. Bauwens, «Analyzing the determinants of the size of investments by community renewable energy members: Findings and policy implications from Flanders, Energy Policy, vol. 129, pp. 841-852,» *Energy Policy*, vol. 129, pp. 841-852, 2019.
- [42] *Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources (2009, April 23).*
- [43] *European Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings.*, 2010.
- [44] *European Directive 2012/27 / EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125 / EC and 2010/30 / EU and repealing Directives 2004/8 / EC and 2006/32 / EC.*, 2012.
- [45] *Italian Standards on Energy Audits, UNI CEI TR 11428: 2011 and UNI CEI EN 16247: 2014.*, 2014.
- [46] Council of European Energy Regulators, «Renewable Self- Consumers and Energy Communities,» 2017, July 27.
- [47] Intelligent Energy Europe, «Sustainable Energy Communities - Benchmarking of energy and climate performance indicators on the web,Publishable report from the SEC-BENCH project , Grant agreement no: EIE/07/067/SI2.466263,» [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects>.
- [48] *Regional Law of Piedmont Region, n. 12 August 3rd 2018: Constitution of energy communities, presented on 24th July 2017 and approved on July 25th 2018.*
- [49] *legge 28 febbraio 2020, n. 8.*
- [50] G. Mutani, V. Todeschi, A. Tartaglia e G. Nuvoli, «The case study in Pinerolo Territory,» in *Energy Communities in Piedmont Region (IT)*, 2018.
- [51] [Online]. Available: <http://enerweb.casaccia.enea.it/enearegioni/UserFiles/Puglia/puglia.htm>.
- [52] [Online]. Available: [http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:4bgn2MdsN9AJ:www5.consiglio.puglia.it/GISSX/XSagArchivio.nsf/\(InLinea\)/proposta-1021A-X/%24File/proposta-1021A-X.doc%3FOpenElement+&cd=5&hl=it&ct=clnk&gl=it](http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:4bgn2MdsN9AJ:www5.consiglio.puglia.it/GISSX/XSagArchivio.nsf/(InLinea)/proposta-1021A-X/%24File/proposta-1021A-X.doc%3FOpenElement+&cd=5&hl=it&ct=clnk&gl=it) .
- [53] M. Raffa, *Energia e Sviluppo. Fare Impresa Salvando la Terra, Edizioni scientifiche italiana, Napoli,*, 2015.
- [54] V. Raffa, «Generazione di energia distribuita e comunità,» 2019.
- [55] D. M. e. al., «Nano Grids for Home Applications (nGfHA) & Power Cloud,» 16-06-2017.
- [56] V. M. Bauchmüller, «Süddeutsche Zeitung,» 1 May 2017. [Online]. Available: <https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/energieversorgung-rettungsnetz-fuer-den-strom-1.3485308>.
- [57] S. Enkhardt, «pv-magazine.de,» 27 October 2016. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.de/2016/10/27/eupd-research-sonnen-und-senec-fhrend-auf-deutschen-photovoltaik-speichermarkt/>.
- [58] D. Wetzel, «Die Welt (online),» 2 May 2017. [Online]. Available: <https://www.welt.de/wirtschaft/article164155536/Die-Tuer-in-eine-voellig-neue-Energiewelt.html>.
- [59] B. Koirala, R. Hakvoort, E. Oost e H. Windt, *Community Energy Storage: Governance and Business Models.*, 2019.
- [60] M. Balzano, «Studio Tecnico Ing. Marco Balzano,» 3 August 2019. [Online]. Available: <http://www.ingbalzano.com/2019/08/puglia-legge-comunita-energetiche/>.

- [61] [Online]. Available: http://www.regione.puglia.it/documents/10192/43657140/LR_45_2019.pdf/87ef6bc3-3039-4fed-906f-08a62d8acdc6;jsessionid=03BF65E5E350C103431C29DF8CA24379 .
- [62] [Online]. Available: <http://www.regione.puglia.it/documents/10192/37907702/Bollettino+numero+91+-+Ordinario+-+anno+2019/9f5c0cac-62fb-4e0a-bd58-ad794c17e794> .
- [63] «Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources».
- [64] «Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity».
- [65] «Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU».
- [66] ComESTo, «Deliverable AR_5.4».
- [67] «SmartNet - Integrating renewable energy in transmission networks. <http://smartnet-project.eu/>».
- [68] C. J. W. GROUP, «Control and automation systems for electricity distribution networks of the future».
- [69] GSE, «Rapporto Statistico 2019 - Fonti Rinnovabili,» Marzo 2021.
- [70] ENTSOE, «Towards smarter grids: Developing TSO and DSO roles and interactions for the benefit of consumers».
- [71] ««Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU»».

11. APPENDICI

11.1. APPENDICE A - Sintesi sugli aggregatori del consorzio BestRes

 Regno Unito	<ul style="list-style-type: none">• Modello di business <i>aggregator-supplier</i> e passaggio al modello di business dei <i>delegated aggregator</i>• Focus di aggregazione: generazione distribuita (principalmente eolica) ma DSM (industriale su piccola scala) sempre più importante• Valorizzazione dell'aggregazione: mercati all'ingrosso, consumatori di energia elettrica in situazione di ottimizzazione e bilanciamento• Ricavi più importanti: bilanciamento proprio• Costi più importanti: remunerazione fornitori di generazione distribuita e personale• Di proprietà di un elevato numero di piccole parti interessate
 Belgio	<ul style="list-style-type: none">• Modello di business <i>delegated aggregator</i> e che si sta muovendo verso un modello di business <i>aggregator-supplier</i>• Focus di aggregazione: generazione distribuita ma DSM (industriale) sempre più importante• Valorizzazione dell'aggregazione: mercati all'ingrosso, mercati di riserva e proprio bilanciamento• Ricavi più importanti: varia tra mercati all'ingrosso e di riserva• Costi più importanti: remunerazione dei fornitori di generazione distribuita, software e tecnologia dei costi di sviluppo• Maggioranza di proprietà di Next Kraftwerke Germania
 Germania e Francia	<ul style="list-style-type: none">• Modello di business <i>delegated aggregator</i> e modello di business aggregatore in Germania. Avvio dell'aggregazione in Francia.• Focus di aggregazione: generazione distribuita ma DSM (industriale) sempre più importante• Valorizzazione dell'aggregazione: mercati all'ingrosso, mercati di riserva e proprio bilanciamento• Ricavi più importanti: varia tra mercati all'ingrosso e di riserva• Costi più importanti: remunerazione dei fornitori di generazione distribuita, costi di sviluppo software e tecnologia• Creato con capitale di rischio
 Austria	<ul style="list-style-type: none">• Modello di business <i>aggregator-supplier</i>• Focus di aggregazione: generazione distribuita (principalmente eolica) ma DSM (sistemi fotovoltaici domestici) sempre più importanti• Valorizzazione dell'aggregazione: mercati all'ingrosso, consumatori di energia elettrica in situazione di ottimizzazione e bilanciamento• Ricavi più importanti: mercato all'ingrosso e proprio bilanciamento• Costi più importanti: remunerazione fornitori di generazione distribuita, tecnologia e software• Di proprietà di un elevato numero di piccole parti interessate
 Italia e Cipro	<ul style="list-style-type: none">• Modello di business <i>aggregator as a service provider</i>• Focus di aggregazione: generazione distribuita (PV) ma DSM (commerciale/industriale) sempre più importante• Valorizzazione dell'aggregazione (pianificata): misure di produzione e risparmio energetico• Ricavi più importanti: contratti PPA ed EPC• Costi più importanti: remunerazione fornitori di generazione distribuita, tecnologia e contratti• Creato con capitale di rischio

<p>Spagna e Portogallo</p> 	<ul style="list-style-type: none"> Nessuna aggregazione ma valutazione della fattibilità del modello di business <i>aggregator-supplier</i> Focus di aggregazione: DSM Valorizzazione dell'aggregazione (pianificata): mercati all'ingrosso, mercati di riserva e proprio bilanciamento Ricavi più importanti (pianificati): proprio bilanciamento Costi più importanti: fornitori DSM Le principali parti interessate sono azionisti istituzionali
--	---

EPC = Engineering, Procurement, Construction
PPA = Power Purchase Agreement

11.2. APPENDICE B - Sintesi sulle principali piattaforme di crowdfunding sul territorio nazionale

Fundera	Una piattaforma di equity crowdfunding che permette, tramite l'investimento on-line, di acquistare un vero e proprio titolo di partecipazione in una società, beneficiando del complesso dei diritti patrimoniali ed amministrativi che derivano dalla partecipazione nell'impresa. La piattaforma è gestita da un gruppo di professionisti e tecnici, esperti del settore dell'energia e dei servizi, che credono nello sviluppo della Green Economy, nelle forme di impresa partecipativa ed alla diffusione del modello di generazione rinnovabile distribuita.
Ecomill	Una piattaforma di equity crowdfunding, verticale e specializzata, che permette a cittadini, famiglie ed aziende di diventare finanziatori e soci di imprese ad alto valore innovativo nel settore dell'energia, dell'ambiente e del territorio, promuovendo sostenibilità, innovazione ed aggregazione sociale. I cittadini investitori hanno infatti la possibilità di investire in modo diretto e disintermediato in nuove iniziative imprenditoriali ad ampio potenziale ambientale e sociale, beneficiando inoltre di adeguati ritorni economici. I promotori di progetti imprenditoriali hanno l'opportunità di accedere ad un canale alternativo di finanziamento, garantendosi visibilità, un ampliamento del bacino di potenziali investitori, e generando partecipazione nei territori di riferimento.
Edison Crowd	Esempio italiano di social lending energetico, è un canale con cui Edison offre a tutti i cittadini la possibilità di diventare protagonisti della trasformazione energetica del proprio territorio, attraverso lo sviluppo di progetti nell'ambito delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica. Attraverso il lending crowdfunding, Edison, in collaborazione con Blender, offre a tutti la possibilità di supportare finanziariamente i propri progetti nell'ambito delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, riconoscendo in cambio un interesse.

Sintesi sulle principali piattaforme di crowdfunding sul territorio internazionale:

Abundance	Una piattaforma inglese di lending crowdfunding interamente dedicata a progetti di energia rinnovabile. La piattaforma ha investito, fino ad oggi, £92.9 milioni per il finanziamento di 38 progetti. Gli investimenti effettuati attraverso Abundance sono in forma di prestito obbligazionario. Il prestito dà diritto a una parte dei profitti derivanti dall'energia generata, che, di solito vengono erogati due volte l'anno. L'investimento iniziale viene inoltre rimborsato in quote costanti per tutta la durata del prestito.
Trillion Fund	Una piattaforma inglese aperta a progetti di tutto il mondo, relativi esclusivamente all'energia rinnovabile. La piattaforma, fondata nel 2011, è stata lanciata in risposta agli avvertimenti delle Nazioni Unite secondo cui ci vorrà 1 trilione di dollari ogni anno per evitare che il mondo si surriscaldi di oltre 2 gradi. La sua particolarità consiste nel fatto che i progetti possono scegliere di essere finanziati in tutti i modi possibili: prestiti diretti, equity, obbligazioni.
SunFunder	Una piattaforma statunitense che fornisce finanziamenti per le imprese che operano in ambito energetico nei mercati emergenti e di frontiera, principalmente nelle

	<p>regioni africane che non hanno un facile accesso all'elettricità. La formula è abbastanza particolare: mentre gli investitori accreditati possono investire in forma di prestito obbligazionario che dà diritto a interessi, il crowd può prestare anche importi minimi la cui quota capitale viene restituita al termine del prestito, mentre la quota interessi viene convertita in "punti" che possono solo essere reinvestiti in altri progetti. SunFunder ha finora avuto un impatto diretto su oltre 5 milioni di persone.</p>
Mosaic	<p>Una piattaforma statunitense che presenta un modello molto originale ed estremamente interessante: è contemporaneamente peer-to-peer lending per chi vuole installare un impianto fotovoltaico e un marketplace per gli installatori di impianti. Chi vuole installare un impianto in casa propria, può acquistare l'impianto e la relativa installazione presso uno degli installatori partner. Parallelamente, finanzia l'acquisto chiedendo un prestito attraverso la piattaforma. Chi finanzia è il "crowd" che investe importi anche minimi, ripartiti dalla piattaforma sui vari progetti in modo da ridurre il rischio, a fronte di un interesse e, naturalmente, della restituzione del capitale al termine del periodo stabilito. Il vantaggio del cliente deriva dal fatto che il canone del prestito è inferiore al costo della bolletta senza energia solare.</p>
Windcentrale	<p>Piattaforma olandese: consente a chiunque di finanziare un parco eolico, connesso alla rete elettrica, e di ottenere in cambio dei crediti da scontare sulla propria normale bolletta. Di fatto si diventa così co-proprietari di un parco eolico, si risparmia sulla bolletta e si contribuisce attivamente al benessere ecologico del proprio paese. Windcentrale ha raccolto ad oggi più di € 16,4 milioni.</p>
Citizenenergy	<p>È una piattaforma che consente di raccogliere fondi di investimento per progetti di energia pulita. Questo sito consente ai finanziatori di acquisire capitale, partecipare come prestito o acquistare un'obbligazione, per progetti energetici europei. Di fatto, la piattaforma è cofinanziata dal programma Intelligent Energy Europe dell'UE e riunisce in un'unica soluzione le opportunità di investimento di crowdfunding energetici su varie piattaforme più piccole. Pertanto, il valore di Citizenenergy deriva sia dal controllo e dall'aggregazione di queste opportunità di investimento nel settore dell'energia sostenibile.</p>
StartEngine	<p>È la più grande piattaforma di equity crowdfunding statunitense. È stata fondata nel 2014 con lo scopo di facilitare gli investimenti nelle giovani imprese del settore dell'energia rinnovabile. Come esempio di un progetto di energia pulita che è stato finanziato tramite StartEngine, Affordable Community Energy Services Company (ACE) ha raccolto \$ 22.500 sulla piattaforma. La missione di ACE è "portare sostenibilità ambientale e finanziaria per proprietari e residenti di abitazioni a basso reddito", attraverso interventi di riqualificazione ambientale e fornendo alle famiglie svantaggiate il 100% del capitale necessario per gli interventi energetici.</p>

Fundeen	È una piattaforma spagnola di equity crowdfunding che consente ai cittadini di investire in progetti ecosostenibili con quote che partono da € 500, e di beneficiare dei loro investimenti. Nasce a giugno del 2017 e, ad oggi coinvolge 1.526 investitori ed un totale di circa € 308.000 di investimenti accumulati.
----------------	--

11.3. Appendice C- Caso studio: Comunità Energetica in Piemonte

Il primo dei due casi di studio in esame si pone l'obiettivo di creare una metodologia operativa che potrà essere eventualmente replicata anche in altri contesti.

Nello specifico la Regione Piemonte, in linea con le Direttive europee e nazionali sulle politiche energetiche e climatiche [41], [42], [43], [44], [45], [46], ha approvato la prima legge regionale in Italia che costituisce le "Comunità dell'energia" [47]. Le comunità energetiche già esistenti nella Regione Piemonte sono state effettivamente considerate eccezioni legalmente accettate e casi speciali in un quadro normativo che generalmente ha inibito lo scambio diretto di energia tra diversi produttori e consumatori.

Tuttavia, una legge nazionale [48] approvata nel 2020, ha avviato la creazione di nuove comunità energetiche in tutto il paese, assegnando ai consigli regionali il compito di definire e regolare la procedura della loro realizzazione.

Di conseguenza sono state promosse una serie di azioni e valutazioni preliminari nel territorio che circonda la città di Pinerolo, dove era stato eseguito nel 2014 uno studio di fattibilità su un campione di cinque amministrazioni locali le quali sono state confrontate con le piccole comunità storiche esistenti. Tale studio ha favorito la creazione del CPE (Consorzio Pinerolese Energia), del quale fanno parte varie società di produzione energetica, con l'obiettivo di ridurre la dipendenza dai combustibili fossili, attraverso l'installazione di impianti fotovoltaici e idroelettrici, a biogas e a bio-metano.

Legge regionale 3 agosto 2018, n. 12. Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche

Con questo disposto normativo, la regione Piemonte promuove l'istituzione di comunità energetiche quali enti senza finalità di lucro, costituiti al fine di superare l'utilizzo del petrolio e dei suoi derivati, e di agevolare la produzione e lo scambio di energie generate principalmente da fonti rinnovabili, nonché forme di efficientamento e di riduzione dei consumi energetici.

I comuni che intendono proporre la costituzione di una comunità energetica, oppure aderire da una comunità energetica esistente, adottano uno specifico protocollo d'intesa, redatto sulla base dei criteri adottati con provvedimento della Giunta regionale entro novanta giorni dall'entrata in vigore della legge, sentita la commissione consiliare competente [48]. Secondo quanto stabilito, i soggetti pubblici e privati potranno partecipare alle comunità energetiche, quali produttori di energia, soltanto se annualmente la quota dell'energia prodotta destinata all'autoconsumo non è inferiore al 70% del totale.

Inoltre, le comunità energetiche:

- possono stipulare convenzioni con l'ARERA per ottimizzare la gestione e l'utilizzo delle reti di energia;
- stilano un bilancio energetico, entro sei mesi dalla loro costituzione;
- entro dodici mesi dalla loro costituzione elaborano un documento strategico tale da individuare quali siano gli obiettivi per la riduzione dei consumi energetici da fonti non rinnovabili e la loro ottimizzazione.

La Regione Piemonte sosterrà finanziariamente la predisposizione dei progetti e della documentazione utili alla costituzione delle comunità energetiche.

La Giunta Regionale istituirà, con apposito provvedimento, un Tavolo tecnico permanente con le comunità energetiche al fine di acquisire i dati sulla riduzione dei consumi energetici, sulla quota di autoconsumo e sulla quota di utilizzo di energie rinnovabili e di individuare le modalità per una gestione più efficiente delle reti energetiche.

Qualora in sede di verifica e attuazione del documento strategico, i risultati riscontrati siano negativi, le comunità energetiche non potranno accedere ai finanziamenti erogati dalla Regione in campo energetico ed ambientale.

Comunità energetica di Pinerolo

Il territorio di Pinerolo, oggetto del presente studio, è ubicato nella parte occidentale della Regione Piemonte, comprende 47 comuni e oltre 50 aziende, comprende una superficie pari a 1.348 km² e circa 150.000 abitanti; la densità della popolazione è piuttosto bassa (111 abitanti/ km²). Esistono oltre 47 mila edifici, di cui solo il 9% sono edifici non residenziali. La seguente figura mostra la localizzazione il territorio di Pinerolo all'interno della Regione Piemonte.

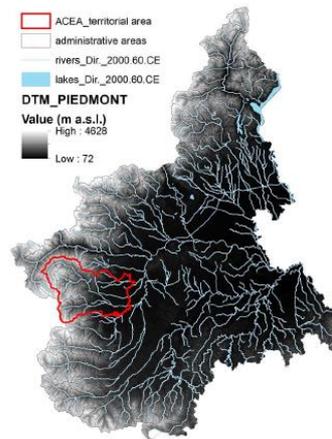


Figura 32 Localizzazione nel Piemonte del territorio di Pinerolo

Vi è inoltre un numero considerevole di industrie e società, tra cui "ACEA Pinerolese Industriale S.r.l.", principale sostenitrice e coordinatrice del progetto, che è la più diffusa nel mercato dell'energia; si occupa di gestione dei rifiuti e produzione di biogas ed elettricità da diverse fonti rinnovabili [49].

Per creare un modello di comunità energetica è fondamentale il monitoraggio dei consumi energetici dei diversi utenti al fine di valutare la fattibilità energetica, con particolare riferimento al bilanciamento tra produzione e consumo di energia, alla domanda, alla fornitura e ai picchi di carico nella rete.

Allo scopo di reperire i dati necessari all'indagine, sono stati ideati due tipi di questionari, da somministrare a comuni e aziende, costituiti da quattro sezioni principali:

1. Dati generali;
2. Consumo energetico;
3. Produzione di energia;
4. Trasporto.

Attraverso i dati raccolti è stato sviluppato un database energetico degli utenti, sono state identificate le azioni da perseguire ai fini degli obiettivi di efficienza energetica.

Il diffuso interesse per le comunità energetiche evidenzia che, anche in tempi di crisi economica, attraverso sistemi di produzione, distribuzione e consumo energetici razionali e sostenibili, l'economia di un territorio può essere riavviata. Quindi è possibile migliorare la sostenibilità, la sicurezza, l'adeguatezza e l'equità dei sistemi energetici, al fine di:

- promuovere l'evoluzione delle reti e delle reti energetiche;
- gestire la variabilità dei consumi, del carico e i picchi nelle reti;
- garantire la sicurezza energetica diversificando le fonti di approvvigionamento;
- migliorare il rapporto costo-efficacia dell'energia grazie all'innovazione tecnologica;
- proteggere il settore industriale incoraggiando la creazione di sistemi di autoproduzione energetica attraverso misure di efficienza e utilizzo di fonti rinnovabili;
- studiare un sistema di raccolta, monitoraggio, controllo e gestione dei dati finalizzato ad ottimizzare i costi e l'impatto ambientale delle produzioni e dei consumi.

11.4. Appendice D - Caso studio: Comunità Energetica in Puglia

La legge della Regione Puglia

Nel campo delle energie rinnovabili, la rapida riduzione cui sta andando incontro il costo della tecnologia può consentire l'accesso di un sempre maggior numero di consumatori all'autoconsumo e allo sviluppo di nuovi servizi tramite la partecipazione attiva dei piccoli consumatori ai mercati. Questo processo può essere sostenuto anche attraverso l'organizzazione di nuovi soggetti aggregatori, incluse le comunità energetiche locali previste dal CEP (Piano integrato per l'energia e il clima), che richiedono un'attenta regolazione in modo da garantire un quadro di riferimento organico e i necessari standard di efficienza e qualità in un sistema sempre più complesso e articolato. L'autoproduzione e distribuzione di energia da fonti rinnovabili è oggi competitiva e rappresenta una straordinaria opportunità di sviluppo locale in chiave di sostenibilità ed economica circolare.

Già nel 2014, con la legge regionale n. 23 dell'8 luglio recante "Disciplina delle cooperative di comunità", la Regione Puglia ha contribuito a dare un primo impulso alla nascita di gruppi quali le Cooperative di comunità, che valorizzando le competenze della popolazione residente, delle tradizioni culturali e delle risorse territoriali, perseguendo lo scopo di soddisfare i bisogni della comunità locale, migliorandone la qualità sociale ed economica, attraverso lo sviluppo di attività economiche eco-sostenibili finalizzate alla produzione di beni e servizi, al recupero di beni ambientali e monumentali, alla creazione di offerta di lavoro e alla generazione, in loco, di capitale "sociale".

L'esperienza più importante in Puglia è rappresentata dalla Comunità cooperativa di Melpignano nata dalla collaborazione tra Legacoop e l'amministrazione comunale, con l'obiettivo di gestire una rete di produzione di energia solare tramite pannelli fotovoltaici posti sui tetti degli edifici pubblici e privati della città. La capacità imprenditoriale della cooperativa ha permesso di ottenere incentivi dal GSE. Tramite questi fondi la cooperativa ha potuto ripagare gli interessi del finanziamento sull'investimento iniziale e creare un fondo. Gli utili sono stati reinvestiti all'interno della comunità prevedendo diversi interventi di rigenerazione dello spazio urbano, a seconda delle scelte effettuate dai cittadini associati.

La Puglia, tra le prime regioni italiane, ha approvato una legge in materia di autoconsumo collettivo.

Con l'approvazione della Legge regionale 9 agosto 2019, n. 45 "Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche", promuove l'istituzione di comunità energetiche, quali enti senza finalità di lucro, costituiti al fine di superare l'utilizzo del petrolio e dei suoi derivati e di favorire la produzione e lo scambio di energie prodotte principalmente da fonti rinnovabili, nonché di sperimentare e promuovere nuove forme di efficientamento e di riduzione dei consumi energetici. I comuni che intendono procedere alla costituzione di una comunità energetica adottano uno specifico protocollo d'intesa, cui possono aderire soggetti pubblici e privati. Le comunità energetiche acquisiscono e mantengono la qualifica di soggetti produttori di energia se annualmente la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili destinata all'autoconsumo da parte dei membri non è inferiore al 60 per cento del totale [50] - [51].

In linea con quanto stabilito dalla direttiva 2018/2001/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, lo Statuto regionale, promuove lo sviluppo sostenibile dell'economia pugliese, nonché nel rispetto della normativa nazionale e regionale in materia, promuove l'istituzione di comunità energetiche, quali enti senza finalità di lucro, costituiti al fine di apportare benefici ambientali.

I comuni che intendono procedere alla costituzione di una comunità energetica adottano uno specifico protocollo d'intesa, cui possono aderire soggetti pubblici e privati, redatto sulla base di criteri definiti con provvedimento della Giunta regionale entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore delle disposizioni.

L'obiettivo primario della comunità energetica è l'autoconsumo dell'energia rinnovabile prodotta dai membri della comunità, nonché, eventualmente, l'immagazzinamento dell'energia prodotta, al fine di aumentare l'efficienza energetica e di combattere la povertà energetica mediante la riduzione dei consumi e delle tariffe di fornitura.

Per quanto concerne i compiti, le comunità energetiche:

- a) Possono stipulare convenzioni con l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) al fine di ottimizzare la gestione e l'utilizzo delle reti di energia
- b) Redigono, entro sei mesi dalla loro costituzione, un bilancio energetico;
- c) Redigono, entro dodici mesi dalla loro costituzione, un documento strategico che individua le azioni per la riduzione dei consumi energetici da fonti non rinnovabili e l'efficientamento dei consumi energetici, verrà trasmesso alla Giunta regionale ai fini della verifica della sua coerenza con il Piano energetico ambientale regionale. Ogni tre anni la Giunta regionale verifica l'attuazione del documento strategico e i risultati conseguiti in termini di riduzione dei consumi energetici.

La Comunità energetica di Roseto Valfortore

Il territorio di Roseto Valfortore è situato in una delle aree italiane più ricche di vento, utile per la produzione di energia elettrica che può essere utilizzata per la vendita al mercato, come è stato fatto fino adesso, e anche per la realizzazione di impianti di comunità.

Il comune è situato in un'area rurale che, ad oggi, come molte aree rurali poco industrializzate del nostro Paese, è scarsamente energivora e rappresenta un "costo" per la rete di distribuzione. La comunità di Roseto Valfortore, tuttavia, trovandosi in un'area chiave per la produzione e la raccolta di energia prodotta da FER, può trasformarsi in una risorsa per il sistema elettrico nazionale se si autoproducesse l'energia di cui ha bisogno e mettesse a disposizione di quest'ultimo l'energia che la comunità produce oltre il proprio fabbisogno.

La presenza di risorse naturali rinnovabili rappresenta la *condicio sine qua non* cui ancorare i progetti per la formazione di una comunità energetica. La consapevolezza della presenza di queste risorse spinge le istituzioni locali e i cittadini a voler costituire una comunità energetica. Alla costituzione di questa comunità va a legarsi il futuro del territorio, non solo in senso fisico, ma anche e soprattutto perché ci si assumerà degli impegni concreti per le future generazioni che non soddisferanno solo la dimensione ecologica. Infatti, affinché la comunità energetica possa generare sviluppo locale sostenibile devono essere riconoscibili quattro dimensioni di sostenibilità: economica, ecologica, sociale / territoriale ed istituzionale [52].

La realizzazione della comunità energetica a Roseto Valfortore è pensata per essere fondata nel pieno rispetto di queste quattro dimensioni.

In questo contesto imprenditoriale innovativo i progetti che saranno realizzati nella comunità energetica dovranno essere auto consistenti, ovvero capaci di avere validità economica e finanziaria ciascuno per proprio conto. Progetti d'investimento del genere, visti in ottica sistemica, diventano come mattoncini "autonomi" di

uno stesso puzzle. Essi, da soli, sono in grado di creare sviluppo economico e sociale, ma acquisiscono ancora più forza nel momento in cui vengono inseriti all'interno di una azione di sistema come è la comunità energetica. Lo sviluppo locale promosso dalla nascita della comunità energetica è maggiore se la quantità di energia prodotta sul territorio è maggiore di quella necessaria a soddisfare i bisogni della comunità. In questo modo la comunità diventa esportatrice di energia e i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia andrebbero destinati ai membri della comunità. Se poi, finanziariamente, gli investimenti per la realizzazione degli impianti di produzione e distribuzione dell'energia fossero fatti utilizzando capitali di rischio e di debito locale, la ricchezza creata sarebbe prodotta, distribuita e reinvestita sul territorio, ed andrà ad alimentare un sistema di sviluppo locale auto-sostenibile che man mano che si perfeziona necessiterà sempre meno di attingere risorse dall'esterno, in particolar modo quelle finanziarie [53].

I soggetti che faranno parte della comunità saranno:

- Il cittadino consumatore: tutti i cittadini sono consumatori di energia. All'interno della comunità energetica, per massimizzare i benefici ecologici ed economici, il risparmio energetico assume un ruolo determinante. Per risparmiare energia, è necessario che i cittadini compiano semplici azioni, senza modificare in maniera significativa la loro vita quotidiana, alcune delle quali possono anche non richiedere investimenti economici.
- Il cittadino *prosumer* e imprenditore: la figura del *prosumer*, quando si parla di comunità energetica come nel caso di Roseto Valfortore, va inquadrata all'interno di un contesto più ampio. Egli opera, sul piano personale, le scelte che più gli piacciono per migliorare l'efficienza e la capacità di produzione energetica per la propria abitazione: dotarsi di un contatore intelligente; installare pannelli solari; fare interventi di efficienza energetica. Quando la progettualità di questi interventi assume anche carattere sistemico, come nel caso della comunità energetica, gli attori principali di quest'ultima, i *prosumer* (ad esempio le singole famiglie proprietarie di un'abitazione), possono operare in maniera aggregata, programmando ed eseguendo investimenti per la produzione di energia da FER per sfruttare economie di costi nella realizzazione degli impianti e della loro gestione.
- I produttori e gli impianti di comunità: Un impianto di comunità produce energia che immette direttamente in rete che può essere destinata a tutti i consumatori, locali e non, che non possono diventare *prosumer* (inquilini di condomini etc...). Si possono realizzare impianti di comunità attuando diverse soluzioni: partecipazione agli investimenti di cittadini e imprenditori che, oltre a diventare *prosumer* nelle loro abitazioni, desiderano anche produrre energia per il mercato. È il caso, tipico delle zone interne e rurali come Roseto Valfortore, dove è forte la presenza di aziende agricole, che possono trasformarsi in aziende "agro energetiche", unendo alla produzione di prodotti agricoli ed enogastronomici quella di energia da FER. Oppure possono parteciparvi tutti gli altri cittadini che avranno modo di partecipare alla comunità energetica contribuendo agli investimenti per la realizzazione di impianti di comunità.

La comunità dovrà provvedere ai propri fabbisogni energetici con la minor quantità di energia possibile e quindi creare le condizioni per massimizzare la quantità di energia auto-consumata e, dunque, i benefici legati all'autoconsumo.

Chiaramente, condizione necessaria affinché la comunità energetica possa realizzarsi, è la volontà da parte dei cittadini di partecipare (in misura congrua alle proprie possibilità economiche) agli investimenti.

Per poter realizzare questi investimenti, si ritiene che una delle forme di partecipazione della collettività, più interessanti e convenienti, possa essere la "riunione" dei cittadini all'interno di una comunità energetica.

La costituzione della comunità energetica di Roseto Valfortore prevede che tutte le utenze coinvolte (residenze, attività commerciali o imprese) siano costituite da Nanogrid, in modo da poter divenire dei nodi attivi della rete elettrica virtuale locale.

Si verrebbe a costituire in tal modo un modello di comunità energetica in cui mettere a fattor comune e rendere finanche fruttuose le potenzialità derivanti dalle risorse energetiche naturali.

Un aspetto importante per far funzionare questo modello è, che vi sia un aggregatore in grado di controllare automaticamente, validare e verificare tutte le transizioni che avvengono all'interno della comunità energetica, garantendo al contempo la sicurezza del sistema e la privacy dei soggetti coinvolti.

Tramite la connessione di più nGfHA, è possibile realizzare una rete di cittadini interconnessi tra loro, dunque, una comunità energetica.

Per farla funzionare è stato sviluppato un sistema di *Power Cloud* basato sulle nGfHA [54].

Questo modello di business è costituito da diversi elementi: utenti consumatori; utenti produttori / consumatori (*prosumer*) e sistemi semplici di generazione (SGS). Tutti gli elementi del modello sono interconnessi tra loro e possono scambiare energia in maniera coordinata attraverso la rete elettrica pubblica di distribuzione a bassa e media tensione. Solitamente, l'energia può fluire dai produttori verso i consumatori, anche se, nel caso in cui questi ultimi sono dotati di sistemi di accumulo, potrebbe accadere in alcune circostanze che il flusso di energia sia inverso.

Studio di fattibilità

Roseto Valfortore è un comune di circa 1.100 abitanti, dunque, ipotizzando che vivano (in media) tre persone per abitazione, nell'area comunale sono presenti (circa) 370 residenze abitate. Considerando la curva di carico reale di una famiglia composta da 3 persone, il cui consumo è di 3194 kWh annui, sono stati calcolati i dati di prelievo complessivo per la popolazione. La stessa operazione è stata fatta per tre edifici pubblici (palazzo comunale, scuola elementare e scuola media) e per dieci piccole imprese. Anche in questi ultimi due casi sono stati analizzati i consumi annui reali di una scuola (16200 kWh) e di una piccola falegnameria (33265,85 kWh). In particolare, sono state escluse l'illuminazione pubblica e del campo sportivo, della palestra o della piscina comunale perché, pur potendo esser incluse nella comunità energetica, hanno dei livelli di consumo molto differenti dagli edifici scelti per il modello ed anche tra di loro. Naturalmente, quando la comunità energetica sarà realizzata, queste saranno incluse nel progetto.

Lo studio di fattibilità è stato eseguito articolando il progetto in quattro fasi, ciascuna delle quali costituisce un "passo avanti" verso la realizzazione della comunità energetica di Roseto Valfortore.

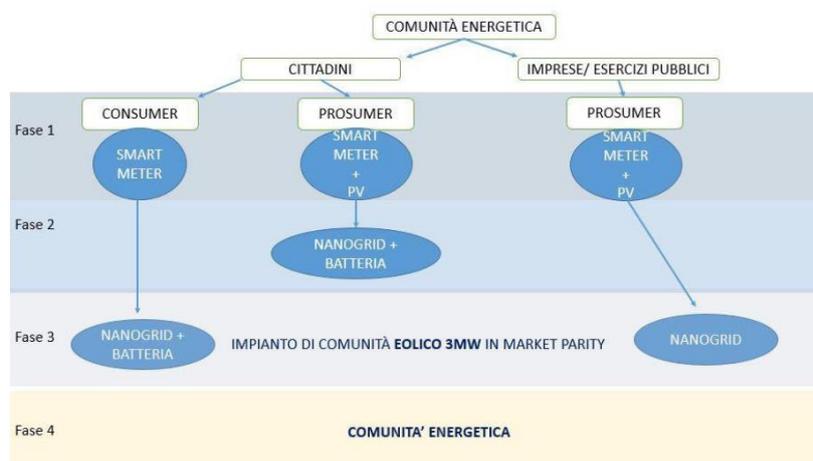


Figura 33. Le quattro fasi per la costruzione della comunità energetica

Come illustrato in *Figura 11* una prima fase, tutti i soggetti della comunità installeranno uno *Smart Meter* e/o un impianto fotovoltaico.

La consapevolezza dei consumi, ed in particolare degli sprechi, permette ai cittadini di conseguire un risparmio sui consumi di energia elettrica che può attestarsi attorno al 10%.

Per gli edifici pubblici e le imprese lo Smart-metering è utile per definire il profilo esatto dei consumi in modo da avere informazioni e dati precisi per la progettazione degli impianti fotovoltaici per l'autoconsumo. In questa prima fase, i componenti della comunità che hanno la possibilità (economica e spaziale) di installare un impianto fotovoltaico, potranno realizzare l'investimento, portando un certo numero di utenti della comunità energetica a diventare *prosumer*.

Nella seconda fase, invece, i *prosumer* procederanno all'installazione della nGfHA e del sistema di accumulo che consentirà di aumentare la quota di autoconsumo di energia. Le imprese e gli esercizi pubblici, invece, essendo particolarmente energivori, non hanno convenienza ad installare un sistema di accumulo, poiché sarebbe troppo costoso a causa del volume di energia che dovrebbe immagazzinare.

Nella terza fase i consumatori, che in questo modello sono chiamati *consumer plus*, installeranno la nGfHA e il sistema di accumulo, mentre gli edifici pubblici e le industrie la sola nGfHA.

Le nGfHA permetteranno all'aggregatore di gestire i flussi di energia elettrica prodotti dall'impianto di comunità, sfruttando al massimo i sistemi di accumulo diffusi presso i *consumer plus* e i *prosumer*. Allorquando la comunità energetica genera una potenza eccedente rispetto a quella che in quel momento è necessaria a tutte le utenze, le nGfHA daranno segnale di accumulare energia nei propri sistemi di *storage*, in modo da stabilire l'equilibrio.

L'energia accumulata in tal modo potrà poi essere utilizzata quando, per qualsiasi motivo, vi sia un improvviso crollo nella produzione dei sistemi di generazione di energia da FER, come ad esempio nel caso di crollo della generazione di gran parte degli impianti fotovoltaici per le mutate condizioni di irraggiamento e la mancanza di vento per l'impianto di comunità.

Nell'ipotesi che il 40% dei cittadini installi un impianto fotovoltaico da 3,15 kW e che gli edifici pubblici e le imprese installino un impianto fotovoltaico rispettivamente da 10 kW e 20 kW, si raggiungerà un valore di autoconsumo collettivo del 33%. Nella terza fase, inoltre, si procede alla realizzazione di un impianto di comunità (eolico da 3 MW) che produce energia immessa direttamente in rete.

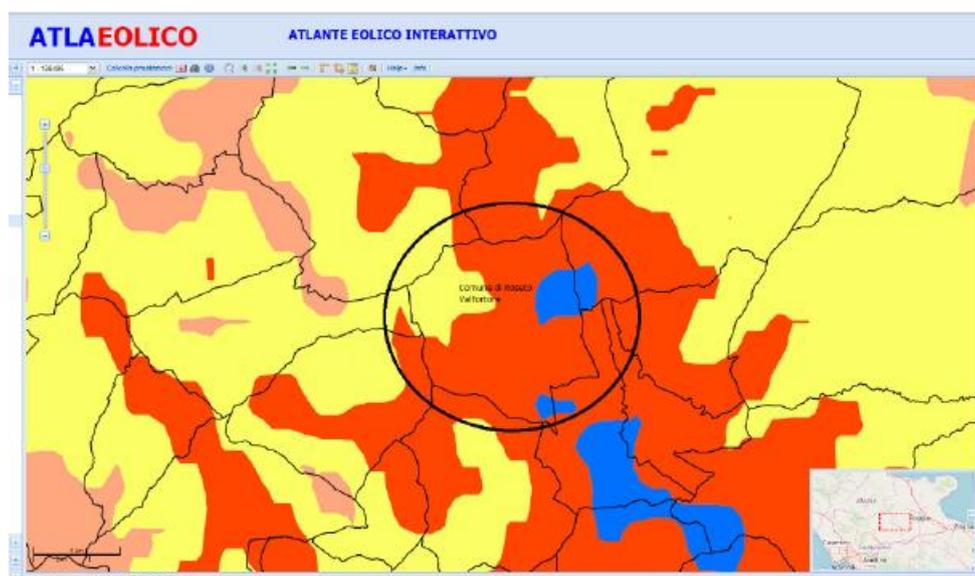


Figura 34. RSE, ATLAEOLICO

Nella maggior parte del territorio di Roseto Valfortore le ore di vento oscillano tra le 3.000 e le 3.500 (Figura 35) all'anno. Questo significa che, per l'impianto eolico da 3 MW, è verosimile pensare vi siano circa 2.500 ore di vento utili alla produzione all'anno, per un totale di 7.500 MW/h annue di produzione.

L'energia prodotta può essere destinata a tutti i consumatori, locali e non, che non possono diventare *prosumer* (inquilini di condomini etc...). Nello stesso tempo può essere destinata a coprire le quote non autoprodotte dai *prosumer*. Gli impianti di comunità possono essere realizzati da imprenditori che decidono di partecipare alla comunità energetica, dai cittadini o da una combinazione imprenditori / cittadini.

Nell'ultima fase del progetto la comunità locale assumerà le caratteristiche di una comunità energetica in cui, attraverso il lavoro dell'aggregatore, sarà massimizzato l'autoconsumo, in cui una centrale elettrica virtuale distribuisce l'energia con centinaia di sistemi di *storage* connessi, centralmente monitorati, i quali accumulano l'energia prodotta dagli impianti FER nel momento in cui la domanda è inferiore alla produzione. In questo modo la comunità energetica di Roseto Valfortore potrà sostituire tutta la generazione elettrica da fonti fossili con un sistema diffuso di generazione rinnovabile. La gestione dei dispositivi di *energy storage* da parte dell'aggregatore è importante anche perché aiuta ad evitare squilibri nella rete e *blackout*, oltre che a sviluppare modelli di controllo della domanda elettrica.

Benefici degli utenti della Comunità

In questo paragrafo si vanno ora ad analizzare i benefici per le diverse tipologie di attori coinvolti.

Per quanto concerne i *consumer plus*, durante la prima fase del modello, essi dovranno dotarsi di uno Smart meter. La spesa per questo strumento è di circa 600€ e si stima che le ricadute positive dovute all'installazione di tale strumento di misura, comporterà un risparmio del 10% in bolletta, per effetto del controllo sui consumi. La spesa annua per l'elettricità, dunque, diminuirà di circa 60€ e, grazie ai benefici fiscali che permettono di recuperare il 50% del costo dell'investimento attraverso un credito d'imposta, il pay back period dell'investimento si aggira intorno ai 6 anni e mezzo.

Mentre nella seconda fase non vi saranno azioni significative, nella terza invece, aderendo all'offerta commerciale dell'aggregatore che partecipa alla comunità energetica, si avrà la possibilità di installare presso le proprie utenze la nGfHA e l'accumulo. Inoltre, se interessati, si potrà investire una quota per partecipare al finanziamento dell'impianto di comunità e avere così la possibilità di partecipare agli utili che questo produrrà. Il contratto di fornitura di energia elettrica che sottoscriverà il *consumer plus* sarà a prezzo fisso per un lungo periodo e consentirà l'eliminazione del rischio di oscillazioni e al contempo un risparmio rispetto ai normali prezzi di mercato. Il prezzo finale dell'energia (0,065€ per kWh) sarà determinato aggiungendo all'LCOE dell'impianto, i costi dell'aggregatore e l'utile per l'impianto di comunità.

In questo modo il *consumer plus* potrà ottenere dei risparmi in bolletta, stimati nell'ordine del 17,5%. Ciò significa che si ridurrà il costo della bolletta annua di circa 97 €. Il risparmio ottenibile dipenderà molto dalle norme che regoleranno le comunità energetiche; infatti, l'esenzione totale o parziale dal pagamento degli oneri generali di sistema e gli altri componenti, saranno cruciali al fine della determinazione del prezzo per kWh.

Per quanto concerne i *prosumer* nella prima fase sarà installato lo Smart meter, come per i *consumer plus*, ed in aggiunta un impianto fotovoltaico da 3,15 kW. Grazie all'ausilio dello Smart meter i consumi diminuiscono del 10% e, la quota di energia auto-consumata annua si attesta a circa il 41,37%. Ciò permette ai *prosumer* di risparmiare oltre 245€ all'anno che, al netto dei benefici fiscali, garantiscono un pay back period dell'investimento di circa 10 anni [37].

Nella fase 2, invece, i *prosumer* installeranno la nGfHA e l'accumulo. In questo modo la quota di energia auto-consumata aumenta fino al 69,04 %, garantendo ulteriori di risparmi all'anno in bolletta. Installando il sistema di accumulo da e la nGfHA, i tempi di rientro dall'investimento si allungano a circa 15 anni. La restante parte dell'energia necessaria a soddisfare il fabbisogno dei *prosumer*, sarà acquistata dall'impianto eolico di

comunità, con le stesse modalità utilizzate per il consumer plus. Il risparmio ulteriore sarà di circa 40€, abbassando il costo della bolletta dai 606€ iniziali a circa 180€ (risparmio di oltre il 70% in bolletta).

Per gli edifici pubblici i risparmi sono più alti rispetto ai prosumer, non solo perché è prevista l'installazione di un impianto più grande (10kW), ma anche perché le ore del giorno in cui si consuma energia elettrica all'interno di queste strutture sono più compatibili con la produzione di energia da fotovoltaico. Infatti, la quota di energia auto-consumata è del 51%. Il pay back period dell'investimento è di circa 9 anni, ed il risparmio in bolletta è di circa 1.570€ annui. Dunque, l'investimento è perfettamente sostenibile. [37]

Nella fase non vi saranno investimenti. La nGfHA, invece, sarà fornita agli edifici pubblici nella fase 3, come ai consumer plus. Acquistando l'energia dall'impianto di comunità, il comune avrà un ulteriore risparmio annuo medio in bolletta di circa 264€.

Per coprire il fabbisogno elettrico dell'impresa tipo presa in considerazione, invece, viene ipotizzata l'installazione di pannelli fotovoltaici da 20 kW. Come gli edifici pubblici, le ore del giorno in cui sono effettuati la maggior parte dei consumi coincidono con le ore di produzione dell'impianto, portando la quota di autoconsumo al 66%. Con questo investimento il risparmio medio annuo in bolletta è di circa 2.400€ ed il pay back period di circa 10 anni. Anche le imprese, come gli edifici pubblici, non installeranno il sistema di accumulo perché la spesa da sostenere sarebbe eccessiva, dunque, anche le imprese non attueranno azioni nella fase 2, ma ci si aspetta forniscano un contributo importante alla realizzazione dell'impianto eolico di comunità, fase in cui, come per i consumer plus, oltre all'investimento sulla nGfHA [37].

Prendendo in ultima analisi in considerazione l'investimento sull'impianto di comunità, ovvero un impianto eolico da 3 MW, e di conseguenza anche tutti i costi da sostenere in merito alle infrastrutture ad esso collegate, si avrà un pay back period di 10 anni ed un TIR dell'8% [37].

I risultati ottenuti sono frutto dei ricavi conseguibili dalla vendita dell'energia prodotta, caratterizzata dall'alta ventosità presente sul territorio, e dal prezzo di quest'ultima, che dipende fortemente dal *levelized cost of energy* come visto in precedenza.

Riassumendo si avrà:

Tabella 6 Risultati dell'investimento

	Risparmio in bolletta (€/anno)	Autoconsumo (%)	Pay back period (anni)
Consumer plus	97	-	7
Prosumer	427	70	15
Edifici pubblici	1570	51	9
Industrie	2776	66	10

Protocollo d'intesa

Come si evince dagli studi effettuati nel deliverable 1.5, per avviare la costituzione di una comunità energetica, è necessario sottoscrivere un protocollo d'intesa tra il comune, l'impresa (o le imprese), le associazioni e i cittadini intenzionati a promuoverne la nascita, quale atto di governance stipulato per convergere su un progetto o una metodologia da seguire.

Anche Roseto Valfortore ha redatto un protocollo sulla base di alcuni indicatori che già oggi, ma soprattutto in ottica futura, costituiscono solide basi su cui fondare tutte le comunità energetiche. Tra le premesse è importante sottolineare che gli obiettivi principali della comunità energetica devono essere due:

- Portare, entro 3 anni, la quota di energia prodotta e consumata nel territorio del comune fino al 100% e oltre del totale;

- Valorizzare l'energia che sarà prodotta in eccesso, allargando la Comunità stessa a consumatori residenti in altri Territori.

Quindi, la comunità energetica potrà essere realizzata attraverso:

- Un approccio bottom-up, che è quello già iniziato a Roseto e descritto nei paragrafi precedenti, ossia a partire dalla trasformazione dei consumatori in prosumer e, successivamente, degli edifici pubblici e delle imprese dei nodi della rete locale;
- Un approccio top-down che prevede un ruolo attivo della Regione con il quale il Comune, le Associazioni e i privati coinvolti, sottoscrivono un Accordo di Programma Quadro (APQ); tale accordo riguarderà un'area omogenea all'interno della quale saranno realizzati, anche contemporaneamente, i progetti previsti dal modello. In questo caso il processo di transizione energetica si completerà in un periodo minore per costituire la Comunità Energetica, che potrà durare dai 3 ai 5 anni.

È opportuno che tra i contenuti dell'accordo di programma, siano previsti i seguenti obiettivi:

- Promuovere i progetti coinvolgendo le risorse interne;
- Dedicare un'apposita sezione nel sito internet del Comune al modello ed ai progetti;
- Mettere a disposizione un servizio interno di assistenza dedicato ai cittadini, alle imprese e alle associazioni interessati a partecipare per informazioni e organizzazioni di eventi dedicati;
- Dare la propria disponibilità a partecipare ad assemblee pubbliche, seminari, incontri con altri Enti Locali e con Istituzioni regionali e nazionali;
- Effettuare un'azione di sensibilizzazione sulle Istituzioni quali Regione e Provincia, per favorire la conoscenza del modello e dei progetti.

Le imprese che vorranno partecipare alla realizzazione della comunità energetica, invece, dovranno impegnarsi a:

- Realizzare uno studio di fattibilità tecnico, economico e finanziario per verificare la sostenibilità del modello di comunità energetica e delle fasi di progetto;
- Fornire assistenza tecnica al Comune per la realizzazione della sezione specifica sulla comunità energetica e sulle fasi del progetto che la compongono nel proprio sito internet;
- Fornire supporto tecnico al Comune per l'allestimento del servizio interno di assistenza dedicato ai cittadini, alle imprese e alle associazioni interessati al progetto per informazioni e organizzazioni;
- Ideare, realizzare e fornire tutti le risorse necessarie per le attività di sensibilizzazione e di promozione del Modello e dei Progetti nel territorio del Comune;
- Dare la propria disponibilità a partecipare ad assemblee pubbliche, seminari, incontri con altri Enti Locali e con Istituzioni regionali e nazionali;
- Fornire assistenza tecnica al Comune per effettuare un'azione di sensibilizzazione delle Istituzioni per favorire la conoscenza del Modello e dei Progetti.

11.5. Appendice E- Caso di studio: Evolvere

Storia ed evoluzione del gruppo

Evolvere nasce dall'unione tra L&B Capital ed Enerventi che, sulla base di un approccio comune alle energie rinnovabili e di un'attitudine all'innovazione, hanno costruito insieme la prima azienda italiana per numero di impianti fotovoltaici di proprietà, installati sulle case di privati e su piccole aziende.

In particolare, nel 2012 L&B Capital investe in Giotto, nel mercato della generazione distribuita ed acquisisce l'impianto Electrolux. Negli anni successivi, Giotto cerca opportunità nel mercato del fotovoltaico attraverso l'acquisizione di impianti installati su edifici aziendali, come Lamborghini, e acquisisce Sorgenia Next (oltre 800 impianti).

Parallelamente, Enerventi si focalizza sul mercato residenziale e costituisce un nuovo modello di servizio, implementando quasi 7.000 impianti fotovoltaici e diventando il primo operatore italiano in questo settore.

Tra il 2015 ed il 2017, Giotto acquisisce Enerventi e le due realtà si fondono in Evolvere, quindi acquistano impianti e società selezionati: Green Enventure (fornitore di servizi di manutenzione per Enerventi) e Sun System (700 contratti di monitoraggio e manutenzione su impianti domestici).

La struttura societaria precedente era così costituita:

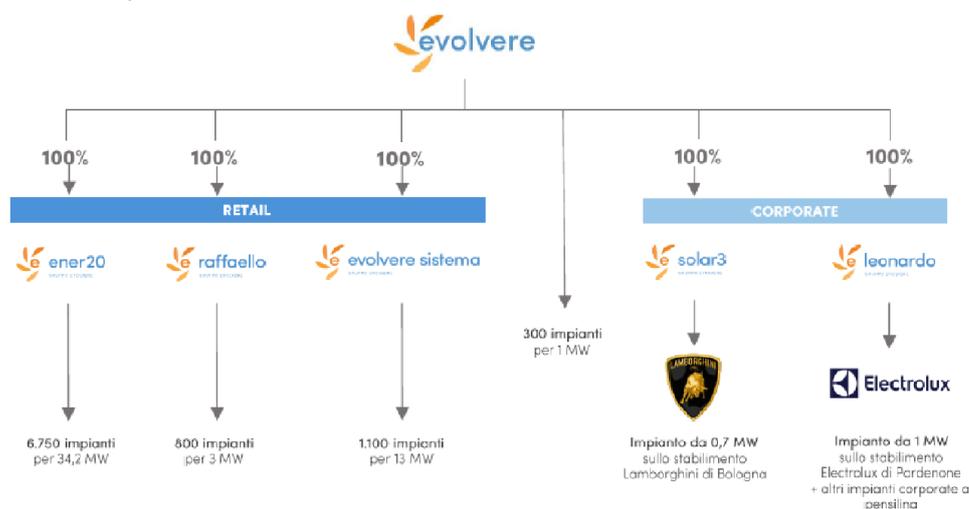


Figura 35. Precedente struttura organizzativa di Evolvere.

- **Enerventi SpA:** portafoglio di 6.750 impianti per 34,2 MW di potenza, installati sul tetto delle abitazioni o di piccole aziende di altrettanti clienti, ai quali Enerventi erogava la fornitura di energia elettrica per il loro intero fabbisogno energetico.
- **Evolvere Sistema:** gestione di un portafoglio di 1.000 clienti per una potenza installata complessiva di 14 MW.
- **Raffaello Srl:** era proprietaria di un portafoglio di 800 impianti fotovoltaici per una potenza installata complessiva di 3 MW, attraverso i quali eroga energia elettrica a privati e aziende.
- **Solar3 Srl:** proprietaria dell'impianto fotovoltaico di potenza pari a 0,7 MW, installato presso lo stabilimento Lamborghini di Sant'Agata Bolognese.
- **Leonardo Srl:** proprietaria di un impianto fotovoltaico della potenza pari a 1 MW, installato presso lo stabilimento Electrolux di Pordenone. Controllo, inoltre, di 4 impianti situati in Puglia in assetto SEU, per un totale di circa 200 kW.

Successivamente, Evolvere lancia il progetto Eugenio, acquisisce circa 150 impianti di EON e fonda Evolvere

Smart. Nel 2018 acquisisce My solar Family, e fonda Evogy, E-Prosume e Renewable distaching. Ad oggi, Evolver controlla e gestisce circa 11.000 impianti: 8.000 sono di proprietà del Gruppo e sono installati su abitazioni mono e bifamiliari in cambio di un vantaggio economico su tutta l'energia consumata dal cliente, altri 3.000 impianti sono di proprietà di un cliente finale, acquistati e finanziati anche con il supporto del social lending, attraverso il Solar Presti-Bond, una formula sviluppata in collaborazione con Prestiamoci, importante piattaforma di prestiti tra privati. La sua community, My Solar Family, ha oltre 50.000 utenti ed è la più grande community digitale di Prosumer in Italia.

Di conseguenza, la struttura organizzativa di Evolvere si trasforma:

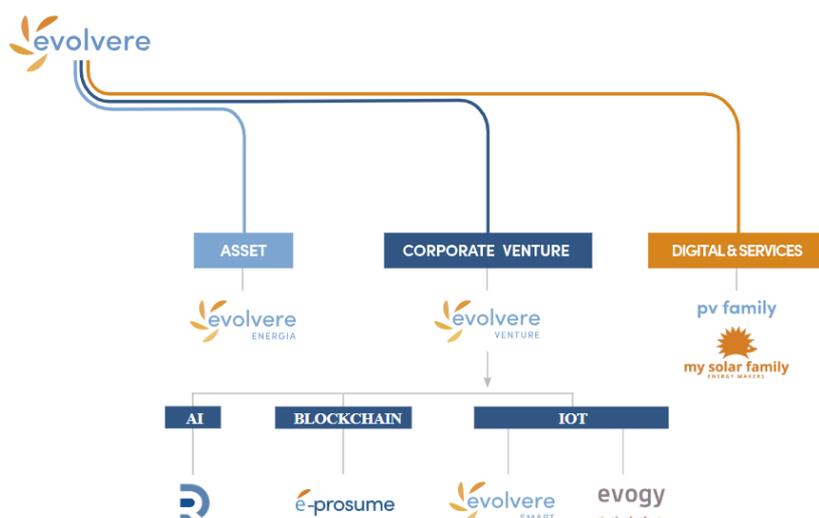


Figura 36. Struttura organizzativa di Evolvere

- **Evolvere ENERGIA:** Possiede circa 8.000 impianti fotovoltaici (39 MW di potenza totale) installati su tetti di abitazioni private o piccole imprese e fornisce ai clienti l'intero fabbisogno energetico. My solar family: portale web e la sua community digitale, con oltre 50.000 prosumers in tutta Italia.

Evolvere VENTURE: È la società del gruppo che investe in start-up innovative, ed è strutturata in:

- Renewable Dispatching: Sviluppa iniziative per migliorare l'energia prodotta dagli impianti rinnovabili, con particolare attenzione ai servizi al mercato (dispacciamento e bilanciamento).
- e-prosume: Sviluppa la tecnologia blockchain per i dispositivi domestici intelligenti.
- IOT: è suddivisa in Evolvere SMAR, che sviluppa soluzioni di domotica per il mercato residenziale basate su big data e IoT, ed Evogy, che sviluppa soluzioni di efficienza energetica, controllo e gestione per le imprese (IoT e AI).

Come fornitore di servizi, offre tre proposte:

1. *Energy supply.* Fornisce servizi energetici ai clienti con impianti di proprietà o gestiti da Evolvere (6.850 consumatori). Offre due tipi di tariffe, fissa e a consumo. I clienti con tariffa fissa pagano sempre lo stesso importo, indipendentemente dal consumo; i clienti con tariffa a consumo pagano una bolletta energetica in base alla tariffa del mercato.

2. *Sereno/Senza pensieri.* Il prosumer riceve un kit di benvenuto contenente il contatore di energia (Smart Meter Dino) e una guida per l'installazione dell'APP, attraverso la quale può monitorare l'andamento dei flussi di energia. Ogni due settimane riceve un rapporto con informazioni sulla produzione di energia e aggiornamento

dei pagamenti GSE. Il servizio può includere la garanzia delle prestazioni dell'impianto e l'assicurazione del rischio.

3. *Smart App*. Attraverso l'installazione dell'App, il consumatore ha la possibilità di verificare i consumi ed i flussi di energia. L'applicazione riesce ad analizzare le prestazioni, offre una reportistica, e riesce a fare una previsione dei carichi elettrici in casa.

Quindi, l'azienda offre la vendita, l'installazione e la manutenzione di impianti fotovoltaici e di sistemi di accumulo per clienti residenziali e-business con potenze fino a 20 KW. Inoltre, grazie a una piattaforma tecnologica proprietaria, offre ai propri clienti la possibilità di controllare e gestire da remoto la propria abitazione, oltre a strumenti avanzati di analisi energetica per monitorare la produzione e ridurre i propri consumi. Evolvere è anche in fase pilota in Lombardia per i servizi di flessibilità legati alle soluzioni UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste) residenziali e ben posizionata per beneficiare dello sviluppo delle comunità energetiche secondo quanto previsto della Direttiva europea Red II di prossimo recepimento in Italia.

Il 18 novembre 2019, Eni gas e luce, sottoscrive con L&B Capital ed Enerventi un accordo per l'acquisto di una partecipazione pari al 70% di Evolvere. Il completamento dell'acquisizione è soggetto al verificarsi di alcune condizioni sospensive, inclusa l'autorizzazione delle competenti autorità regolatorie.

Strategia e linee di sviluppo

Le smart grid nascono dall'esigenza del mercato di abbandonare i tradizionali impianti di produzione e distribuzione, caratterizzati da alti costi di trasmissione e da un forte impatto ambientale, per muoversi verso la generazione distribuita, caratterizzata da piccoli impianti di produzione a energia rinnovabile.

In questo contesto, l'obiettivo di Evolvere è quello di sviluppare un ecosistema integrato ed efficiente basato sull'indipendenza e sul risparmio energetico, dove il prosumer/consumer è parte attiva nella gestione e nel consumo dell'energia prodotta ed è protagonista del modello energetico. Perciò, l'azienda partecipa alla rivoluzione del mercato dell'energia che guida la generazione di comunità intelligenti, e si dimostra propensa all'innovazione.

Muta, insieme alla sua struttura, anche il suo modello di business: passa da impianti di proprietà ad impianti di terzi distribuiti sul territorio; passa dal servire i singoli consumer a servire intere comunità energetiche; passa da servizi digitali e servizi di base, come realtà distinte e piuttosto limitate, ad un portafoglio digitale e di servizi comune e diffuso per i singoli clienti e la comunità.

Fulcro della sua strategia innovativa è la piattaforma, la quale consente il lancio di servizi innovativi di alto valore come Peer to Peer e UVAM; si basa su un cloud che raccoglie informazioni dalla casa del cliente e dall'ambiente, elabora i dati con la tecnologia di machine learning ed è in grado di riportare sul campo funzioni di controllo e gestione per ottimizzare il consumo e la produzione di energia. Al centro di questo sistema c'è Eugenio, la porta d'ingresso IoT fisica della piattaforma che, una volta posizionato in casa, può essere integrato con gli altri dispositivi attraverso sensori wireless. Eugenio comunica con una infrastruttura cloud in grado di apprendere dai comportamenti degli utenti, offrire soluzioni e servizi ad elevato valore aggiunto. I clienti possono beneficiare dei servizi della piattaforma Evolvere tramite la Smart App.

Evolvere, inoltre, offre una soluzione per la telelettura del contatore, lo Smart Meter Dino Energy eye, realizzato sulla base del modulo hardware e firmware di proprietà di E-distribuzione, il Mome. Il sistema è in grado di interfacciarsi sia con il contatore di scambio che con quello di produzione. Un ulteriore servizio offerto è Eligio, sistema che permette l'analisi dettagliata dei consumi energetici che, attraverso semplici domande sulle abitudini di utilizzo degli elettrodomestici, fornisce consigli e informazioni su un potenziale risparmio.

Dunque, l'obiettivo strategico che si pone l'azienda è quello di diventare la piattaforma di servizio per l'intera comunità energetica, e fonda i suoi pilastri strategici:

- Sul potenziamento della struttura commerciale e sul lancio di nuovi servizi per indirizzare i prosumers esistenti verso case smart;
- Concentrandosi sull'innovazione basata sulla produzione di energia e utilizzando un approccio sistemico per ottimizzare l'efficienza e proteggere l'ambiente;
- Sullo sviluppo della sua comunità di energia digitale attraverso l'acquisizione di My Solar Family.

My solar family è la comunità digitale Evolvere, che con la sua app e il suo sito web risponde all'esigenza di supporto e coaching dei proprietari di piccoli impianti fotovoltaici. La community supporta gli utenti nella gestione degli impianti e nel monitoraggio delle prestazioni attraverso analisi avanzate e servizi di segnalazione. Mira a migliorare le conoscenze dei prosumers sull'efficienza energetica grazie alla condivisione di informazioni. I membri della comunità sono circa 50.000.

Business Model Canvas

PARTNERS	ATTIVITÀ PRINCIPALI	PROPOSTA DI VALORE	RELAZIONI CON I CLIENTI	SEGMENTI DI CLIENTI
GSE ABB e-distribuzione Fornitori di sistemi di generazione rinnovabile Fornitori di sistemi di accumulo Università e centri di ricerca per progetti R&D Partner finanziari (supporto agli investimenti dei prosumer TPP)	Installazione manutenzione impianti Misurazione e controllo dei flussi di energia, analisi delle prestazioni, reportistica, previsione e controllo dei carichi elettrici domestici R&D Marketing	Servizi di fornitura o Fornitura di energia: custom tariff e convenienza nelle tariffe Servizi integrati ad alto valore aggiunto: <ul style="list-style-type: none"> • Sereno/senza pensieri • Smart app: energy check up • Digital community (my solar family) Garanzia delle prestazioni	Contratti pluriennali con i clienti (in media 5 anni) Customer Lifecycle Management (Nursery call, Satisfaction survey, Social care, Dedicated customer service)	Residential prosumer (owned o TPP) Business prosumer
Fornitore di energia	RISORSE CHIAVE Piattaforma Risorse di produzione e accumulo condivise Personale specializzato Infrastrutture di comunicazione		CANALI Canali fisici Digitali Teleselling	
STRUTTURE DEI COSTI			FLUSSI DI ENTRATE	
Impianti di proprietà Acquisto di energia da rete Installazione/manutenzione, aggiornamento e assistenza tecnica Marketing Piattaforma Cloud Personale specializzato nell'utilizzo dei servizi della piattaforma e nella operatività sui mercati Amministrazione			Vendita Storage, PV Manutenzione Flat fee - a consumo RID V Conto Vendita energia ai prosumer	

11.6. Appendice F - Caso di studio: Sonnen

Storia ed evoluzione

Sonnen GmbH è un'azienda tedesca leader nel settore energetico. Il fondatore Torsten Stiefenhofer, tra il 2008 ed il 2010, sviluppa una batteria domestica destinata ai proprietari di case indipendenti con un sistema fotovoltaico. A partire dalla metà del 2016, vengono sviluppate e commercializzate otto di questi sistemi. Nel novembre 2016 Sonnen istituisce una comunità energetica, all'interno della quale i membri possono scambiare energia. All'inizio di maggio 2017, TenneT e Sonnen avviano un progetto per l'implementazione di un sistema di accumulo per residenze domestiche con generazione di energia da fotovoltaico decentralizzate, utilizzando la tecnologia blockchain per aiutare a stabilizzare la rete elettrica e migliorare l'integrazione delle energie rinnovabili. Inoltre, il progetto pilota ha lo scopo di migliorare e semplificare il collegamento in rete di batterie di accumulo, sistemi fotovoltaici e reti elettriche, oltre a renderlo più efficienti. Da un punto di vista economico, questa tecnologia e la sonnenCommunity potrebbero ridurre i costi di ridispacciamento per stabilizzare la rete elettrica [55], [56], [57].

Sonnen si propone al mercato con l'obiettivo di dare la possibilità ad ogni individuo di soddisfare i propri bisogni energetici con forme di energia pulita e decentralizzata. Secondo la sua proposta di valore, tutti possono connettersi tra loro per condividere l'energia dove e quando è necessario, emancipandosi dai combustibili fossili e dalle società energetiche, e riducendo al minimo il costo energetico.

L'azienda è produttrice di sistemi di accumulo intelligenti per utilizzo domestico, *sonnenBatterie*, e gestisce di una piattaforma di condivisione energetica, *sonnenCommunity*.

La *sonnenBatterie* è un sistema di storage di elevato contenuto tecnologico. È un sistema completo, poiché, insieme alla batteria, viene fornita tutta l'elettronica che consente la sua carica e scarica, un'intelligente energy manager, i misuratori di potenza che forniscono le informazioni necessarie per il monitoraggio dell'intero impianto ed un display touch screen dal quale l'utente può gestire tutta l'energia.

Da quanto affermato dalla società, l'utilizzo combinato del sistema di accumulo *sonnenBatterie* insieme all'impianto fotovoltaico permette di coprire almeno il 75% del fabbisogno energetico annuale. Dato che l'energia è generata direttamente dall'impianto PV e accumulata dalla *sonnenBatterie*, il cliente ha la possibilità di essere indipendente dalle utility.

L'ultima batteria messa sul mercato da Sonnen è la *sonnenBatterie 10*, con la quale l'azienda si presenta anche al mercato small business. La batteria ha una capacità di accumulo che va 5,5 kWh fino a 11 kWh in un singolo cabinet, ed è espandibile fino a 27,5 kWh. È possibile installare fino a 9 dispositivi a cascata, raggiungendo una capacità massima di 247,5 kWh.

Esistono due modelli di *sonnenBatterie*, *sonnenBatterie eco* per impianti FV esistenti e la *sonnenBatterie hybrid* per i nuovi impianti.

La *sonnenBatterie eco* è per chi dispone già di un impianto fotovoltaico, indipendentemente dalla potenza, e può essere connessa ad altre fonti di produzione di energia. Con *sonnenBatterie eco* è possibile accedere alla *sonnenCommunity* e usufruire di un bonus energetico in bolletta.

La *sonnenBatterie hybrid* contiene già l'inverter per l'impianto fotovoltaico: non è necessario installare un dispositivo esterno per convertire la corrente continua proveniente dal fotovoltaico in corrente alternata per la propria abitazione. Il costo totale dell'installazione è vantaggioso. Con *sonnenBatterie hybrid* puoi partecipare alla *sonnenCommunity* e aderire ai servizi *sonnenFlat 1500*.

La *sonnenCommunity* è l'insieme di tutti i proprietari di una *sonnenBatterie* potenzialmente interconnessi tra loro in una grande batteria virtuale. La *sonnenCommunity* combina l'uso della generazione di energia decentralizzata, l'accumulo energetico della batteria e il collegamento in rete degli utenti.

Nelle ore serali e/o nel momento in cui l'impianto fotovoltaico interrompe la sua produzione e l'accumulo di energia non è più sufficiente, il cliente deve necessariamente collegarsi alla rete nazionale. La sonnenCommunity ha l'obiettivo di rendere prossimo allo zero il costo in bolletta, dando la possibilità di abilitare la sonnenBatterie a fornire servizi alla rete. Così procedendo, la sonnenService ha la possibilità di utilizzare l'energia accumulata e non consumata dall'utente durante il giorno e fornire servizi alla rete, che vengono remunerati alla società e permettono al cliente della comunità di non pagare l'energia residua.

Nella vecchia configurazione della sonnenCommunity, oltre all'acquisto del sistema di accumulo, ogni membro della comunità pagava una quota mensile all'azienda in cambio della gestione dell'infrastruttura e del software. Con l'arrivo della nuova *sonnenBatterie 10*, Sonnen ha lanciato una nuova offerta, la *sonnenFlat 1500*, che elimina il canone mensile. Con il sistema di accumulo Sonnen è possibile coprire circa il 75% del fabbisogno di energia annua. Il restante 25% viene fornito direttamente da *sonnen eServices Italia*, che inserisce in bolletta un bonus pari a 1500 kWh di componente energia all'anno, senza limiti mensili. Il bonus energetico viene riconosciuto ai clienti come ricompensa per aver messo a disposizione la propria batteria per offrire servizi di rete nella stessa area geografica. Al termine del bonus, il cliente paga l'eccedenza, ovvero la componente energia e la tassazione ad essa relativa.

Questo meccanismo è possibile grazie all'accordo della società con Ego, operatore energetico impegnato in Italia nella gestione del dispacciamento di impianti di generazione distribuita, il quale, all'interno del progetto pilota di Terna, consentirà l'erogazione di servizi di rete mediante le sonnenBatterie integrate nelle UVAM Ego. Le UVAM di EGO integrano una moltitudine di unità (produzione e consumo) dislocate in diverse regioni italiane e aggregate virtualmente, per oltre 100 MW di potenza modulabile (pari a circa il 15% del mercato). Ciascuna batteria sarà gestita all'unisono con l'intera Community, in un'unica Virtual Power Plant costituita da migliaia di piccole unità virtuose, i prosumer. La Virtual Power Plant potrà venire attivamente in soccorso al sistema elettrico, compensando le oscillazioni di produzione dei grandi impianti fotovoltaici ed eolici.

Strategia e linee di sviluppo

La società prevede che vi sia un tipo di utente, il prosumer, che può trovarsi in due status, attivo o in stand-by. Il prosumer è un soggetto dotato di un impianto fotovoltaico abbinato ad un sistema di accumulo, sonnenBatterie, che utilizza l'energia che produce ed immette l'energia in eccedenza nella rete. I prosumers possono immettere energia nella rete nel momento in cui hanno un surplus nella produzione di energia, oppure possono diventare *prosumer in stand-by* e comprare l'energia dalla rete, quando le condizioni meteorologiche sono avverse. Dato che entrambi i soggetti fanno parte della community, i prosumer in stand-by possono comprare l'energia dalla rete che viene prodotta dagli altri prosumer.

Nella vecchia configurazione di Sonnen era presente un'altra categoria di utenti, i consumers, ovvero coloro che non possedevano un impianto di energia rinnovabile proprio ma avevano la possibilità di acquistare l'elettricità a prezzi competitivi dai prosumer, ospitando in casa una batteria, quindi il sistema di accumulo *sonnenBatterie city*. Se la sonnenCommunity generava più elettricità di quella necessaria, i proprietari di appartamenti sonnenBatterie city avevano la possibilità di attingere a questa riserva di elettricità, sia per i consumi che per caricare la batteria. Viceversa, se nella Community veniva consumata più elettricità rispetto a quella prodotta, l'utenza domestica utilizza l'energia accumulata nella sonnenBatterie city per fornire elettricità a richiesta. La figura del consumer nella nuova sonnenCommunity viene superato, ed ogni consumatore diviene consumatore-produttore.

Business Model Canvas

Tabella 8. Sonnen Business Model Canvas. Fonte: Koirala et al. [58]

PARTNERS	ATTIVITÀ PRINCIPALI	PROPOSTA DI VALORE	RELAZIONI CON I CLIENTI	SEGMENTI DI CLIENTI
Azionisti Istallatori Rivenditori specializzati Associazioni di accumulo di energia Fornitori di batterie Fornitori di tecnologia EGO-Terna	Installazione e manutenzione impianti Servizio energia, monitoraggio remoto, aggiornamento software. R&D Marketing Design Customer service Vendite Progettazione e produzione	Riduzione dei costi dell'energia Energia pulita, decentralizzata a costi accessibili Per impianti FV esistenti: sonnenBatterie 10 Per nuovi impianti FV: sonnenBatterie hybrid sonnenFlat 1500 sonnenCommunity	Collaborazione e cocreation Analisi e controllo dell'offerta e della domanda delle famiglie Garanzia di 10 anni	Prosumer residenziali Small Businesses
	RISORSE CHIAVE		CANALI	
	Intelligent sonnenBatterie Intelligent energy management systems High-tech energy storage system Piattaforma digitale SonnenCommunity Personale specializzato Infrastrutture di comunicazione		Website sonnenApp Emails Telcomunicazione	
	STRUTTURE DEI COSTI		FLUSSI DI ENTRATE	
	R&D Piattaforma Cloud Marketing Amministrazione Logistica Materie prime e componenti Installazione/manutenzione, aggiornamento e assistenza tecnica Costi per il personale		Vendita delle sonnenBatteries Ricavi derivanti dai membri della sonnenCommunity	

11.7. Appendice G - Caso studio: Prosumer con impianto fotovoltaico privo di storage, in regime di SSP

Le ipotesi adottate sono le seguenti:

- Utente domestico con tariffa D2, localizzato nel Sud Italia (Catanzaro), del quale si ha un profilo di consumo reale;
- Consumi di circa 5608 kWh;
- Costo impianto fotovoltaico, compreso delle apparecchiature di conversione, 1200 €/Kw;
- Impianto con potenza di picco 4,77 Kw;
- Produzione impianto 1.396,9 kWh/kWp;
- Vita utile 20 anni;
- Impianto acquisito tramite finanziamento proprio;

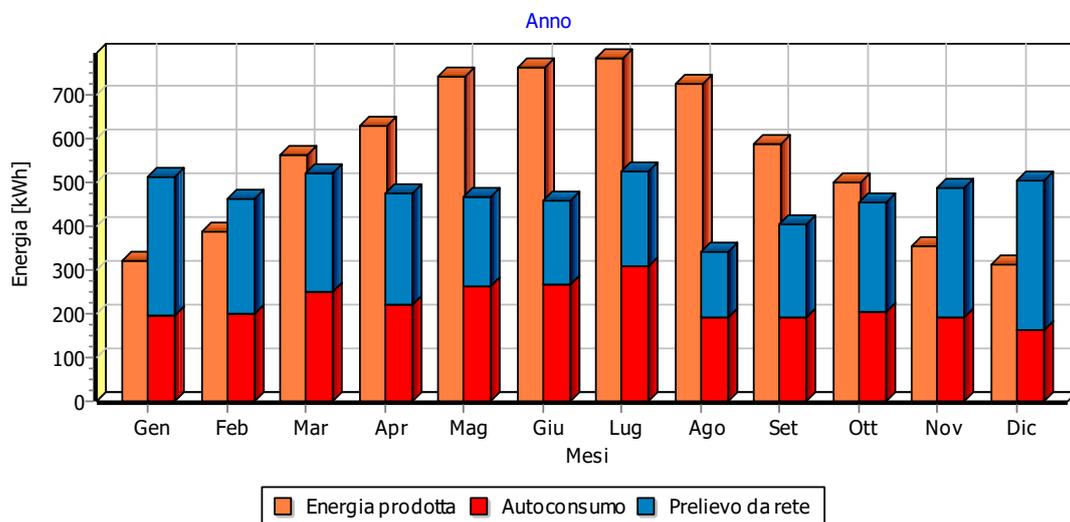
Si valuterà la convenienza degli investimenti mediante:

- VAN (Valore Attuale Netto)
- Payback period
- TIR (Tasso di rendimento interno)
- Tasso di rendimento composto

Profilo di carico:

Descrizione	Consumo [kWh]
Gennaio Fascia 1	200
Gennaio Fascia 2	125
Gennaio Fascia 3	187
Febbraio Fascia 1	174
Febbraio Fascia 2	147
Febbraio Fascia 3	143
Marzo Fascia 1	201
Marzo Fascia 2	162
Marzo Fascia 3	157
Aprile Fascia 1	148
Aprile Fascia 2	132
Aprile Fascia 3	194
Maggio Fascia 1	181
Maggio Fascia 2	127
Maggio Fascia 3	158
Giugno Fascia 1	194
Giugno Fascia 2	105
Giugno Fascia 3	158
Luglio Fascia 1	240
Luglio Fascia 2	110

Luglio Fascia 3	176
Agosto Fascia 1	136
Agosto Fascia 2	86
Agosto Fascia 3	121
Settembre Fascia 1	147
Settembre Fascia 2	98
Settembre Fascia 3	157
Ottobre Fascia 1	171
Ottobre Fascia 2	125
Ottobre Fascia 3	159
Novembre Fascia 1	176
Novembre Fascia 2	138
Novembre Fascia 3	173
Dicembre Fascia 1	144
Dicembre Fascia 2	147
Dicembre Fascia 3	211



Analisi Economica impianto fotovoltaico in regime di SSP

I costi relativi alla realizzazione dell'impianto sono elencati di seguito:

Riepilogo

Costo specifico:	1.200,00 €/kWp
Potenza di picco:	4,77 kWp
Costo totale dell'impianto:	€ 5.724,00

Ai costi iniziali di realizzazione si aggiungono i costi di manutenzione annuali e straordinari:

Costi annuali

Descrizione	%	Importo €
Manutenzione ordinaria (IVA esclusa)	1	57,24
Totale		57,24

Costi straordinari

Descrizione	Anno	Importo €
Manutenzione straordinaria (sostituzione inverter, revamping...)	11	788,00
Totale		788,00

Regime contrattuale

Regime contrattuale di cessione dell'energia:	Scambio sul posto
Potenza nominale:	4,77 kW
Tipo realizzazione:	Su edificio

Consumo utenza

Consumo annuo utenza:	5.608 kWh
Consumo contemporaneo di energia prodotta:	2.641,6 kWh
Energia immessa:	4.021,5 kWh
Energia prelevata:	2.966,4 kWh

Ritorno economico

La simulazione del rendimento economico dell'impianto nel determinato periodo di calcolo avviene considerando i seguenti parametri:

Degradazione annua dell'impianto causa invecchiamento:	0,8 %
Tasso d'inflazione annuo:	1,5 %
Variazione prezzo energia:	2 %
Costo servizio di misura:	€ 22,31
Costo servizio di scambio sul posto:	€ 30,00

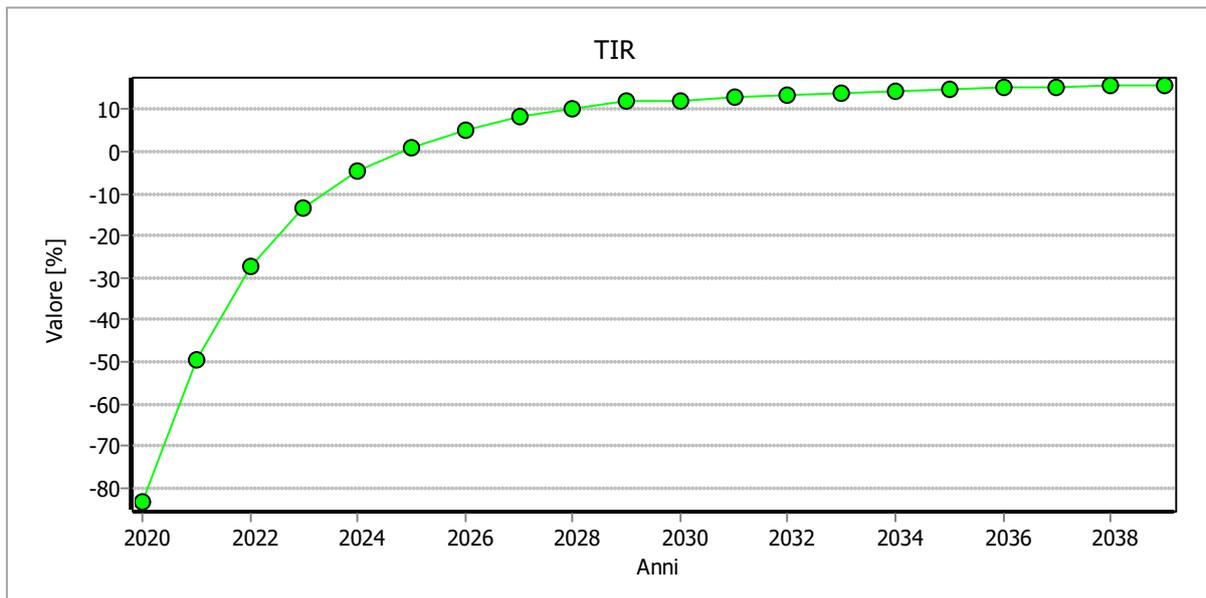
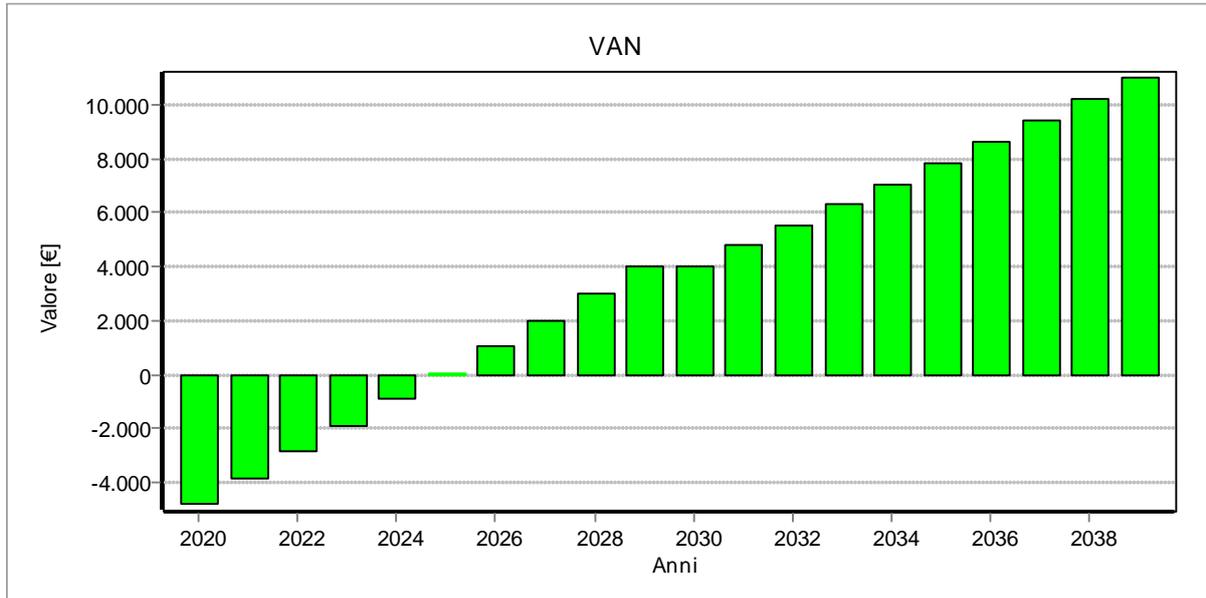
Rendimento dell'investimento effettuato nell'impianto fotovoltaico:

Consumo contemporaneo di energia prodotta:	2.641,6 kWh
Data entrata in esercizio:	01/01/2020
Data fine analisi:	31/12/2039
Detrazione IRPEF 50% costo impianto fotovoltaico	€ 2.862,00
Risparmio consumi:	€ 13.939,43
Liquidazione eccedenze:	€ 118,34
Contributo in conto scambio:	€ 4.453,85
A dedurre costi annuali:	€ 3.157,80
A dedurre imposte:	€ 27,22
Totale:	€ 18.188,60
Capitale proprio:	€ 5.724,00

Flusso di cassa cumulato:	€ 12.464,60
Costi straordinari:	€ 788,00
Periodo di rimborso (anni):	6
Montante dopo 20 anni:	€ 18.188,60
Tasso di rendimento composto:	5,951 %
Tasso di attualizzazione:	0,84 %
VAN:	€ 10.995,50
TIR:	15,71 %

Nel calcolo degli anni successivi al primo vengono considerati il coefficiente di degradazione dell'impianto, il tasso d'inflazione ed il tasso di rendimento attivo del capitale accumulato.

Da quanto si evince, dal business plan di cui sopra, la configurazione in Scambio sul posto, risulta essere vantaggiosa, visto il basso PBP e un elevato TIR.



Caso di studio 2: Prosumer con impianto fotovoltaico privo di storage, in regime SEU.

In riferimento al caso studio caratterizzato da un impianto fotovoltaico in regime SEU, di seguito sono riportate le analisi economiche riguardanti i tre casi:

- a) *Cliente finale e produttore gestiscono separatamente i contratti di prelievo e di immissione di energia elettrica nella rete pubblica;*
- b) *Il Cliente finale gestisce i contratti di prelievo e di immissione di energia elettrica nella rete pubblica;*
- c) *Il Produttore gestisce i contratti di prelievo e di immissione di energia elettrica nella rete pubblica.*

Nell'ambito di un contratto privato, il produttore vende l'energia autoconsumata al cliente ad un prezzo unitario inferiore rispetto a quello dell'energia prelevata dalla rete (14 c€/kWh).

Per quanto concerne i costi annuali, i costi straordinari e il costo d'investimento, i valori sono i medesimi di quelli considerati per lo scambio sul posto, di cui al paragrafo precedente.

a) *Cliente finale e produttore gestiscono separatamente i contratti di prelievo e di immissione di energia elettrica nella rete pubblica*

Ritorno economico

La simulazione del rendimento economico dell'impianto, nel determinato periodo di calcolo, avviene considerando i seguenti parametri:

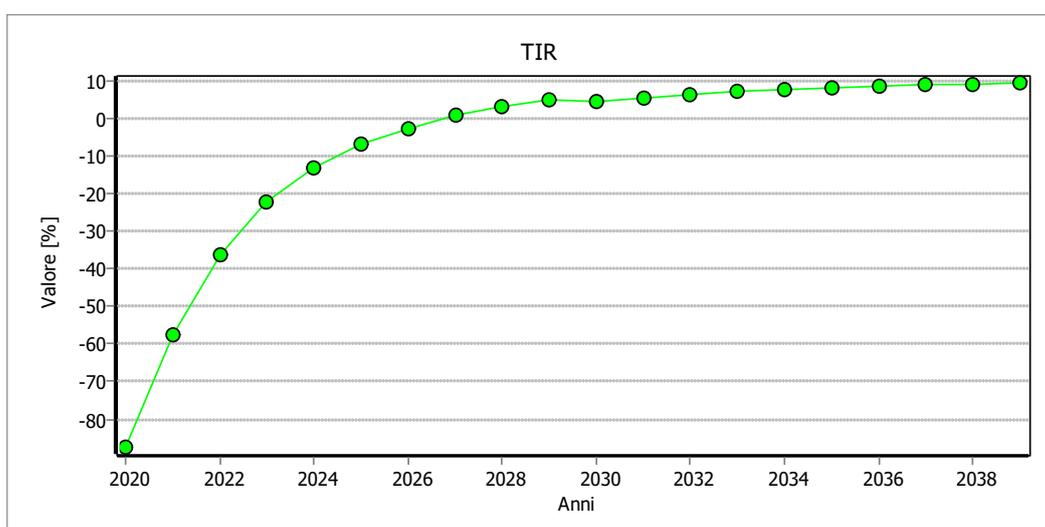
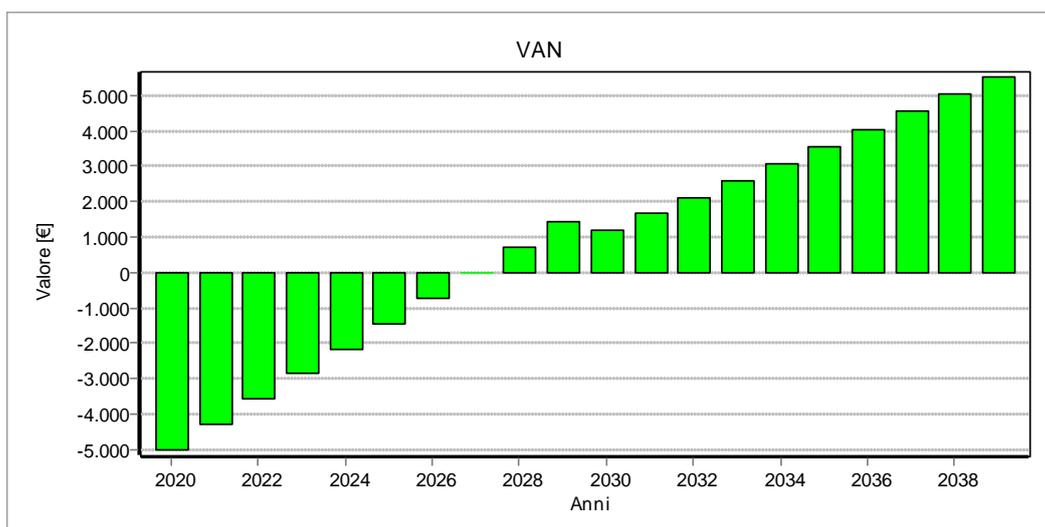
Degradazione annua dell'impianto causa invecchiamento:	0,8 %
Tasso d'inflazione annuo:	1,5 %
Variazione prezzo energia:	2 %
Costo servizio di misura:	€ 22,31

I dati ricavati dal rendimento dell'investimento effettuato sono i seguenti:

Consumo contemporaneo di energia prodotta:	2.641,6 kWh
Data entrata in esercizio:	01/01/2020
Data fine analisi:	31/12/2039
Detrazione IRPEF 50% costo impianto fotovoltaico	€ 2.862,00
Risparmio consumi:	€ 8.875,21
Ricavo da vendita energia non consumata:	€ 3.973,54
A dedurre costi annuali:	€ 2.613,56
A dedurre imposte:	€ 913,92
Totale:	€ 12.183,27
Capitale proprio:	€ 5.724,00
Flusso di cassa cumulato:	€ 6.459,27

Totale a credito consumi:	€ 0,00
Costi straordinari:	€ 788,00
Periodo di rimborso (anni):	8
Montante dopo 20 anni:	€ 12.183,27
Tasso di rendimento composto:	3,849 %
Tasso di attualizzazione:	2 %
VAN:	€ 5.520,23
TIR:	9,59 %

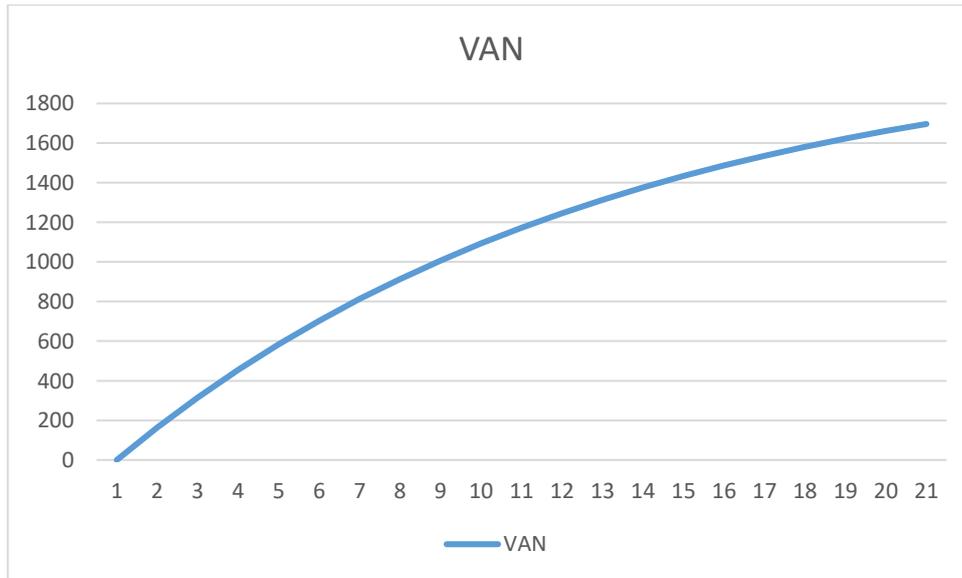
Nel calcolo degli anni successivi al primo sono stati considerati il coefficiente di degradazione dell'impianto, il tasso d'inflazione ed il tasso di rendimento attivo del capitale accumulato.



Flusso di cassa:

Bolletta ante impianto	1119,92
Bolletta post impianto	1012,97
Flusso di cassa	177,95

VAN = 1.696,33 €:



La configurazione SEU appena esposta presenta dei vantaggi per entrambe le figure coinvolte, cliente e produttore: il cliente non deve effettuare l’investimento iniziale ed ottiene un risparmio in bolletta rispetto alla situazione precedente all’installazione dell’impianto fotovoltaico; il produttore, invece, a fronte dell’investimento iniziale, avrà un rientro del capitale investito in 8 anni (superiore al caso dell’SSP), e un idoneo valore del TIR.

b) Il Cliente finale gestisce i contratti di prelievo e di immissione di energia elettrica nella rete pubblica

Come detto in precedenza, il cliente finale, con questa configurazione potrà usufruire anche dello scambio sul posto.

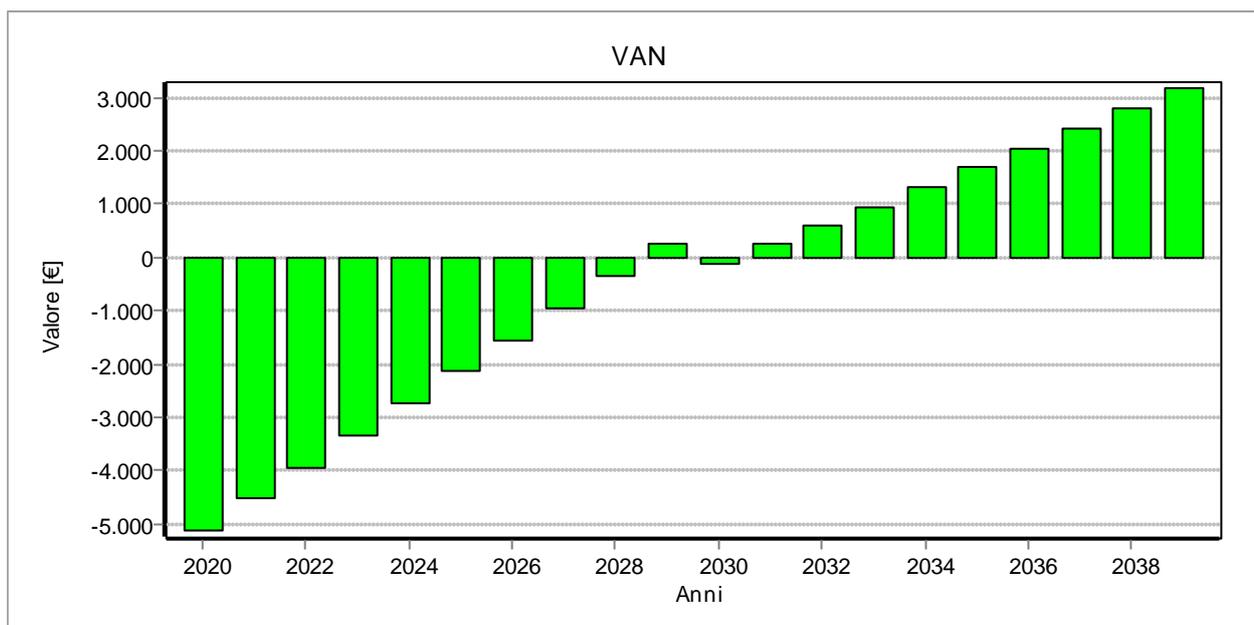
Ritorno economico

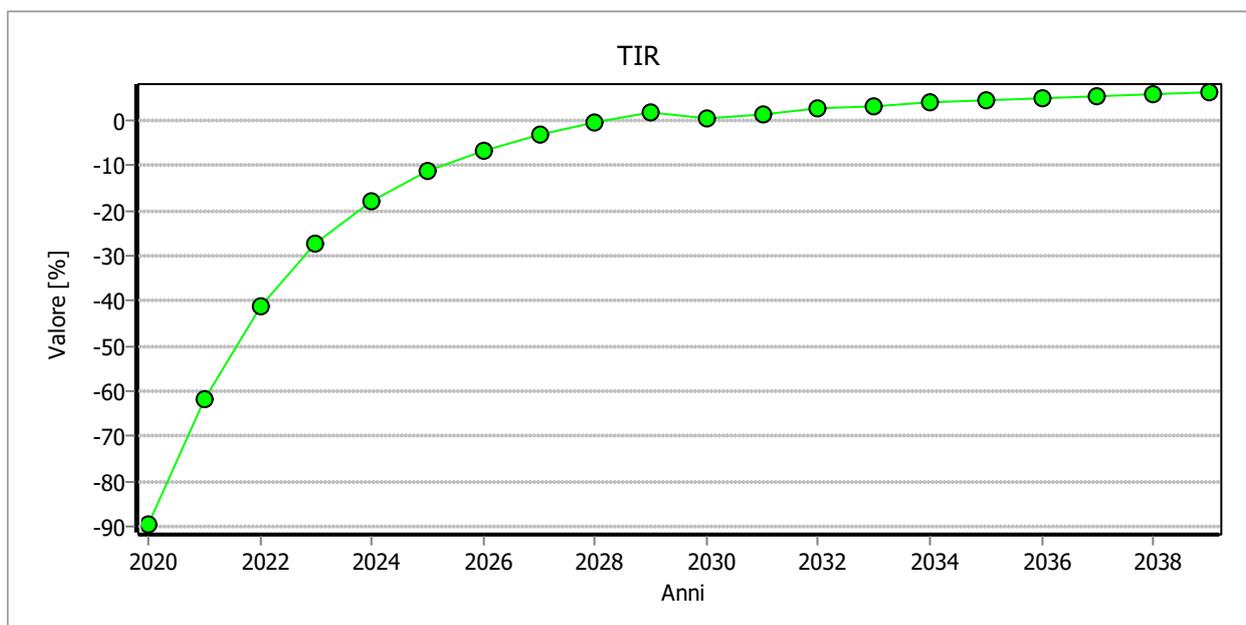
La simulazione del rendimento economico dell’impianto nel determinato periodo di calcolo avviene considerando i seguenti parametri:

Degradazione annua dell’impianto causa invecchiamento:	0,8 %
Tasso d’inflazione annuo:	1,5 %
Variazione prezzo energia:	2 %
Costo servizio di misura:	€ 22,31

Consumo contemporaneo di energia prodotta:	2.641,6 kWh
Data entrata in esercizio:	01/01/2020
Data fine analisi:	31/12/2039
Detrazione IRPEF 50% costo impianto fotovoltaico	€ 2.862,00
Risparmio consumi:	€ 8.875,21
A dedurre costi annuali:	€ 2.111,60
Totale:	€ 9.625,61
Capitale proprio:	€ 5.724,00
Flusso di cassa cumulato:	€ 3.901,61
Costi straordinari:	€ 788,00
Periodo di rimborso (anni):	10
Montante dopo 20 anni:	€ 9.625,61
Tasso di rendimento composto:	2,633 %
Tasso di attualizzazione:	2 %
VAN:	€ 3.179,15
TIR:	6,34 %

Nel calcolo degli anni successivi al primo sono stati considerati il coefficiente di degradazione dell'impianto, il tasso d'inflazione ed il tasso di rendimento attivo del capitale accumulato.

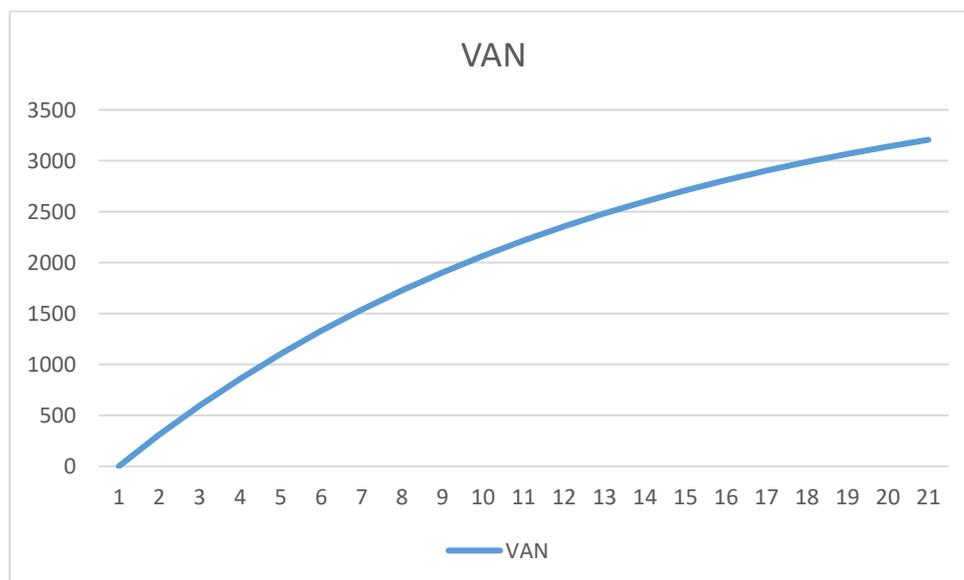




Flusso di cassa:

Bolletta ante impianto	1.119,92
Bolletta post impianto	1.012,97
contributo in conto scambio	210,7
costo energia	52,31
Flusso di cassa	336,34

VAN = 3.206,21 €



Anche questa configurazione SEU presenta dei vantaggi per entrambe le figure coinvolte, cliente e produttore. Il cliente oltre ai vantaggi derivanti dal risparmio in bolletta, si ritrova ad usufruire anche dello scambio sul posto, con un VAN maggiore rispetto alla configurazione precedente.

Il produttore invece, avrà un rientro del capitale investito superiore (10 anni) e un valore del TIR inferiore.

c) Il Produttore gestisce i contratti di prelievo e di immissione di energia elettrica nella rete pubblica

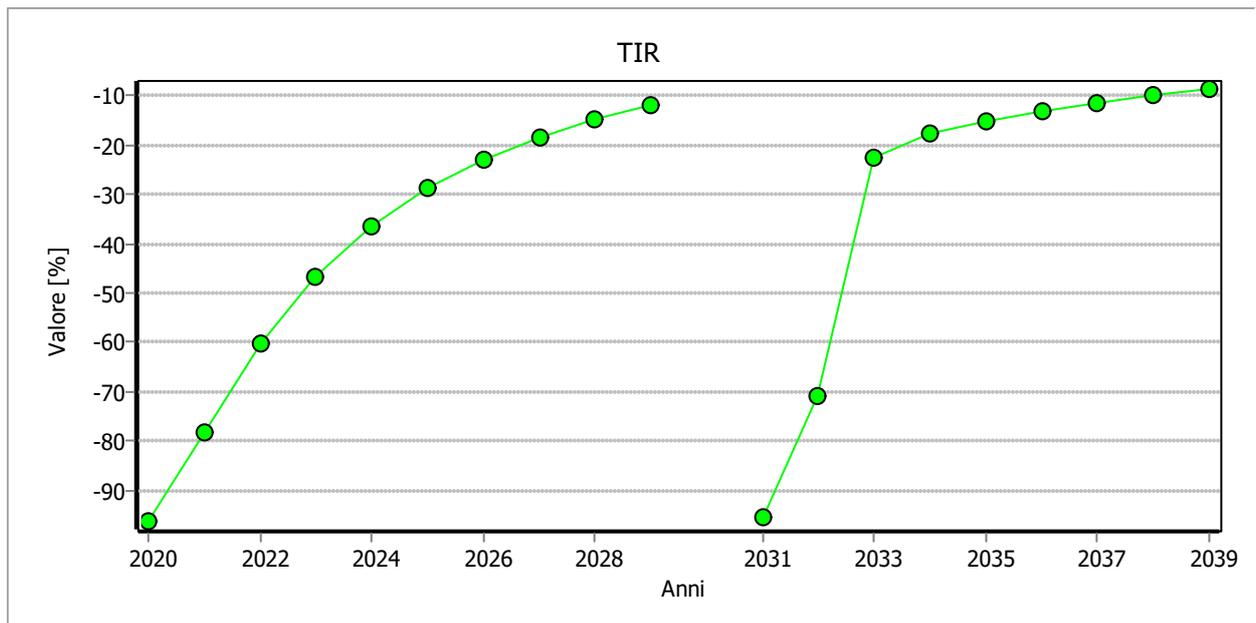
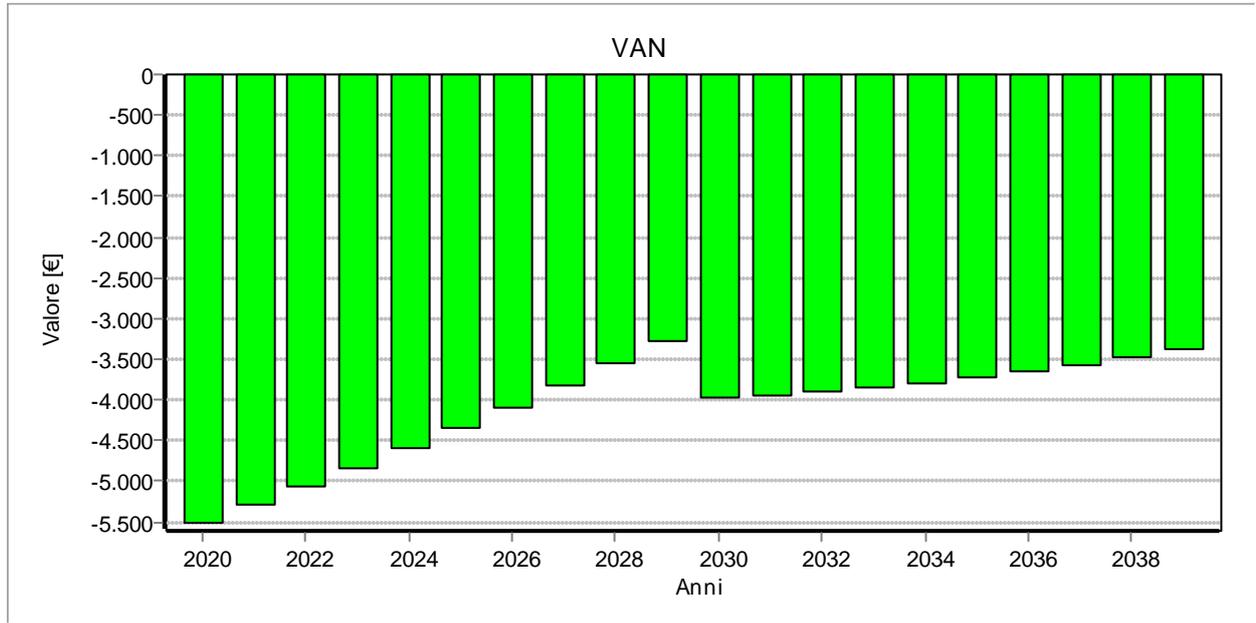
Ritorno economico

La simulazione del rendimento economico dell'impianto nel determinato periodo di calcolo avviene considerando i seguenti parametri:

Degradazione annua dell'impianto causa invecchiamento:	0,8 %
Tasso d'inflazione annuo:	1,5 %
Variazione prezzo energia:	2 %
Costo servizio di misura:	€ 22,31

I dati ricavati dal rendimento dell'investimento effettuato sono i seguenti:

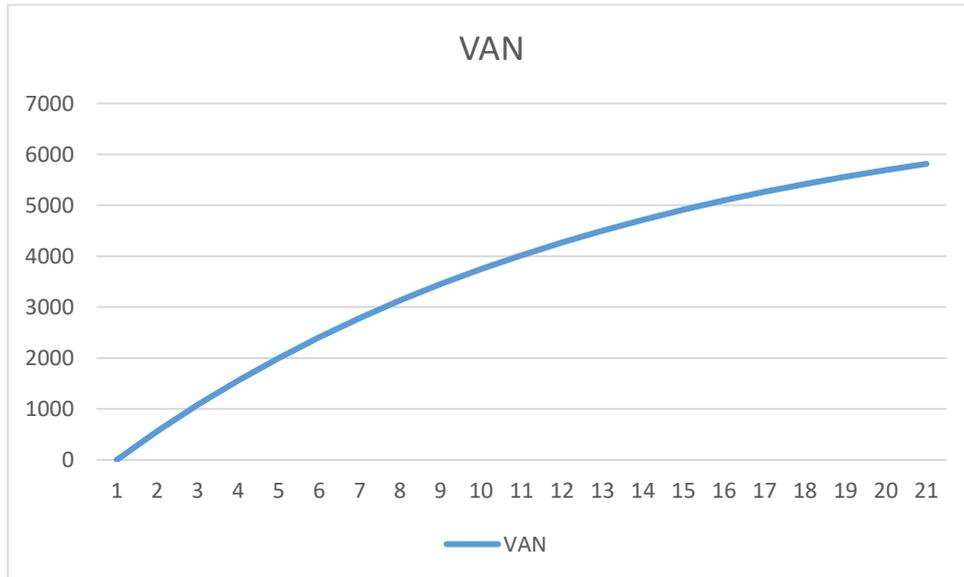
Consumo contemporaneo di energia prodotta:	2.641,6 kWh
Data entrata in esercizio:	01/01/2020
Data fine analisi:	31/12/2039
Detrazione IRPEF 50% costo impianto fotovoltaico	€ 2.862,00
Risparmio consumi:	€ 11.018,53
Ricavo da vendita energia non consumata:	€ 3.973,54
A dedurre costi annuali:	€ 14.441,94
A dedurre imposte:	€ 913,92
Totale:	€ 2.498,21
Capitale proprio:	€ 5.724,00
Flusso di cassa cumulato:	-€ 3.225,79
Totale a credito consumi:	€ 0,00
Costi straordinari:	€ 788,00
Periodo di rimborso (anni):	0
Montante dopo 20 anni:	€ 2.498,21
Tasso di rendimento composto:	-4,061 %
Tasso di attualizzazione:	2 %
VAN:	-€ 3.371,32
TIR:	-8,67 %



Flusso di cassa:

Bolletta ante impianto	1.119,92
Bolletta post impianto	580,99
Flusso di cassa	609,93

VAN = 5.814,25 €



Quest'ultima configurazione SEU presenta vantaggio esclusivamente per il cliente, dovuto al risparmio in bolletta.

Il produttore invece, non avrà rientro del capitale investito; vi sono inoltre valori negativi di VAN e TIR a testimonianza del fatto che ci troviamo di fronte ad un cattivo investimento.

11.8. Appendice H - Caso studio: Prosumer con impianto fotovoltaico dotato di storage, in regime di Scambio sul posto.

Analisi economica SSP

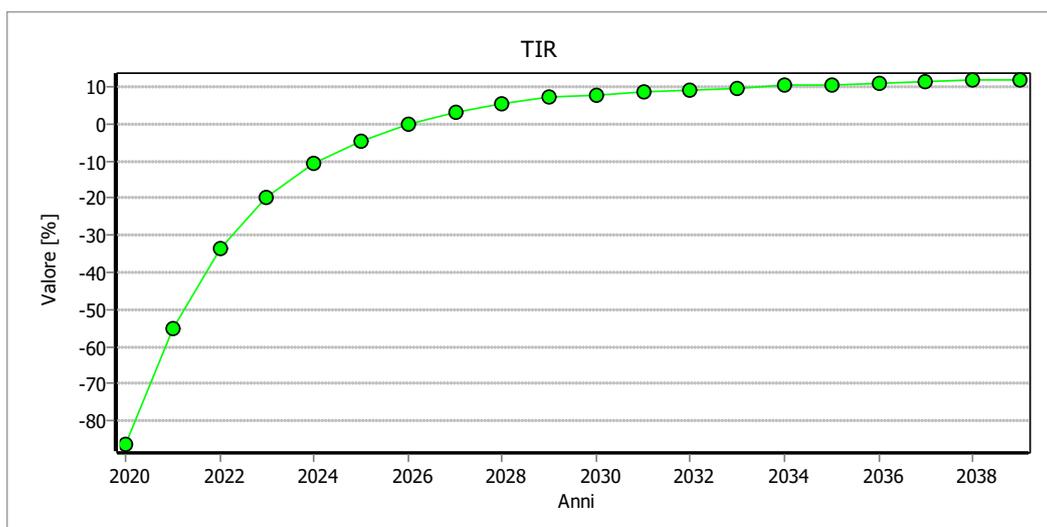
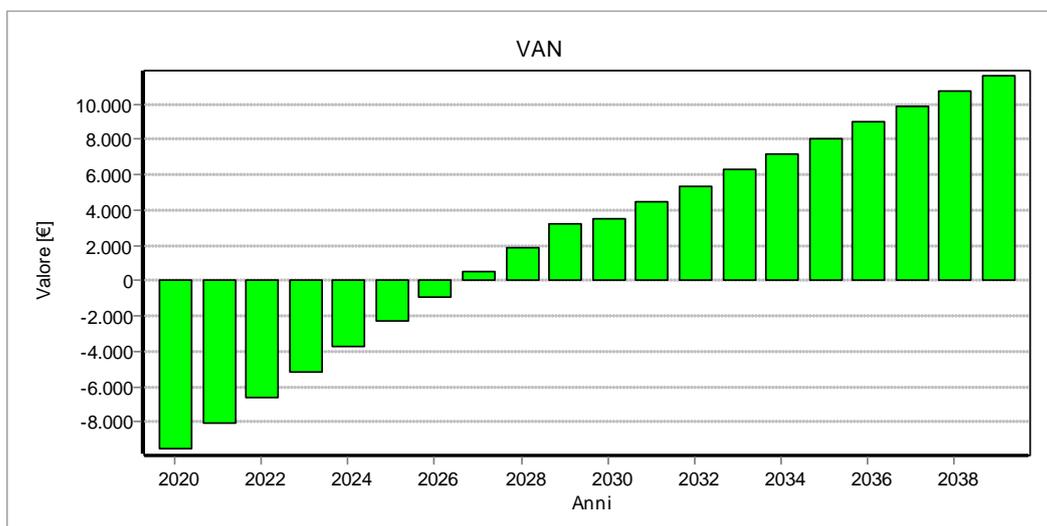
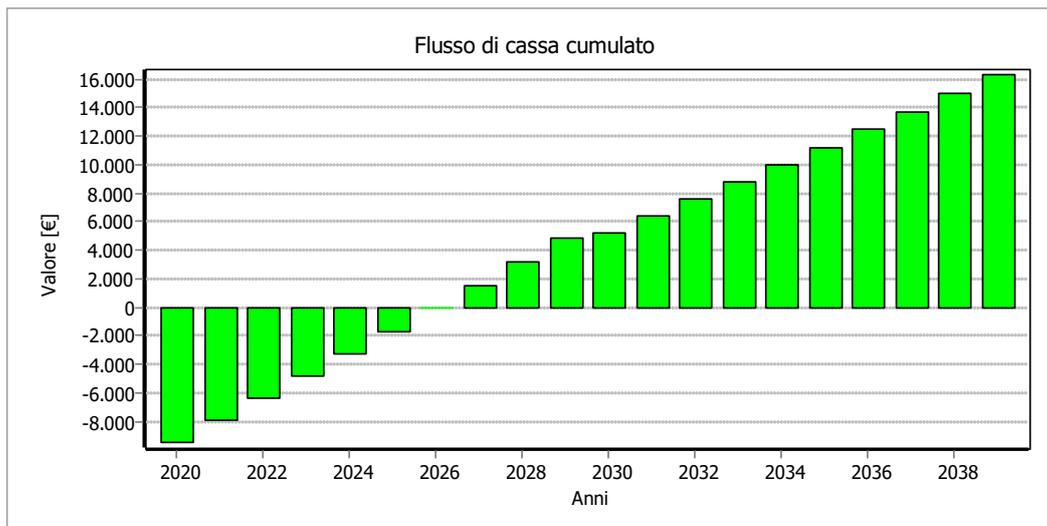
Con i dati di partenza già visti in precedenza si avrà:

Ritorno economico

Degradazione annua dell'impianto causa invecchiamento:	0,8 %
Tasso d'inflazione annuo:	1,5 %
Variazione prezzo energia:	2 %
Costo servizio di misura:	€ 22,31

I dati ricavati dal rendimento dell'investimento effettuato sono i seguenti:

Consumo contemporaneo di energia prodotta:	67,04 %
Data entrata in esercizio:	01/01/2020
Data fine analisi:	31/12/2039
Detrazione IRPEF 50% costo impianto fotovoltaico	€ 5.485,50
Risparmio consumi:	€ 23.243,40
Liquidazione eccedenze:	€ 256,44
Contributo in conto scambio:	€ 2.731,28
A dedurre costi annuali:	€ 4.371,10
A dedurre imposte:	€ 58,98
Totale:	€ 27.286,54
Capitale proprio:	€ 10.971,00
Flusso di cassa cumulato:	€ 16.315,54
Costi straordinari:	€ 788,00
Periodo di rimborso (anni):	8
Montante dopo 20 anni:	€ 27.286,54
Tasso di rendimento composto:	4,661 %
Tasso di attualizzazione:	2 %
VAN:	€ 11.594,18
TIR:	11,78 %



La configurazione in scambio sul posto continua ad essere vantaggiosa per l'utente, benchè sia il VAN che il Pay back period siano aumentati a causa del maggior investimento iniziale.

Caso di studio 1: Prosumer con impianto fotovoltaico dotato di storage, in regime di SEU.**Analisi economica SEU**

Di seguito sono riportate le tre casistiche di SEU viste in precedenza.

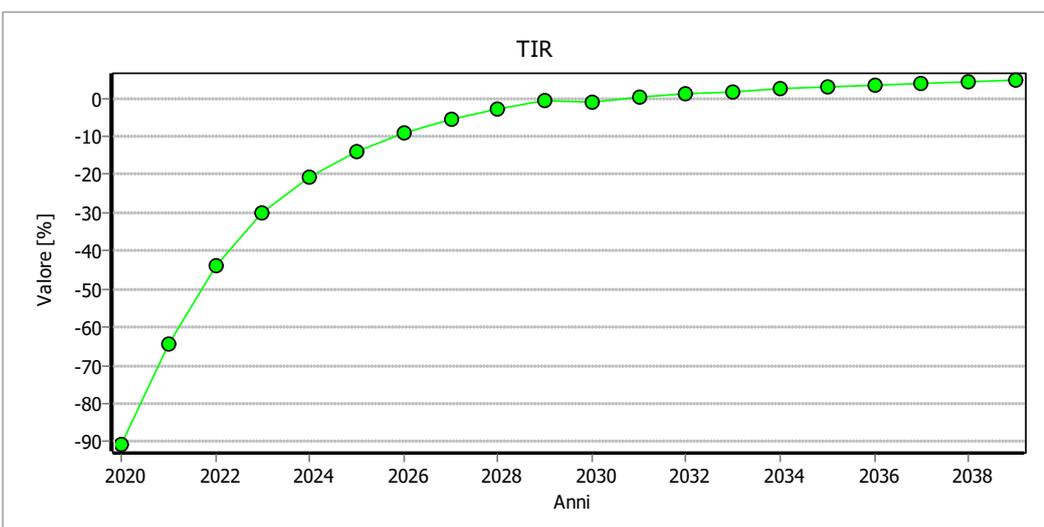
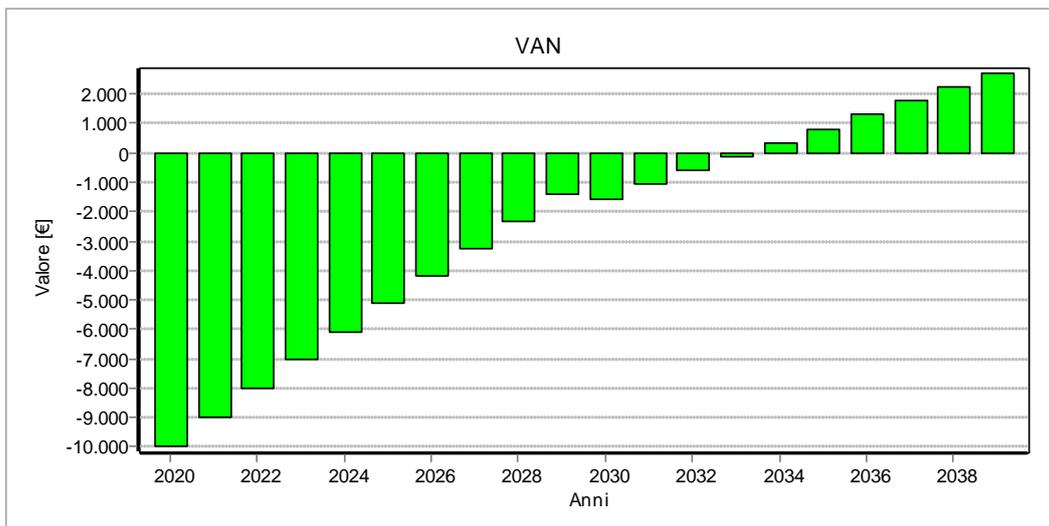
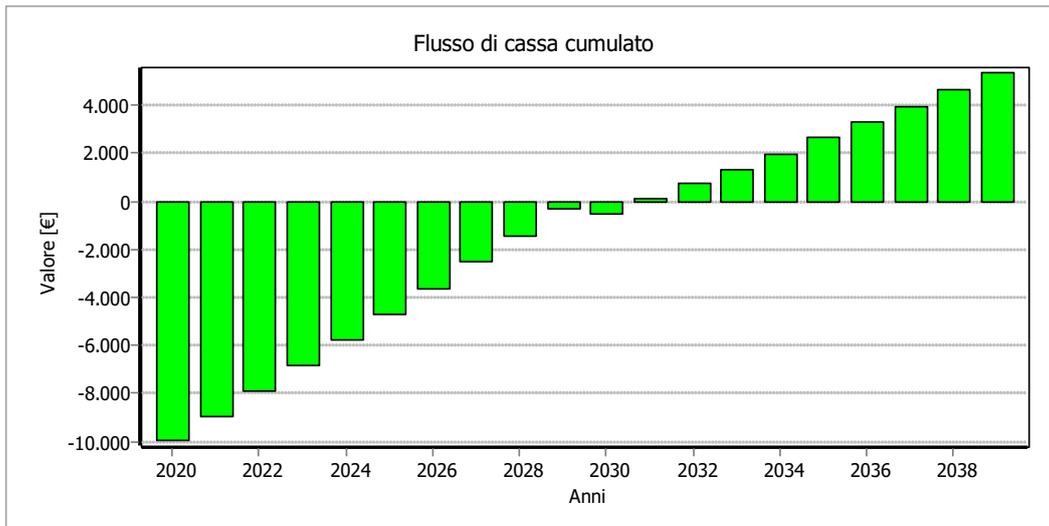
- a) Il Produttore e il cliente finale gestiscono separatamente i contratti di immissione e di prelievo di energia elettrica nella rete pubblica**

Ritorno economico

Degradazione annua dell'impianto causa invecchiamento:	0,8 %
Tasso d'inflazione annuo:	1,5 %
Variazione prezzo energia:	2 %
Costo servizio di misura:	€ 22,31

I dati ricavati dal rendimento dell'investimento effettuato sono i seguenti:

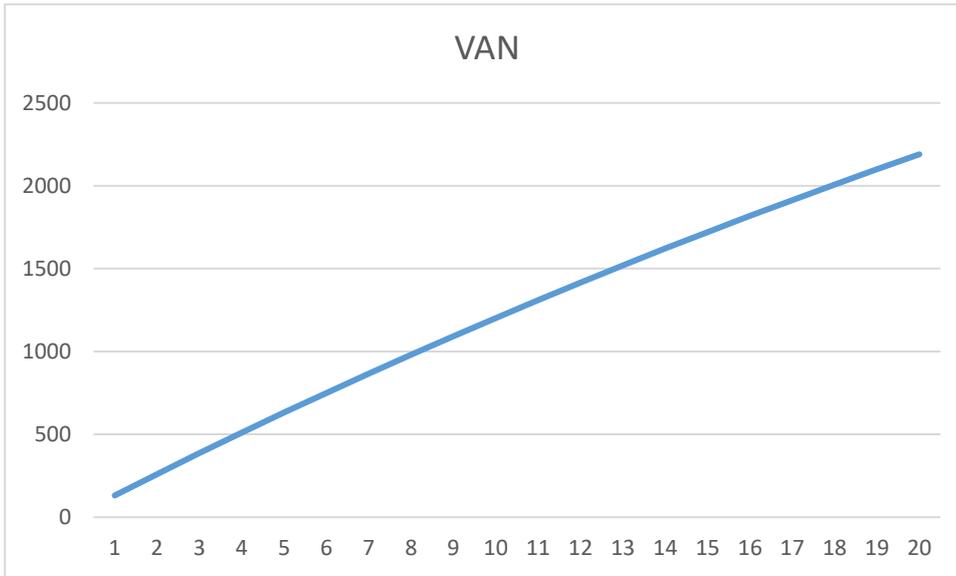
Consumo contemporaneo di energia prodotta:	67,04 %
Data entrata in esercizio:	01/01/2020
Data fine analisi:	31/12/2039
Detrazione IRPEF 50% costo impianto fotovoltaico	€ 5.485,50
Risparmio consumi:	€ 14.799,11
Ricavo da vendita energia non consumata:	€ 1.895,62
A dedurre costi annuali:	€ 3.822,69
A dedurre imposte:	€ 435,99
Totale:	€ 16.339,04
Capitale proprio:	€ 10.971,00
Flusso di cassa cumulato:	€ 5.368,04
Costi straordinari:	€ 788,00
Periodo di rimborso (anni):	12
Montante dopo 20 anni:	€ 16.339,04
Tasso di rendimento composto:	2,011 %
Tasso di attualizzazione:	2 %
VAN:	€ 2.707,92
TIR:	4,76 %



Flusso di cassa:

Bolletta ante impianto	1.119,92
Bolletta post impianto	986,46
Flusso di cassa	133

VAN = 2.189,78 €



b) Il Cliente finale gestisce i contratti di prelievo e di immissione di energia elettrica nella rete pubblica

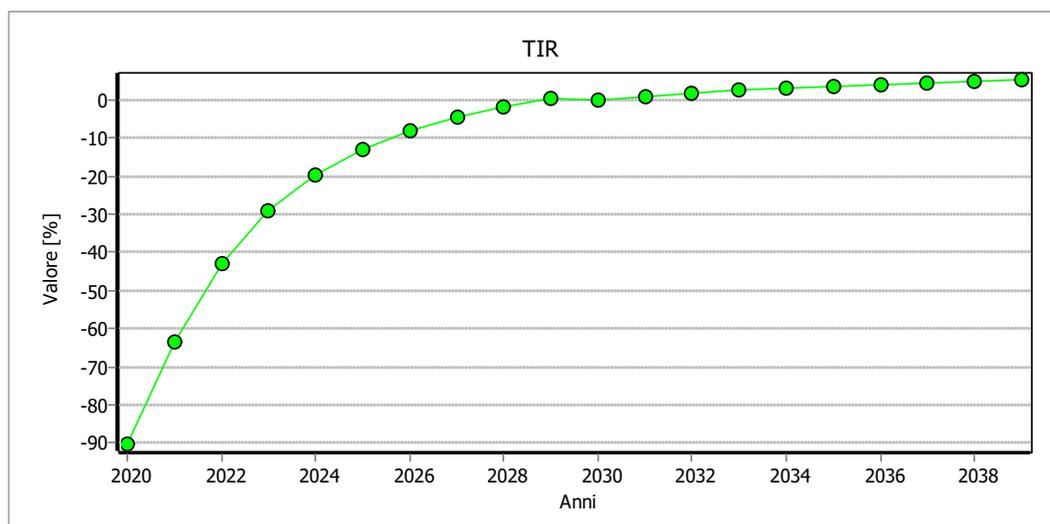
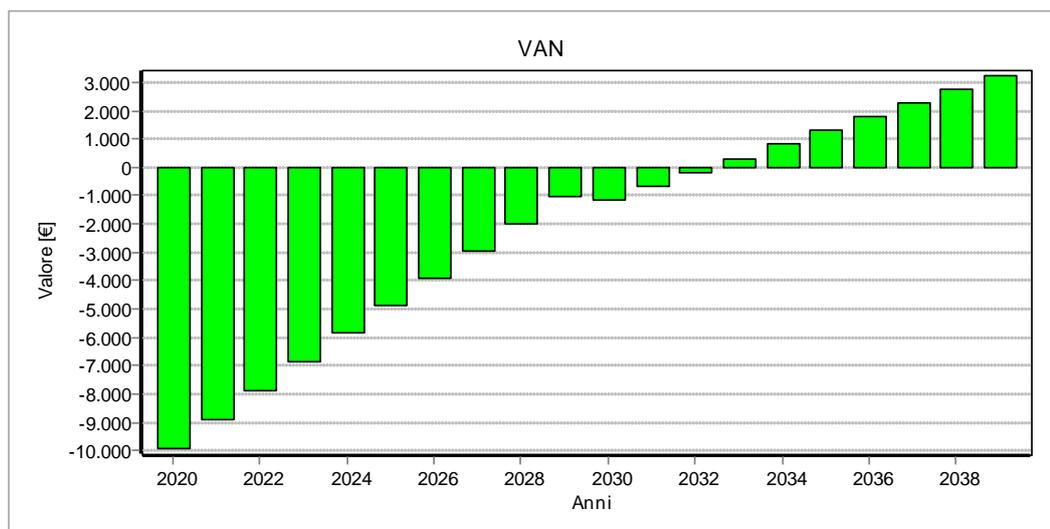
Ritorno economico

Degradazione annua dell'impianto causa invecchiamento:	0,8 %
Tasso d'inflazione annuo:	1,5 %
Variazione prezzo energia:	2 %
Costo servizio di misura:	€ 22,31

I dati ricavati dal rendimento dell'investimento effettuato sono i seguenti:

Consumo contemporaneo di energia prodotta:	67,04 %
Data entrata in esercizio:	01/01/2020
Data fine analisi:	31/12/2039
Detrazione IRPEF 50% costo impianto fotovoltaico	€ 5.485,50
Risparmio consumi:	€ 14.799,11
A dedurre costi annuali:	€ 3.324,90

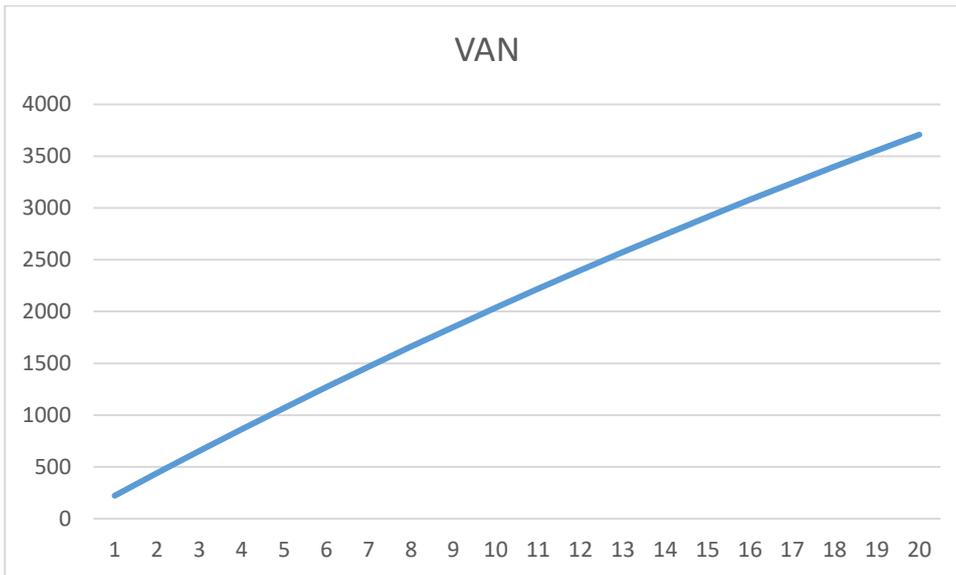
A dedurre imposte:	€ 0,00
Totale:	€ 16.959,71
Capitale proprio:	€ 10.971,00
Flusso di cassa cumulato:	€ 5.988,71
Costi straordinari:	€ 788,00
Periodo di rimborso (anni):	10
Montante dopo 20 anni:	€ 16.959,71
Tasso di rendimento composto:	2,202 %
Tasso di attualizzazione:	2 %
VAN:	€ 3.232,29
TIR:	5,28 %



Flusso di cassa:

Bolletta ante impianto	1119,92
Bolletta post impianto	986,48
contributo in conto scambio	145,64
costo energia	52,31
Flusso di cassa	226,77

VAN = 3.708 €



c) Il Produttore gestisce i contratti di prelievo e di immissione di energia elettrica nella rete pubblica

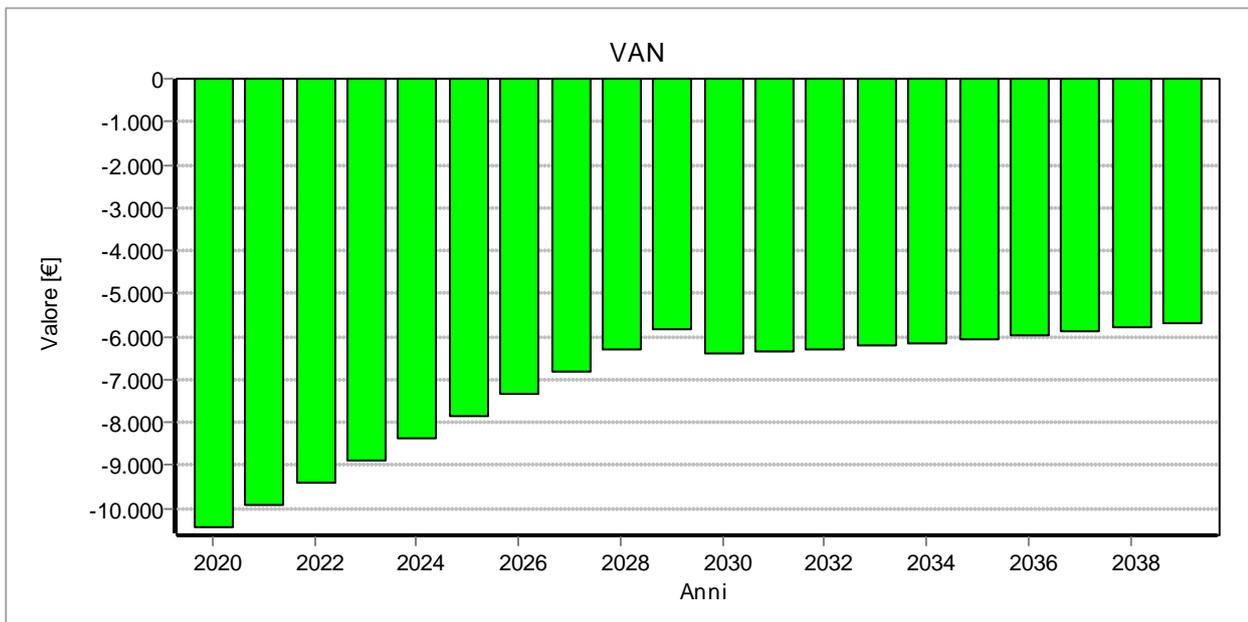
Ritorno economico

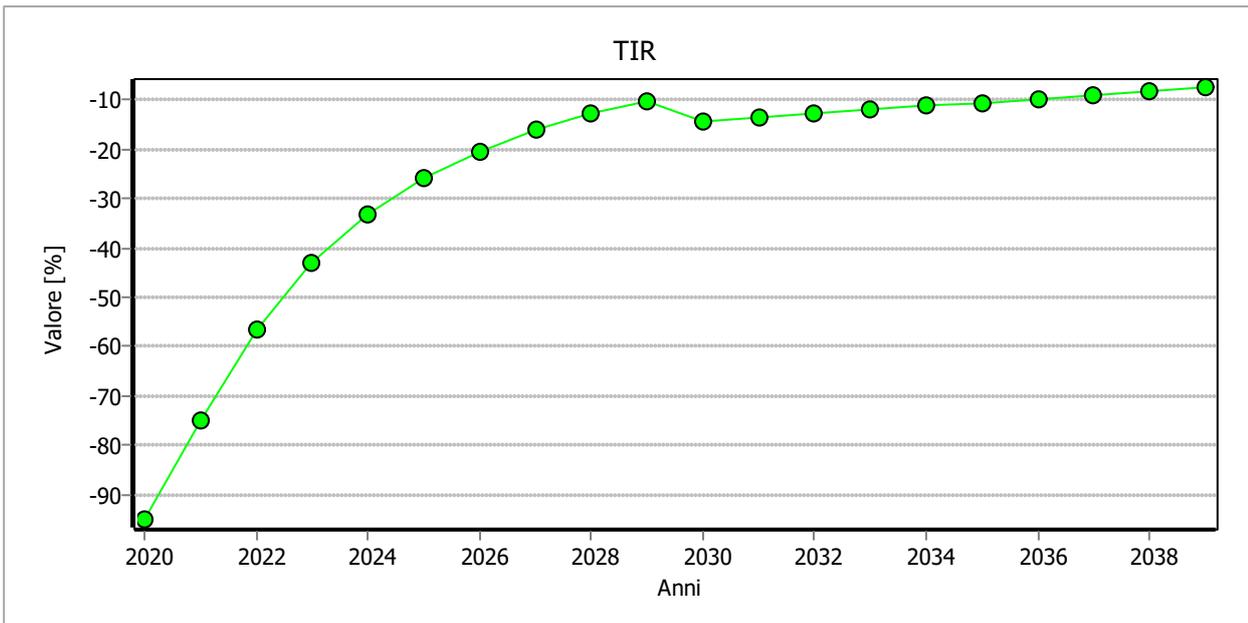
Degradazione annua dell'impianto causa invecchiamento:	0,8 %
Tasso d'inflazione annuo:	1,5 %
Variazione prezzo energia:	2 %

I dati ricavati dal rendimento dell'investimento effettuato sono i seguenti:

Consumo contemporaneo di energia prodotta:	67,04 %
Data entrata in esercizio:	01/01/2020
Data fine analisi:	31/12/2039
Detrazione IRPEF 50% costo impianto fotovoltaico	€ 5.485,50

Risparmio consumi:	€ 11.018,52
Ricavo da vendita energia non consumata:	€ 1.895,62
A dedurre costi annuali:	€ 10.368,94
A dedurre imposte:	€ 435,99
Totale:	€ 6.012,20
Capitale proprio:	€ 10.971,00
Flusso di cassa cumulato:	-€ 4.958,80
Costi straordinari:	€ 788,00
Periodo di rimborso (anni):	0
Montante dopo 20 anni:	€ 6.012,20
Tasso di rendimento composto:	-2,963 %
Tasso di attualizzazione:	2 %
VAN:	-€ 5.689,18
TIR:	-7,39 %

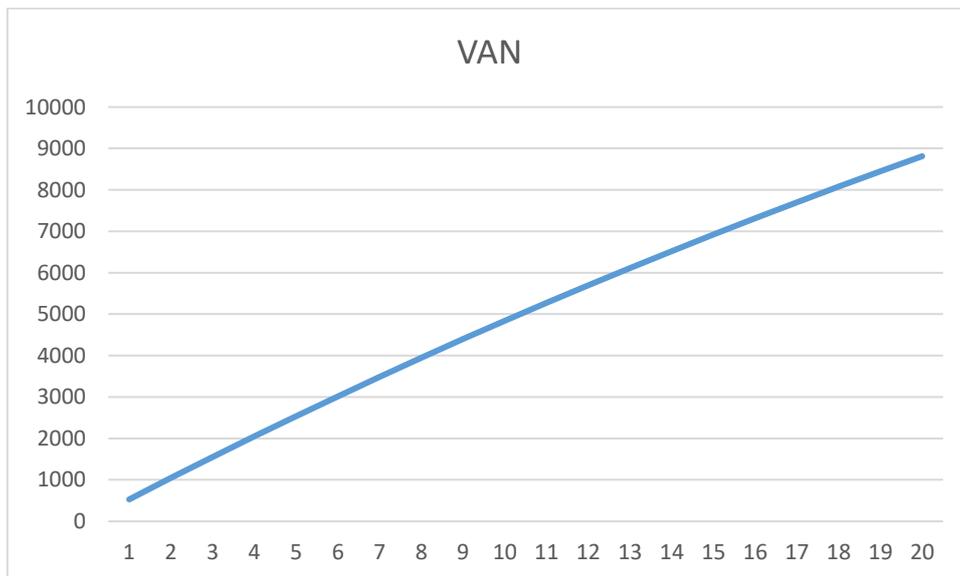




Flusso di cassa:

Bolletta ante impianto	1.119,92
Bolletta post impianto	581
Flusso di cassa	538,92

VAN = 8.812 €



In conclusione, delle valutazioni effettuate, si può dedurre che, tutti e tre i casi analizzati con la configurazione SEU, sono caratterizzati da un aumento di *Pay Back Period* e VAN.

In particolare, in a) e b) si continuano ad avere dei vantaggi sia per il cliente finale che per il produttore, mentre in c) il vantaggio riguarda unicamente il cliente finale.