Sardegna FESR 2014/2020 - ASSE PRIORITARIO I

“RICERCA SCIENTIFICA, SVILUPPO TECNOLOGICO E INNOVAZIONE”

Azione 1.1.4 Sostegno alle attività collaborative di R&S per lo sviluppo di nuove tecnologie sostenibili, di nuovi prodotti e servizi

PROGETTI CLUSTER TOP DOWN
R.1.1 – Stato dell’Arte
VIRTUALENERGY

Sommario

1. Introduzione 3
2. Definizioni e concetti generali 4
   2.1 Il sistema elettrico in Europa 4
   2.2 Il mercato elettrico in Europa 5
   2.3 Il mercato elettrico in Italia 7
   2.4 Aggregazione e flessibilità 9
3. Contesti analizzati 12
   3.1 Associazioni tra imprese 12
   3.2 Progetti Europei 12
   3.3 Startup 13
4. Metodi e modelli di business 16
   4.1 Riforma del mercato elettrico in Italia 16
   4.2 Processi e requisiti funzionali 19
5. Tecnologie 25
   5.1 Flexiblepower Alliance Network 25
      5.1.1 Powermatcher 26
      5.1.2 EF-Pi 29
   5.2 Energy@Home 33
      5.2.1 JEMMA 34
      5.2.2 Energy Aggregation Simulator 37
6. Conclusioni 42

Bibliografia 44

Indice Abbreviazioni 45

1. Introduzione

Il progetto VIRTUALENERGY è uno dei tanti progetti collaborativi promossi da Sardegna Ricerche attraverso il programma “Azioni Cluster Top-Down”, finanziato grazie al fondo di sviluppo regionale POR-FESR Sardegna 2014-2020. La finalità principale che accomuna queste iniziative è quella di svolgere attività di trasferimento tecnologico nei confronti delle aziende partecipanti, attraverso la risoluzione di problematiche condivise, mediante l’applicazione di competenze e risultati frutto dell’attività di ricerca.

L’obiettivo del progetto VIRTUALENERGY è quello di implementare un prototipo di *Virtual Power Plant (VPP)*, ovvero una centrale elettrica virtuale, costituita dall’integrazione e coordinamento di sistemi eterogenei (potenza, controllo e comunicazione) in grado di interfacciarsi con la rete elettrica ed i vari stakeholders che operano sul mercato elettrico per il dispacciamento di energia e la fornitura di servizi ancillari.

Nell’ottica di massimizzare il livello di coinvolgimento delle imprese partecipanti al progetto, questo documento presenta uno stato dell’arte declinato in termini di evoluzioni tecnologiche nate principalmente in ambito accademico, ma sviluppate all’interno di contesti che appaiono senz’altro più familiari ed interessanti per il lettore, quali associazioni tra imprese, startup e progetti europei. In conseguenza di ciò, questo studio fornisce un’interessante panoramica su alcune soluzioni che probabilmente nel prossimo futuro contribuiranno a modificare in maniera importante il mercato dell’energia.

Le diverse parti che compongono questo documento sono la risultante di un’attenta integrazione di diverse fonti, in molti casi corrispondenti a documenti aziendali quali ad esempio: pagine web, white papers, newsletters, deliverable di progetto, etc…

2. Definizioni e concetti generali

Questo capitolo raccoglie le definizioni e i concetti generali utili per una maggiore comprensione del contesto economico e tecnologico in cui si inserisce il progetto VIRTUALENERGY. La sezione 2.1, fornisce alcuni cenni di carattere generale sull'attuale sistema elettrico, la sezione 2.2 illustra la struttura dei mercati elettrici ed il relativo processo di evoluzione in corso a livello europeo; nella sezione 2.3, viene descritto lo stato dell'arte in Italia; nella sezione 2.4 infine, viene esposto il concetto di centrale elettrica virtuale e vengono discusse le sue principali caratteristiche.

2.1 Il sistema elettrico in Europa

Allo stato attuale, l'elettricità risulta essere il vettore energetico più versatile, essendo convertibile in luce, calore o potenza meccanica. Tuttavia, il suo stoccaggio su larga scala presenta dei costi molto elevati. Un sistema elettrico infatti, deve necessariamente mantenere in equilibrio, istante per istante, i livelli di produzione e consumo, per evitare che ad esempio la frequenza della rete non si discosti troppo dal valore di riferimento, che in Europa è pari a 50 Hz, o, in casi estremi, si verifichi un blackout della rete.

In generale, il percorso per trasferire l'energia elettrica dal punto di generazione al punto di consumo è attualmente piuttosto articolato. Il collegamento fisico tra i sistemi di generazione e le utenze è oggi possibile grazie ad una complessa infrastruttura, costituita da reti di trasmissione e distribuzione, tra loro interconnesse mediante opportune stazioni e cabine di trasformazione. Le stazioni di trasformazione elettrica AT/MT, denominate anche *Cabine Primarie (CP)*, hanno la funzione di trasformare l'energia elettrica ad alta tensione di trasmissione, in energia elettrica a media tensione di distribuzione, ed in generale, oltre ad alimentare la rete di distribuzione in media tensione, possono fornire energia alle medie utenze industriali, commerciali, e domestiche di grandi dimensioni. Le cabine di trasformazione elettrica MT/BT, denominate anche *Cabine Secondarie (CS)*, hanno invece la funzione di trasformare l'energia elettrica dalla media tensione di distribuzione alla bassa tensione di utilizzazione, ed in generale forniscono energia a piccole utenze commerciali, artigianali e domestiche. Nell'ambito del sistema energetico europeo, gli operatori che caratterizzano la filiera del trasporto di energia elettrica sono quelli di seguito descritti:

- ✓ I *Transmission System Operator (TSO)*, ossia i gestori delle reti di trasmissione, ai quali è affidata la gestione delle reti ad alta tensione.
- ✓ I *Distribution System Operator (DSO)*, ossia i gestori delle reti di distribuzione, ai quali è affidata la gestione delle reti che consentono la distribuzione dell'energia verso i consumatori e che ospitano impianti di generazione distribuita.
- ✓ I trader, ossia grossisti che, mediante operazioni di trading, acquistano l'energia sui mercati della produzione per rivenderla ai consumatori.

2.2 Il mercato elettrico in Europa

La riforma del mercato dell'elettricità basata sul concetto di libera concorrenza risale a poco tempo fa ed è tutt'ora in corso. Fino a qualche decennio fa, in tutta Europa il settore dell'elettricità era caratterizzato da un regime monopolistico, in cui alcune società integrate verticalmente erano responsabili da tutti e quattro i processi di cui si componeva la catena di valore dell'elettricità, ovvero: produzione, trasmissione, distribuzione e fornitura. In questo contesto, i prezzi venivano stabiliti dalle società nell'ambito di un quadro regolamentato ma, essendo le stesse compagnie a detenere anche l'infrastruttura di rete, questa anomalia le rendeva di fatto immuni a qualsiasi forma di concorrenza.

A partire dal 1996, l'*Unione Europea (UE)* ha avviato un piano di riforme finalizzato alla liberalizzazione del mercato dell'energia. Obiettivo finale di questa serie di azioni, sarà quello di creare un mercato interno europeo, allo scopo di ridurre i costi per la gestione della rete ed incrementare i benefici in termini di qualità della fornitura. In un contesto di questo tipo si è deciso di attuare il cosiddetto "unbundling" del settore, con l'obiettivo di separare le quattro attività che caratterizzavano la catena di valore dell'elettricità citate in precedenza. La prima conseguenza diretta ricadde sulle aziende integrate verticalmente, che da quel momento in poi non potevano più produrre, vendere e fornire elettricità mantenendo allo stesso tempo la gestione delle reti di trasmissione e distribuzione. Questo processo di transizione non è stato immediato: inizialmente (1996), venne richiesto lo "smembramento contabile", mentre con la seconda direttiva (2003), venne imposto lo "smembramento legale", che autorizzava una singola società a lavorare solo in una delle quattro attività sopra citate. Obiettivo della direttiva era quello di dare a tutti i clienti dell'UE, entro il 2007, la facoltà di scegliere il proprio fornitore. Tuttavia, alle diverse società era consentito di far parte della stessa holding; di conseguenza, queste ultime mantenevano comunque una certa posizione dominante sul mercato. Questa anomalia è stata superata con la terza direttiva (2009), che imponeva anche l'"unbundling" della proprietà. Successivamente, tra il 2016 ed il 2017, è stato presentato il Pacchetto Invernale dell'Unione sull' Energia, con cui si è aperta la strada verso un mercato dell'energia che nei prossimi anni dovrà diventare totalmente integrato, "de-carbonizzato", collaborativo, ed in grado di garantire qualità e sicurezza della fornitura.

Il Clean Energy Package è l'insieme delle normative finalizzate a rendere maggiormente competitiva l'UE nella transizione energetica, ed a ridisegnare il profilo del mercato elettrico europeo. Tre sono gli obiettivi principali del documento: 1) massimizzare l'efficienza energetica; 2) diventare leader mondiale nel settore delle rinnovabili; 3) concepire il consumatore come un attore attivo del mercato elettrico. L'UE sottolinea infatti come per passare da una generazione basata sulle grandi centrali elettriche ad una decentralizzata legata a fonti rinnovabili occorre cambiare le attuali regole di mercato, includendo tra i market players i nuovi fornitori di servizi energetici, lo stoccaggio e la domanda flessibile. Tutti i consumatori dovrebbero quindi poter beneficiare della partecipazione diretta al mercato, modulando il loro consumo in risposta ai segnali economici e poter accedere all'aggregazione.

Affinché il mercato dell'energia possa essere considerato concorrenziale, occorre anzitutto che, da un lato, le società in grado di garantire grandi quantità di energia prodotta non abbiano, in virtù del loro peso contrattuale, la capacità influenzare l'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'elettricità, e dall'altro, che i fornitori di energia non abbiano la possibilità di effettuare operazioni poco trasparenti, che impediscano ai consumatori di poter scegliere la migliore offerta in termini di tariffa o servizio offerto. Queste condizioni purtroppo, non sono di facile applicazione, soprattutto in un mercato come quello dell'energia, caratterizzato ancora dalla presenza di poche grandi società, che detengono la proprietà di gran parte delle infrastrutture sopra descritte. Per cercare di superare questa condizione di monopolio, e garantire pertanto un accesso non discriminatorio alla rete da parte degli operatori, ogni paese membro della comunità europea, ha istituito una propria autorità di regolamentazione nazionale, a cui ha delegato il compito di supervisionare l'andamento di prezzi e costi dell'energia, nonché del livello di libera concorrenza, attraverso opportuni *Key Performance Indicator (KPI)*, ossia indicatori di performance.

L'*Energy Only Market (EOM)*, ossia il mercato "energy-only", nasce alla fine degli anni novanta con l'avvio dei processi di liberalizzazione dei mercati dell'energia europei. L'EOM è un concetto alternativo, basato su principi che mirano ad ottenere un approvvigionamento energetico moderno e sostenibile, contrapposto al *Capacity Market (CM)*, ossia il classico mercato della capacità. Infatti, mentre nel CM gli operatori vengono remunerati anche sulla base della capacità produttiva di energia che sono in grado di mettere a disposizione del gestore, in un EOM viene remunerata solamente l'energia effettivamente prodotta. In sintesi, l'EOM trasferisce il principio generale dell'economia di mercato, basato sulla contrapposizione tra domanda ed offerta, al mercato dell'energia elettrica, al fine di ridurre le capacità in eccesso ed incentivare la flessibilità nella produzione di energia. Sull'EOM, il trading di energia è realizzato attraverso la Borsa dell'energia o mediante la cosiddetta contrattazione "over-the-counter", che identifica quei contratti finanziari conclusi mediante negoziazione diretta fra le controparti, al di fuori del mercato borsistico ufficiale. In questa borsa è possibile acquistare e vendere solamente quantità di energia elettrica, misurate in MWh, che il produttore cede al grossista, affinché questo possa a sua volta venderli al consumatore. Nell'EOM, la capacità, intesa come la sola predisposizione all'impiego della potenza da parte di un produttore, può essere remunerata soltanto per via indiretta, attraverso contratti "future". In questo caso, il contratto prevede la fornitura di una certa quantità di energia entro una determinata scadenza. Negli EOM, come già osservato, il prezzo in borsa dell'energia è regolato dalla contrapposizione tra domanda ed offerta. Se si verificano ad esempio eventi di congestione o oscillazione del carico superiori ai valori nominali, il prezzo dell'energia subirà un incremento; il meccanismo attraverso cui attualmente vengono gestite queste particolari condizioni operative, prevede il progressivo coinvolgimento delle centrali elettriche secondo il principio del "merit-order", ovvero sulla base di un ordine ascendente di prezzo, stabilito rispetto ai costi marginali di produzione, in modo da minimizzare i costi complessivamente sostenuti per la produzione di energia. In termini operativi pertanto, le centrali di carico di punta, in grado di rispondere alle richieste di

urgenza, saranno le ultime ad essere chiamate, ma in tal caso venderanno a prezzi molto elevati l'energia fornita.

Tuttavia, secondo alcune correnti di pensiero, un approccio di questo tipo non sarebbe un modello di business adeguato, poiché i ricavi generati non sarebbero tali da assicurare istante per istante una disponibilità di energia sufficiente a soddisfare le richieste di approvvigionamento. Per ovviare a questo limite, e garantire pertanto la stabilità della rete, è stato introdotto il mercato di bilanciamento, che di fatto rappresenta un MC a brevissimo termine. In questo contesto, i TSO hanno accesso istantaneo alle capacità disponibili, che potranno essere attivate o disattivate sulla base delle reali necessità operative. La remunerazione della capacità disponibile, dell'energia effettivamente fornita, o di entrambe le prestazioni, dipende dal particolare modello considerato. Nella maggior parte dei modelli di EOM, è prevista la presenza di riserve supplementari idonee a garantire la sicurezza di approvvigionamento a lungo termine. Ad esempio, nel modello di EOM implementato in Germania, esistono diverse tipologie di riserve, istituite per motivi politici e strategici, che attualmente remunerano anche capacità non realmente disponibili, associate a centrali temporaneamente chiuse, dichiarate in riserva fredda, o che si trovano ancora in fase di predisposizione. Questi meccanismi di sovvenzione vengono utilizzati anche per mitigare altri problemi presenti nei mercati EOM reali, quali ad esempio gli elevati costi di gestione che devono sostenere i fornitori di capacità elevate. Un esempio di CM invece, è quello istituito a partire dal 2017 in Francia, per cercare di sopperire alla mancanza di flessibilità da parte dal sistema nazionale di produzione di energia, costituito in prevalenza da centrali fossili e nucleari. In questo caso, viene effettuato il trading di certificati per garanzie di capacità, che vincolano il produttore a garantire per un preciso intervallo di tempo una determinata produzione di energia elettrica. Come già osservato, questa disponibilità non comporta necessariamente che al produttore venga richiesto di generare la totale quantità di energia per l'intero arco temporale in cui ha validità il contratto, ma in questo modo il gestore di rete ha comunque per un certo periodo di tempo la garanzia di poter coprire l'eventuale fabbisogno di energia.

La decentralizzazione appare oggi l'unica soluzione in grado superare il principale limite operativo introdotto con il passaggio al mercato concorrenziale, e legato in particolare all'insostenibilità economica dei principali asset strategici in grado di garantire in ogni istante la stabilità ed efficienza della rete, ovvero le centrali elettriche di grandi dimensioni. In un paradigma di questo tipo infatti, le capacità offerte in precedenza da pochi impianti di grandi dimensioni vengono rimpiazzate da tanti piccoli impianti di generazione distribuita.

2.3 Il mercato elettrico in Italia

Per quanto riguarda il mercato italiano, l'*Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)*, ossia l'agenzia europea per la cooperazione fra le autorità di regolamentazione nazionali dell'energia, ha purtroppo registrato un contesto ancora poco idoneo a garantire un adeguato livello di concorrenzialità, per

via del fatto che ancora oggi in Italia da un lato la rete di trasmissione è gestita da un unico TSO, rappresentato dalla società Terna SpA, dall'altro lato, nonostante la presenza di 135 operatori che attualmente gestiscono la rete di distribuzione, la sola E-Distribuzione detiene una quota di mercato ben al di sopra rispetto a quelle di tutti gli altri competitor. L'*Autorità di Regolazione per Energia, Reti ed Ambiente (ARERA)* è il soggetto nazionale deputato a garantire che il mercato dell'energia soddisfi adeguati livelli di trasparenza e concorrenzialità, a difesa dei consumatori

Per gestire le criticità discusse nel paragrafo precedente, anche in Italia sono stati creati dei veri e propri "mercati all'ingrosso" dell'elettricità. I cosiddetti mercati "future" o "forward", consentono a venditori e acquirenti di scambiare grandi quantità (stock) di energia anche per finestre temporali molto lunghe. La possibilità di trovare accordi pluriennali consente agli operatori di salvaguardarsi dalle fluttuazioni del prezzo dell'energia. In Italia, i contratti "future" sono stipulati all'interno della Borsa Italiana dell'Energia, attraverso il sistema IDEX, mentre quelli "forward" nei *Mercati a Termine (MTE)*, ovvero i mercati dell'energia elettrica a lungo termine. In entrambi i casi, la gestione è demandata ad un ente superiore, il *Gestore dei Mercati Energetici (GME)*. Un'altra tipologia è quella dei cosiddetti mercati "spot" o a breve termine, aperti a produttori, grossisti e grandi consumatori di energia. Rispetto ai precedenti, riescono a soddisfare meglio le esigenze di accuratezza nelle stime, sia per quanto riguarda i consumi (spesso influenzate da variabili meteorologiche o altri eventi extra-ordinari) che la generazione (dipendenti ad esempio dall'utilizzo di fonti rinnovabili). Tra i mercati spot, il *Mercato del Giorno Prima (MGP)* è quello principale; esso consente di operare dal nono giorno fino al mezzogiorno del giorno precedente alla consegna. Il MGP è un mercato basato su aste, in cui le offerte vengono analizzate ed accettate dal GME su base meritocratica, compatibilmente con i "limiti di transito" tra le cosiddette "zone di mercato". Nel MGP le offerte di vendita accettate e gli acquisti vengono monetizzati rispettivamente al prezzo zonale ed al *Prezzo Unico Nazionale (PUN)*, ossia una media ponderata di tutti i prezzi zonali che caratterizzano il territorio nazionale. In parallelo, il *Mercato Infragiornaliero (MI)* si occupa della correzione dei risultati del MGP, grazie ad un'asta articolata in sette sessioni. Per garantire sia il controllo ed il bilanciamento in tempo reale della rete elettrica, sia l'approvvigionamento delle risorse di riserva necessarie a risolvere eventuali congestioni, Terna si approvvigiona di tali risorse attraverso il *Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD)*. In questo mercato, Terna agisce come controparte centrale, remunerando le offerte accettate attraverso il meccanismo del "pay-as-bid", ovvero al prezzo con cui queste ultime vengono presentate. Il MSD è articolato in due fasi distinte: una di programmazione (MSD ex-ante) ed un *Mercato del Bilanciamento (MB)*. In entrambi i casi le contrattazioni si svolgono in più sessioni, in base a quanto disciplinato per le regole di dispacciamento.

2.4 Aggregazione e flessibilità

Il termine VPP identifica una particolare infrastruttura tecnologica, che consente di gestire e coordinare, attraverso un opportuno sistema di controllo centrale, un certo numero di unità di generazione, accumulo e consumo di energia, decentralizzate nella rete elettrica. Secondo altre definizioni, un VPP rappresenta un sistema complesso che realizza l'aggregazione, il coordinamento e l'ottimizzazione delle cosiddette *Distributed Energy Resources (DER)*, ovvero risorse energetiche distribuite, grazie a tecnologie quali *Internet of Things (IoT)* e Cloud, attraverso il monitoraggio della potenza assorbita dalle utenze elettriche e la fornitura di servizi di dispacciamento flessibile verso il distributore elettrico.

Le unità di produzione gestibili attraverso un VPP possono essere di varia natura, tra cui ad esempio: impianti a biogas, centrali eoliche, impianti fotovoltaici, impianti di cogenerazione, centrali idroelettriche, etc... In generale, ogni elemento in grado di produrre, accumulare o consumare energia, può essere gestito attraverso un VPP. Questa nuova entità, si propone come soggetto in grado di operare al pari di un'unica grande centrale elettrica. Infatti, al pari di una centrale tradizionale, anche un VPP è in grado di reagire in modo rapido ed efficiente ai segnali di prezzo provenienti dai mercati dell'energia, e di modulare in conseguenza di questi input il proprio funzionamento. Sempre al pari di una centrale tradizionale, è in grado di offrire alcuni servizi molto importanti, come ad esempio il supporto al gestore della rete elettrica per le operazioni di bilanciamento e regolazione necessarie a garantire il funzionamento in sicurezza della rete.

In Europa, i primi prototipi di VPP nascono intorno alla fine degli anni novanta, con l'avvio dei processi di liberalizzazione dei mercati dell'energia descritti in precedenza. Il principio che ha guidato lo sviluppo di questi strumenti è la constatazione che un singolo impianto non sarà mai in grado di apportare un contributo alla transizione energetica pari a quello che invece potrà fornire un aggregato di impianti. Altri elementi che hanno favorito l'affermazione del concetto di VPP sono stati: la continua maturazione delle tecnologie digitali e dei sistemi di telecomunicazione, che ad oggi consentono di realizzare sistemi di controllo efficienti ed affidabili, in grado di elaborare e condividere grandi quantità di dati in tempo reale; la rapida diffusione degli impianti di generazione da fonte rinnovabile, accompagnata dalla contestuale dismissione delle centrali termoelettriche tradizionali; l'adeguamento del contesto normativo a livello europeo.

Come già osservato, un VPP è teoricamente in grado di competere sul mercato con centrali elettriche anche di grandi dimensioni. La principale criticità di un VPP tuttavia, è legata alla particolare composizione delle unità di produzione che fanno parte dell'aggregato e che, come detto, in genere risultano essere in gran parte impianti di produzione da *Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP)*. In questi casi infatti, la capacità di immissione in rete è inevitabilmente soggetta ad oscillazioni; ad esempio, la capacità produttiva di un impianto fotovoltaico o eolico è fortemente dipendente dall'irradianza solare o dall'intensità del vento. Di conseguenza, un VPP costituito da unità complementari, ovvero: impianti non controllabili (ad esempio: unità di produzione da FRNP); impianti controllabili (ad esempio: unità di cogenerazione); sistemi di accumulo; consumatori flessibili; sarà in grado di valorizzare molto meglio la capacità equivalente che

l'aggregato di impianti potrà offrire, in virtù dei meccanismi di compensazione che potranno essere sfruttati, dal momento che tutte queste unità saranno in grado di modulare in maniera coordinata la loro potenza per far fronte alle variazioni di energia causate dalle inevitabili oscillazioni della generazione. In termini operativi, se ad esempio un impianto eolico genera un improvviso eccesso di produzione, causato da una fase di forte intensità ventosa, il VPP risponde immediatamente a questo evento andando a regolare da remoto la potenza di altre centrali idroelettriche e a biogas, mediante l'invio di opportune istruzioni. Nei casi in cui invece si presenti una diminuzione della produzione, associata ad una contemporanea richiesta di carico elevata, il sistema di controllo del VPP provvederà immediatamente ad attivare le unità che possono in quel momento fornire l'energia necessaria, inviando, attraverso interfacce di comunicazione, opportune istruzioni di controllo agli attuatori integrati negli impianti in questione.

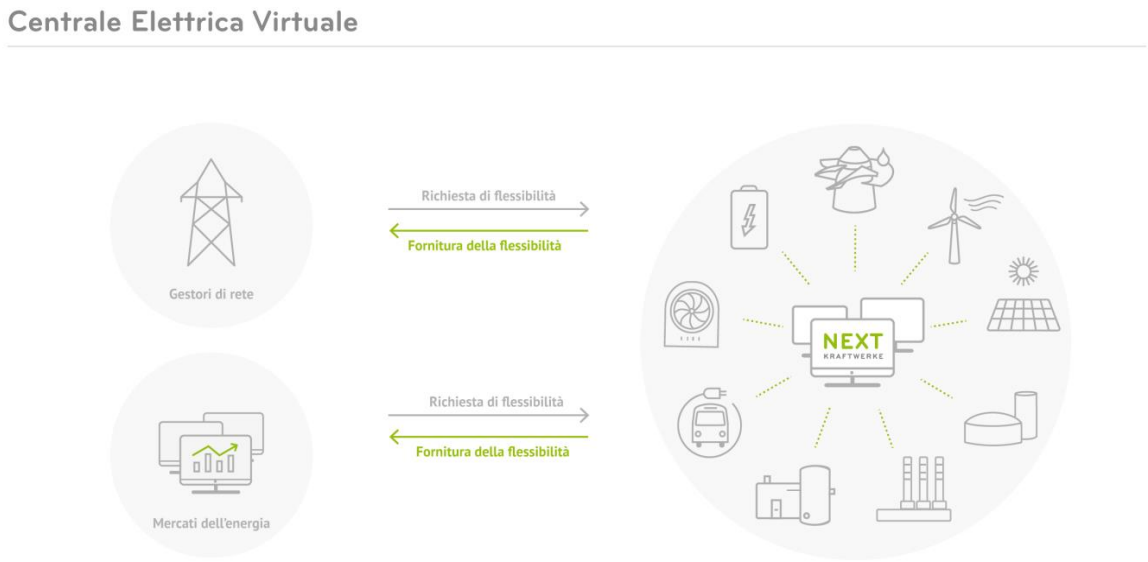

Figura 1 Flessibilità di un VPP (Fonte: [1])

Sulla base di quanto appena descritto, e così come rappresentato in figura 1, appare evidente che uno dei punti di forza dei VPP è proprio l'elevata flessibilità che essi sono teoricamente in grado di offrire al sistema elettrico, in virtù della capacità di modulazione che può essere fornita per compensare variazioni repentine della domanda di potenza. Questa caratteristica rende i VPP in grado di sfruttare al meglio le opportunità offerte dal mercato elettrico, dal momento che queste centrali elettriche virtuali riescono a seguire l'andamento del prezzo dell'energia, anche quando il valore dell'energia subisce variazioni repentine e frequenti, così come accade nei mercati infragiornalieri.

Al contrario, le grandi centrali termoelettriche, concepite per produrre elevati livelli di potenza per intervalli di tempo prolungati, presentano inerzie elevate che non le rendono idonee a supportare le variabilità introdotte dai nuovi impianti di produzione da FRNP.

Affinché un VPP funzioni correttamente, è essenziale che tutte le unità dell'aggregato siano connesse in maniera sicura ed affidabile al sistema centrale, e che lo scambio delle informazioni e delle istruzioni di controllo avvenga in tempo reale e senza errori. Tecnicamente, questo risultato viene ottenuto attraverso l'integrazione di diverse tecnologie, quali ad esempio: IoT, M2M, etc..., che consentono di realizzare collegamenti bidirezionali in configurazione ridondata, grazie a specifici protocolli e sistemi di cifratura, che garantiscono un trasferimento sicuro, veloce ed affidabile delle informazioni anche attraverso infrastrutture di comunicazione pubbliche come la rete Internet o la rete cellulare.

Grazie alla grande quantità di informazioni relative allo stato di funzionamento che ogni unità connessa continuamente invia sistema centrale, è possibile implementare opportune tecniche predittive per stimare in maniera attendibile i profili di immissione e/o prelievo di energia elettrica per ogni componente dell'aggregato, che il VPP cercherà di rispettare attraverso l'invio di opportuni segnali di controllo alle unità coinvolte.

L'integrazione delle utenze domestiche nei VPP può avvenire grazie all'implementazione di logiche basate sull'utilizzo dei cosiddetti "smart meter", ossia contatori intelligenti, che come noto, stanno rimpiazzando i vecchi contatori. Attraverso un'opportuna pianificazione dei periodi di operatività dei vari elettrodomestici, tra cui ad esempio: caloriferi, forni, lavatrici, congelatori, etc…, in funzione dell'andamento dei prezzi dell'energia elettrica, anche per questa particolare tipologia di unità è possibile ottenere vantaggi economici, generati da una ottimizzazione dei consumi.

3. Contesti analizzati

In questo capitolo viene presentato un elenco, suddiviso per tipologia, delle iniziative analizzate in questo studio, nell'ambito delle quali sono state individuate tecnologie e soluzioni open source, aventi il vantaggio di essere già state sviluppate, implementate e testate in contesti applicativi reali, e per questo ritenute idonee come fonti tecniche da cui partire per realizzare, nei confronti delle aziende aderenti al cluster VIRTUALENERGY, un trasferimento tecnologico finalizzato all'implementazione di un prototipo di VPP. In particolare, nella sezione 3.1 sono riportate le iniziative sviluppate da diverse associazioni tra imprese; nella sezione 3.2 sono riportati alcuni progetti europei nell'ambito dei quali sono state studiate tematiche affini a quelle del cluster e sviluppate opportune tecnologie di supporto; nella sezione 3.3 infine, è riportato un elenco contenente i ptincipali riferimenti di alcune startup che in varie parti del mondo stanno cercando di inserirsi in un mercato emergente come quello studiato nell'ambito di questo cluster, correlando due interessanti trend tecnologici che oggi suscitano notevoli interessi ed aspettative, quali l'Internet of Energy e la Blockchain.

3.1 Associazioni tra imprese

- ✓ **Flexiblepower Alliance Network** (https://flexible-energy.eu/): associazione nata in Olanda nel 2013, in cui diverse aziende europee collaborano, seguendo i paradigmi dell'open innovation, nello sviluppo e promozione di standard open source per la gestione flessibile della domanda di energia.

- ✓ **Energy@Home** (http://www.energy-home.it/SitePages/Home.aspx): associazione fondata nel 2012 da Electrolux, Enel Distribuzione, Indesit e Telecom Italia, che ha come obiettivi principali lo sviluppo e la promozione di tecnologie e servizi per l'efficienza energetica all'interno di edifici intelligenti, basati sull'interazione tra utenti, dispositivi, ed infrastrutture energetiche.

3.2 Progetti Europei

- ✓ **EcoGrid EU** (http://www.eu-ecogrid.net/): iniziativa finanziata dalla Commissione Europea ad un consorzio di imprese guidato dal TSO danese Energinet, nell'ambito della call FP7 'ENERGY.2010.7.1.-1', avviata nel Marzo del 2011 e conclusa nel Settembre del 2015. L'obiettivo di questo progetto dimostrativo, implementato sull'isola danese di Bornholm, è quello di mostrare come sia possibile utilizzare un segnale di prezzo per implementare un controllo dei carichi basato su notifiche a breve preavviso senza compromettere i requisiti necessari per garantire il comfort dell'utenza.

- ✓ **Interflex** (https://interflex-h2020.com/): iniziativa di durata triennale, finanziata attraverso il programma ricerca e innovazione Horizon 2020 dell'UE, con agreement n°731289, lanciata nel Gennaio 2017, ed avente come obiettivo l'esplorazione di nuove soluzioni per favorire lo sviluppo delle risorse energetiche distribuite e preparare il sistema elettrico a nuovi usi, compresa la mobilità elettrica. I 20 partner coinvolti, tra cui DSO, rivenditori di energia, fornitori di servizi, attrezzature, produttori, esperti IT e centri di ricerca, hanno collaborato tra loro per testare nuove tecnologie applicate su sei dimostratori (smart grid industrial-scale) realizzati in cinque paesi europei (Paesi Bassi, Germania, Repubblica Ceca, Svezia e Francia).

- ✓ **FLEXCoop** (http://www.flexcoop.eu/): iniziativa finanziata a attraverso il programma ricerca e innovazione Horizon 2020 dell'UE, con agreement n° 773909, partita il 1 Ottobre 2017 e che si concluderà il 31 Settembre 2020. L'obiettivo del progetto, che al momento coinvolge 14 partner e prevede la realizzazione di due siti pilota, uno in Olanda ed uno in Spagna, è implementare una serie di tools e strumenti per il *Demand Response (DR)*, in grado di consentire alle cooperative energetiche di diventare aggregatori.

- ✓ **SmartNet** (http://smartnet-project.eu/): iniziativa finanziata a attraverso il programma ricerca e innovazione Horizon 2020 dell'UE e promossa da un consorzio coordinato dall'ente italiano *Ricerca Sistema Energetico (RSE)*, l'organismo di ricerca del *Gestore dei Servizi Energetici (GSE)*, che ha coinvolto 22 partner di 9 nazioni europee, tra cui TSO (l'italiana Terna, la danese Energinet.dk); DSO (la spagnola ENDESA, l'italiana EDYNA, la danese SydEnergi/EVONET); produttori di tecnologia Smart Grid (Siemens e SELTA), società di telecomunicazione (VODAFONE) ed alcuni tra i più importanti centri di ricerca europei. Il progetto, partito nel 2016 e conclusosi nel 2019, aveva lo scopo di analizzare diversi schemi di coordinamento tra TSO e DSO finalizzati all'estensione della fornitura ditali servizi alle DER, confrontandone l'efficienza dal punto di vista tecnico-economico.
- ✓ **MAS2TERING** (http://www.mas2tering.eu/): iniziativa focalizzata sulla valorizzazione economica di soluzioni ad elevato contenuto tecnologico, cofinanziata dall'UE attraverso il programma ricerca e innovazione FP7, e promossa da un consorzio in cui compare anche l'azienda Telecom Italia. Obiettivo principale del progetto, partito nel 2014 e concluso nel 2017, è stato lo sviluppo di una piattaforma ICT innovativa per il monitoraggio e la gestione ottima di comunità locali di prosumer.

3.3 Startup

- ✓ **POWERLEDGER** (https://www.powerledger.io): startup fondata in Australia nel Maggio del 2016, che finora ha raccolto investimenti per circa 35M$. L'azienda, grazie alla sua piattaforma in grado

di abilitare transazioni elettriche trasparenti, sicure e istantanee, promette ai prosumer di ricevere un reddito immediato dai propri asset di energia rinnovabile.

- ✓ **WEPOWER** (https://wepower.network/): startup fondata in Lituania nel 2018, che finora ha raccolto investimenti per circa 70M$. La mission dell'azienda è mettere in contatto gli acquirenti di energia delle imprese direttamente con i produttori di energia, consentendo loro di contrarre energia in anticipo a prezzi inferiori a quelli di mercato.

- ✓ **SOCIALENERGY** (https://www.social.energy/): startup fondata nel 2013 in Inghilterra, che finora ha raccolto investimenti per circa 4M$. L'azienda, grazie ad una rivoluzionaria piattaforma social, denominata "Social Energy Network", gestita mediante algoritmi di intelligenza artificiale in grado di coordinare sistemi distribuiti per l'immagazzinamento dell'energia, promette agli utenti del network di ridurre la loro bolletta dell'elettricità fino al 70%, garantendo una fornitura 100% green.

- ✓ **EARTH TOKEN by ImpactChoice Ltd** (https://www.earth-token.com): startup fondata nel 2008 a Douglas, capitale dell'Isola di Man (dipendenza della Corona britannica), che finora ha raccolto investimenti per circa 5M$. L'azienda propone come soluzione per preservare la Terra per le generazioni future, la criptovaluta "Earth Token",basata su tecnologia Blockchain-Ethereum, che rappresenta il valore delle risorse naturali e dei prodotti legati alle tecnologie sostenibili.

- ✓ **SUNCHAIN** (http://www.sunchain.fr/): startup fondata nel 2016 in Francia, che finora ha raccolto investimenti per circa 2.56M$. L'azienda propone una soluzione basata sulle tecnologie blockchain e IoT, per gestire gli scambi di energia all'interno delle comunità energetiche locali, riunendo produttori, consumatori e professionisti.

- ✓ **SUNCONTRACT** (http://suncontract.org/): startup slovena, fondata nel 2016, che finora ha raccolto investimenti per 1.6M$. L'azienda, che si affaccia in Italia attraverso l'azienda Tecnoapp (Fonte: https://www.tecnoapp.net/suncontract-italia/), propone una innovativa piattaforma di trading, che utilizza la tecnologia blockchain per creare un nuovo modello di business per l'acquisto e la vendita di energia elettrica

- ✓ **SONNEN** (https://sonnen.it/): startup tedesca fondata nel 2008, che finora ha raccolto investimenti per circa 168.5M$. L'azienda ha come vision un mondo in cui tutti siano in grado di coprire il proprio fabbisogno energetico con una fonte di energia decentrata e pulita. Attraverso le soluzioni di accumulo energetico e la community ad esse associata, l'azienda permette ai propri utenti di connettersi tra loro per condividere l'energia dove e quando serve, per emanciparsi dai combustibili fossili e dalle attuali società energetiche.

- ✓ **AMBRA STORAGE by Rethink Srls** (https://www.ambrastorage.com): startup italiana, fondata a Salerno nel 2014. L'azienda si propone come la prima energy store farm decentralizzata italiana, consentendo agli utenti che decidono di entrare nella rete di partecipare a livello aggregato al MSD, insieme agli altri proprietari di batterie domestiche ed auto elettriche.

- ✓ **KWHCOIN** (https://kwhcoin.com): startup statunitense, fondata in North Carolina nel 2017, che finora ha raccolto investimenti per circa 1.1M$. Attraverso la criptovaluta "KWHCoin", l'azienda promuove la catena di valore a valle della rete elettrica, con prosumer e piccole risorse distribuite che forniscono valore a monte attraverso la propria generazione di energia.

- ✓ **ENERBRAIN** (http://www.enerbrain.com/): startup italiana, fondata a Torino nel 2015. L'azienda propone un'innovativa soluzione di retrofit energetico basata su tecnologia IoT, in grado di rendere edifici che generano sprechi in strutture intelligenti, più sane e sostenibili.

- ✓ **ENERCHAIN BY PONTON** (https://enerchain.ponton.de/): startup tedesca fondata nel 2001, e supportata tra il 2017 ed il 2018 da oltre 40 utilities europee, tra cui ENEL, durante la fase di realizzazione del proprio Proof-of-Concept. L'azienda propone una piattaforma di trading energetico decentralizzata, in cui prosumers, consumers e fornitori sono in grado di effettuare transazioni di energia prodotta a livello regionale, mentre i grossisti possono vendere e acquistare energia tra diverse regioni.

- ✓ **PICLO** (https://www.piclo.energy/): startup britannica fondata nel 2013, che finora ha raccolto investimenti per circa 700k$. L'azienda, che si affaccia nel mercato italiano attraverso il gruppo Engerati (Fonte: https://www.engerati.com/energy-retail/article/renewables-trading/peer-peer-energy-trading-makes-footprints-europe), propone tool digitali focalizzati sulla decentralizzazione dell'energia, in grado di rendere le reti elettriche intelligenti, flessibili e sostenibili.

4. Metodi e modelli di business

Questo capitolo intende fornire una panoramica dei principali processi e requisiti tecnologici e funzionali che intervengono nell'implementazione di una soluzione basata sull'utilizzo di un VPP focalizzato sulla fornitura di servizi per il dispacciamento, considerando il MSD italiano come contesto applicativo principale, senza tuttavia trascurare lo scenario europeo ed internazionale. Per le motivazioni già discusse nel capitolo 2, il contesto applicativo considerato nell'ambito di questo studio è quello che prevede la centrale elettrica virtuale come strumento tecnologico in grado di realizzare l'aggregazione di diverse DER, con l'obiettivo di massimizzarne i profitti, grazie anche alla fornitura dei cosiddetti "servizi di flessibilità" al sistema elettrico. La sezione 4.1 fornisce alcuni cenni sui vari progetti pilota attivi in Italia che coinvolgono gli aggregatori; nella sezione 4.2 vengono quindi descritti alcuni modelli di business utilizzati, e considerati maggiormente attinenti al cluster delle imprese aderenti al cluster.

4.1 Riforma del mercato elettrico in Italia

Come già osservato nel paragrafo 2.4, quando si parla di VPP, è implicito il riferimento al concetto di aggregazione.

Un trend emergente infatti, è quello che vede VPP come infrastrutture tecnologiche che integrano al loro interno un *Distributed Energy Management System (DEM)*, ovvero un sistema per la gestione di DER, ed una o più soluzioni IoT per l'acquisizione, elaborazione ed archiviazione dei dati resi disponibili dai vari componenti di ogni singolo impianto, con l'obiettivo di garantire il monitoraggio e controllo remoto delle unità che compongono l'aggregato virtuale di producer, consumer e prosumer di energia. Attraverso un VPP, i soggetti abilitati ad operare sul mercato dei servizi di dispacciamento saranno in grado di generare profitti attraverso la valorizzazione della flessibilità che ciascuna unità facente parte dell'aggregatore sarà in grado di offrire.

Per quanto riguarda la situazione italiana, è tutt'ora in corso una fase di sperimentazione finalizzata a verificare l'efficacia di nuove modalità di partecipazione al MSD, che prevedono in particolare l'apertura nei confronti di nuovi partecipanti, tra cui le unità di carico e le risorse di generazione distribuita. La partecipazione al MSD è al momento facoltativa, ovvero produttori e consumatori possono scegliere se fornire o meno determinati servizi. Ogni adesione infatti, necessita in primis di opportune valutazioni economiche, legate all'effettivo vantaggio che la remunerazione dei vari servizi di flessibilità è in grado di fornire, tenuto conto anche dei costi di abilitazione.

Questo cambio di paradigma sta facendo emergere sul mercato nuovi operatori, quali appunto aggregatori e prosumer, che nel prossimo futuro si troveranno necessariamente a supportare i gestori di rete nel fronteggiare le mutate necessità di esercizio legate alla presenza sul mercato dell'energia FRNP.

Come già osservato nel paragrafo 2.3, Terna è il soggetto che riveste un ruolo fondamentale in questo contesto, in quanto essendo il gestore della rete di trasmissione, è anche il responsabile del dispacciamento, ovvero dei meccanismi che consentono di garantire e preservare la capacità di regolazione della rete elettrica nel suo complesso. Il DSO è un altro soggetto di primaria importanza, in quanto consente al TSO di fare ricorso, quando necessario, alle varie risorse connesse alla rete di distribuzione per garantire la stabilità del sistema. La variabilità intrinseca nelle FRNP richiede al TSO di strutturare opportuni meccanismi, che consentano di garantire una capacità di risposta da parte del sistema elettrico che sia quanto più possibile vicina al tempo reale.

Con la delibera nr.300 del 5 maggio 2017, l'ARERA ha finalmente definito i nuovi criteri per allargare la platea di partecipanti al mercato del dispacciamento, avviando di fatto l'iter che ha consentito a Terna di varare alcuni progetti pilota per estendere la partecipazione ai servizi di dispacciamento anche alla cosiddetta generazione distribuita, costituita principalmente da impianti di produzione basati su energie rinnovabili e sistemi di accumulo. Questi progetti serviranno alla redazione di un *Testo Integrato per il Dispacciamento Elettrico (TIDE)* che sia coerente con quanto chiesto dall'Europa attraverso il cosiddetto balancing code. Terna ha il compito di garantire ogni giorno che domanda e offerta di energia siano in equilibrio. Per garantire questo equilibrio Terna fa affidamento su un certo numero di impianti convenzionali alimentati a fonti fossili, identificati come unità di produzione rilevanti e già abilitate, a cui viene chiesto di produrre energia o rimanere spenti a seconda della necessità della rete. Questi impianti vendono la loro energia nel MSD, ovvero il mercato "fisico" che stabilisce in tempo reale le immissioni e i prelievi effettivi delle unità in base alla sicurezza di sistema.

Questa riforma del MSD, prevede che possano presentare offerte anche aggregazioni di unità di produzione e consumo, le cosiddette *Unità Virtuali Abilitate (UVA)*, che si differenziano in tre distinte categorie, ovvero:

- ✓ ***Unità Virtuali Abilitate di Produzione (UVAP)***: caratterizzate dalla presenza di sole unità di produzione non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), inclusi i sistemi di accumulo

- ✓ ***Unità Virtuali Abilitate di Consumo (UVAC)***: caratterizzate dalla presenza di sole unità di consumo (ad oggi tutte non rilevanti)

- ✓ ***Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM)*:** caratterizzate dalla presenza sia di unità di produzione non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili) e/o unità di produzione rilevanti non obbligatoriamente abilitate che condividono il punto di connessione con unità di consumo, sia di unità di consumo (ad oggi tutte non rilevanti). Rientrano anche i sistemi di accumulo, equiparati alle unità di produzione come previsto dalla deliberazione 574/2014/R/eel

La gestione di queste unità virtuali è in capo ad un ulteriore soggetto, definito dalla delibera nr.300 di ARERA come *Balance Service Provider (BSP)*, ossia l'aggregatore, che è in pratica il soggetto responsabile nei confronti di Terna per la fornitura del servizio di bilanciamento alla rete elettrica. La fase di sperimentazione avviata da Terna nel corso del 2017 ha coinvolto: inizialmente, le unità di consumo (progetto UVAC); in una seconda fase, le unità di generazione di energia inclusi i sistemi di accumulo di energia (progetto UVAP) e, a partire dal primo novembre 2018, a seguito della delibera nr. 422 del 2 Agosto 2018 di ARERA, ha consentito anche la partecipazione in forma aggregata del consumo, della generazione distribuita e dei sistemi di accumulo (progetto UVAM).

Questi progetti pilota in ambito *Demand Response (DR)* avviati in Italia, consentono per la prima volta, alle piccole risorse di generazione distribuita ed al consumo, la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento, in accordo con lo schema logico rappresentato in figura 2.

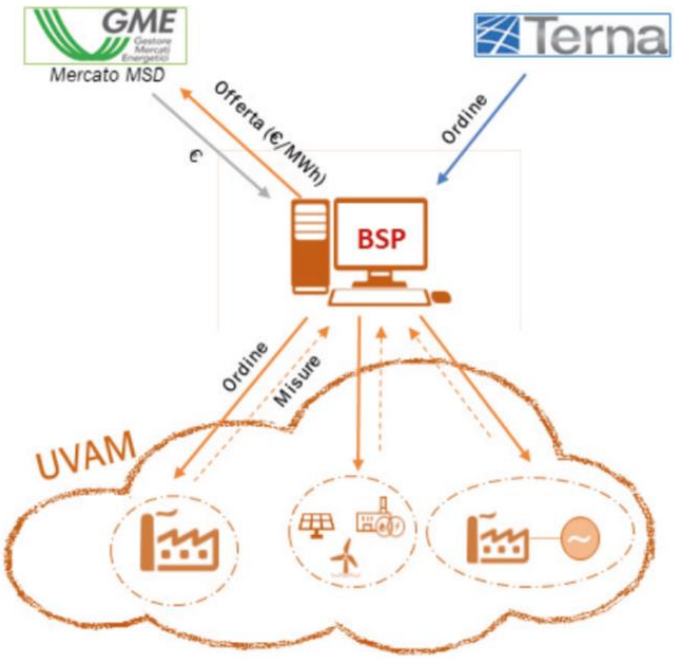

Figura 2 Schema logico progetti pilota in ambito DR avviati in Italia (Fonte: [2])

Il DR, ovvero la gestione di attiva della domanda di energia, è il sistema attraverso cui si intende sfruttare la capacità dei consumatori di energia di modulare i propri profili di prelievo, in aumento o in riduzione, in funzione del segnale di prezzo di mercato dell'energia elettrica, fornendo di fatto un servizio al sistema elettrico per ottenerne in cambio una remunerazione.

L'apertura del mercato del servizio di dispacciamento è la prima opportunità per l'utente finale, tramite il BSP, nuovo importante attore del sistema elettrico, di scegliere alternativamente se prelevare o vendere, se stoccare o consumare energia, ora per ora in base all'andamento dei mercati.

4.2 Processi e requisiti funzionali

Per consentire all'aggregatore di poter esercitare in maniera idonea il proprio ruolo di BSP, un VPP dovrà essere in grado di svolgere opportune funzioni, tra cui in particolare:

- ✓ Partecipazione al MSD;
- ✓ Interfacciamento verso TSO, impianti e/o altre strutture di aggregazione;
- ✓ Coordinamento del dispacciamento degli aggregati energetici ad esso afferenti.

Oltre al modello di business standard, ovvero in cui gli aggregati vengono gestiti sulla base di un condizioni contrattuali precostituite, è possibile prevedere una modalità dinamica di interazione tra aggregatore e DER, dettata dallo scambio di offerte commerciali, in cui un'eventuale riduzione del costo potrà essere legata ad oneri di operatività più rilassati, che potranno riguardare ad esempio:

- ✓ Vincoli temporali;
- ✓ Affidabilità di partecipazione delle DER;
- ✓ Rapporto tra totale di DER potenzialmente disponibili e parziale di DER che effettivamente prestano servizio.

Nell'attuale quadro normativo italiano, i principali processi che occorre considerare quando si fa riferimento alla fornitura dei servizi di dispacciamento sono quelli di seguito riportati:

1. **Abilitazione a MSD**

In questa prima fase, qualsiasi operatore che intenda gestire una UVAx, ossia un aggregato di unità di consumo (UVAC), produzione (UVAP), o entrambi (UVAM), oltre ad ottenere preventivamente la qualifica di BSP da parte di Terna, dovrà necessariamente scambiare una certa tipologia di informazioni con i vari DSO (ad esempio: E-Distribuzione) che risulteranno coinvolti nel processo di abilitazione delle risorse che l'operatore intende utilizzare per offrire servizi di dispacciamento, in quanto ad esempio occorrerà verificare preliminarmente lo stato dei punti di immissione/prelievo in cui è prevista l'erogazione dell'energia, nonché la presenza di eventuali problematiche sui tratti di rete interessati.

2. **Market & Operational Planning**

Questa seconda fase riguarda gli interventi di pianificazione necessari per poter operare sul MSD. Per poter proporre un'offerta sul MSD infatti, l'aggregatore dovrà essere grado di stimare per tempo (ad esempio, il giorno prima) i diversi profili di produzione e/o consumo delle varie DER gestite, comunicando eventuali variazioni tecniche al TSO mediante l'applicativo "Sistema Comandi Web" (SCWeb), detto anche *Registro di Unità di Produzione (RUP)* dinamico, reso disponibile dallo stesso gestore di rete.

L'aggregatore può effettuare offerte per la vendita o acquisto di energia sul MSD. Le offerte di vendita, denominate anche "offerte a salire", prevedono una remunerazione da parte del TSO all'aggregatore, e vengono effettuate dall'aggregatore quando le DER gestite consentono di fornire una disponibilità ad incrementare la produzione. Al contrario, le offerte di acquisto, denominate anche "offerte a scendere", prevedono il pagamento di un corrispettivo economico da parte dell'aggregatore al TSO, e vengono effettuate dall'aggregatore in corrispondenza di una diminuzione della produzione da parte delle DER gestite. In entrambi i casi, il TSO valuta l'offerta in qualità di controparte centrale del mercato, mentre l'aggregatore verrà informato dal GME in merito all'eventuale accettazione della proposta. In caso di esito positivo, l'aggregatore provvederà ad erogare la corrispondente fornitura dei servizi di dispacciamento, attivando immediatamente le procedure di ottimizzazione in capo ai propri *Energy Management System (EMS)*, ossia i sistemi per la gestione delle risorse energetiche interessati.

Alcuni esempi in tal senso sono l'attivazione dei processi di ricarica delle batterie per un determinato periodo di tempo che precede l'intervallo in cui potrebbe essere ricevuto l'ordine di dispacciamento emanato dal TSO, oppure il coinvolgimento di un certo numero di utenti domestici, attraverso opportune interfacce di comunicazione, quali ad esempio: OpenADR.

La figura 3 identifica un particolare caso d'uso, che mette in evidenza gli scambi informativi e le interfacce tra i vari attori coinvolti (TSO, mercato, aggregatore, e DER-EMS) nella fase di "Market & Operational Planning".

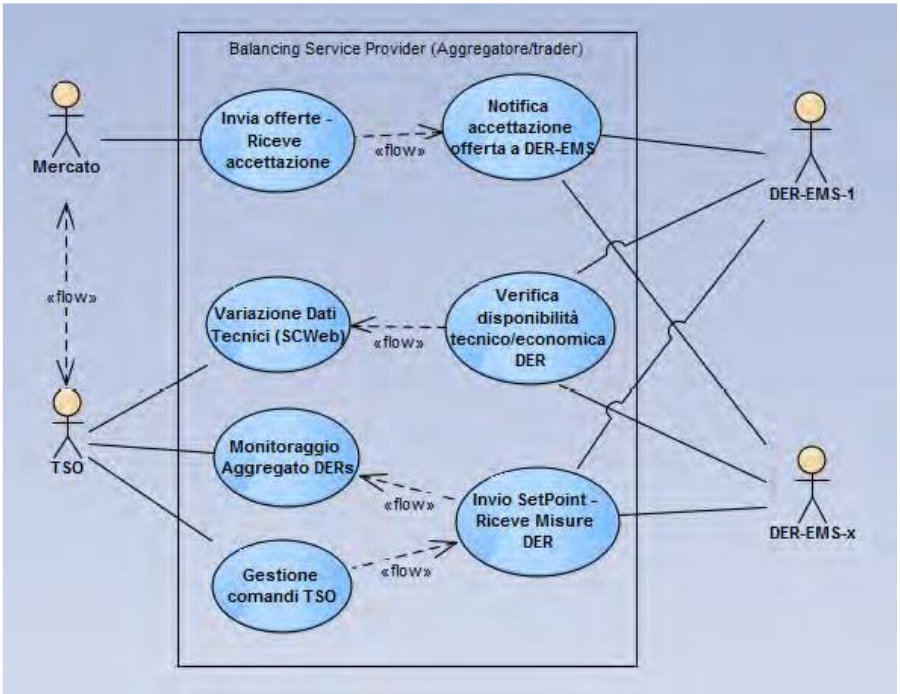

Figura 3 Caso d'uso "Market & Operational Planning" (Fonte: [3])

3. Operation

Questa terza fase è quella relativa alla gestione delle attività operative da parte del BSP. Per poter fornire i servizi di dispacciamento, l'aggregatore deve essere in grado di gestire in tempo reale le proprie DER, pianificando attraverso un opportuno EMS eventuali interventi programmati, quali ad esempio manutenzioni, o non programmati, quali ad esempio fermi impianto, ed il conseguente impiego di riserve che garantiscano la continuità di servizio.

La figura 4 mostra un particolare caso d'uso, che mette in evidenza gli scambi informativi e le interfacce tra i vari attori coinvolti (aggregatore, DER-EMS) nella fase di "Operation".

Per poter svolgere in maniera adeguata la propria funzione di BSP, oltre ai requisiti funzionali sopra descritti, l'aggregatore dovrà soddisfare gli ulteriori requisiti non funzionali di seguito elencati, legati in particolare ad aspetti regolatori, tecnici ed economici.

- ✓ Utilizzo di interfacce ICT standard, possibilmente aperte, ed in grado di garantire lo scambio di informazioni tra differenti attori, in modo tale da ridurre i costi e le tempistiche legati allo sviluppo ed implementazione dei dispositivi, favorendo contemporaneamente la crescita di un mercato libero ed un sistema di intercomunicazione in grado di soddisfare le direttive europee.

✓ Utilizzo di soluzioni tecnologiche flessibili e scalabili, come ad esempio le piattaforme ed i servizi in cloud, che risultino in grado di soddisfare le normative ICT in corso di sviluppo, e garantire adeguati requisiti tecnici, quali ad esempio livello di sicurezza, latenza, e banda.

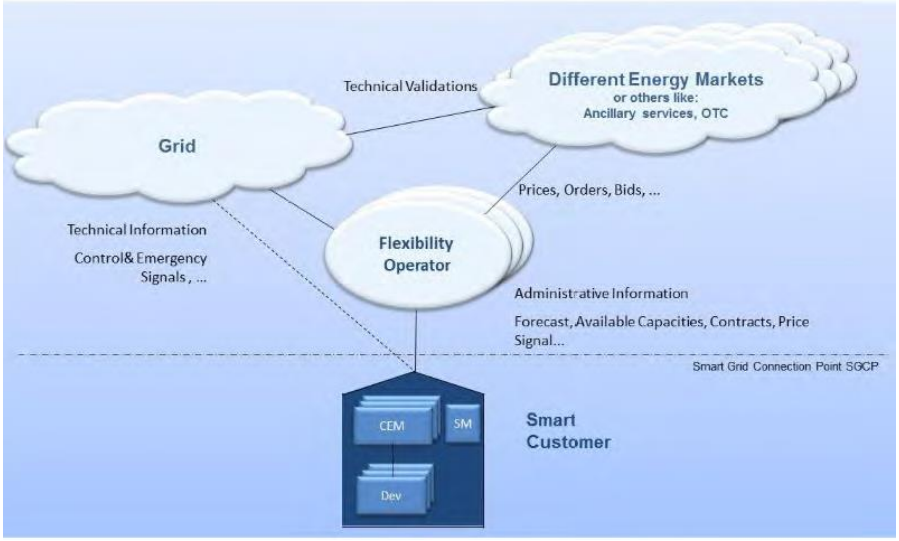

Figura 4 Caso d'uso "Operation" (Fonte: [3])

La figura 5 illustra l'architettura generale che lo "Smart Grid Coordination Group" ha definito a livello europeo per la gestione della flessibilità. In questo contesto, il "Flexibility Operator" rappresenta un aggregatore in grado di interagire con tre diversi attori:

1. i diversi mercati dell'energia (Energy Markets)
2. i vari gestori di rete (Grid Operators)
3. i clienti evoluti (Smart Customer)

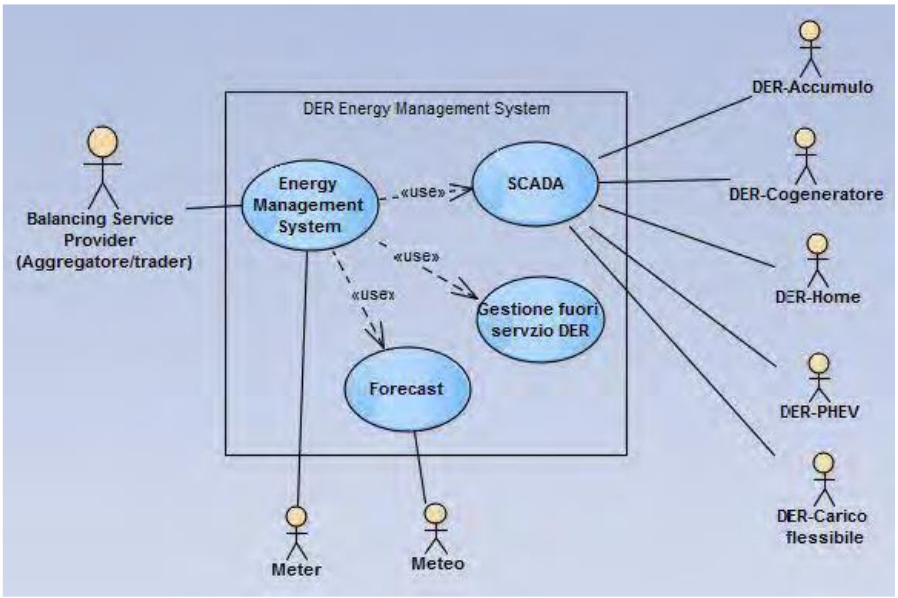

Figura 5 Architettura generale per la gestione della flessibilità (Fonte: [3])

Una possibile implementazione tecnica di questa architettura è quella proposta dallo "European Smart Grids Task Force - Expert Group 1 – Standards and interoperability", e riportata nella figura seguente. In questo approccio, canali differenti consentono di collegare il cliente (Customer) all'aggregatore (Actor A) ed al sistema per la gestione dello smart metering (Actor B), attraverso un'interfaccia tra la rete ed il cliente definita come "Smart Grid Connection Point".

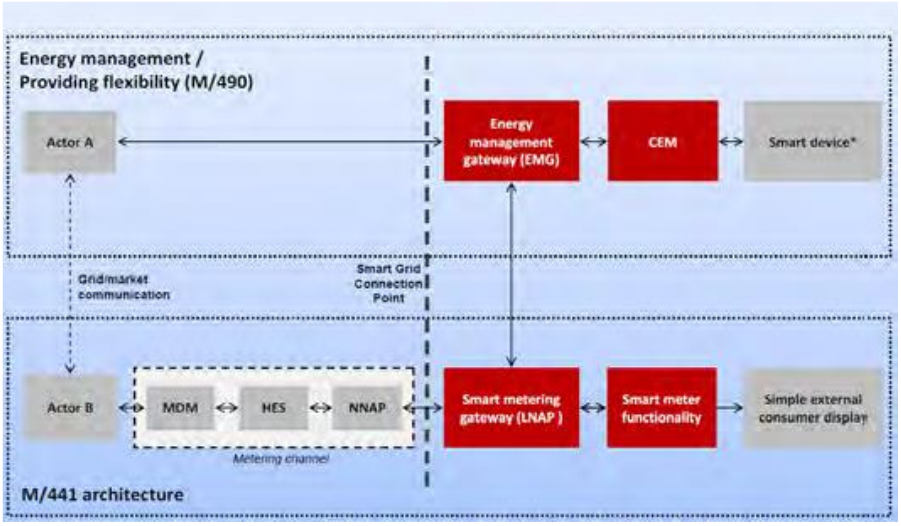

Figura 6 Architettura tecnica per la gestione della flessibilità (Fonte: [3])

Un altro aspetto che occorre considerare, riguarda in particolare gli standard tecnologici che devono essere utilizzati nell'implementazione delle soluzioni tecnologiche in grado di abilitare i casi d'uso previsti sia a livello italiano che europeo.

Le modalità di comunicazione previste nell'ambito di un mercato europeo del settore energetico, denominato *Internal Energy Market (IEM)*, risultano definite nella sezione *European Stype Market Profile (ESMP)* dello standard IEC 62325.

5. Tecnologie

In questo capitolo vengono presentate alcune tecnologie, utilizzabili per l'implementazione di un VPP, sviluppate nell'ambito delle due iniziative descritte nel paragrafo 3.1, e considerate come quelle di maggior interesse per le aziende del cluster, essendo un valido spunto da cui partire per lo sviluppo di nuove soluzioni tecniche, prodotti e servizi innovativi nell'ambito del particolare contesto applicativo considerato.

La sezione 5.1 fornisce ulteriori dettagli sull'iniziativa europea FAN e sul framework da essa sviluppato, mentre la sezione 5.2 fornisce ulteriori dettagli sull'associazione Energy@Home e sulle tecnologie da essa realizzate.

5.1 Flexiblepower Alliance Network

La *Flexiblepower Alliance Network (FAN)*, è un'iniziativa senza scopo di lucro nata con l'obiettivo di realizzare un insieme universalmente applicabile di standard per la gestione intelligente dell'energia. Il framework sviluppato da FAN garantisce l'interoperabilità tra dispositivi intelligenti e smart grid, disponendo inoltre di interfacce flessibili che rendono possibili integrazioni future con ulteriori componenti. La scelta di rendere disponibili gratuitamente questi strumenti, attraverso una licenza open source, è finalizzata a promuovere la diffusione di questo standard e favorire lo sviluppo di soluzioni efficaci.

Con l'aumento dei dispositivi intelligenti e dei veicoli elettrici, stanno divenendo sempre più determinanti le esigenze nei confronti dei sistemi per la gestione di tali risorse, in termini di scalabilità rapidità e convenienza. I flussi energetici decentralizzati a due vie e l'interoperabilità tra apparecchiature di varia natura, richiedono una comunicazione efficace tra dispositivi ed applicazioni. I consumatori che utilizzano "Active Demand" inoltre, desiderano un'interfaccia intuitiva per gestirne l'utilizzo. Creando una piattaforma attraverso la quale tutti i dispositivi, attuali e futuri, possano comunicare efficacemente con le applicazioni di gestione intelligente dell'energia, FAN sta accelerando i progressi verso la realizzazione di soluzioni efficaci.

La soluzione proposta da FAN, denominata PowerMatcherSuite, è schematizzata in figura 7. La Suite comprende due componenti open source: PowerMatcher ed EF-Pi. Entrambe le tecnologie sono complementari, ma possono anche funzionare da sole. PowerMatcher è un sistema che consente di implementare meccanismi di coordinamento delle transazioni all'interno di una smart grid, come ad esempio il bilanciamento tra risorse di energia distribuite e carichi flessibili. Energy Flexiblity Platform Interface, in breve EF-Pi, è invece la piattaforma che consente alle apparecchiature, alla rete ed ai servizi intelligenti di comunicare tra loro.

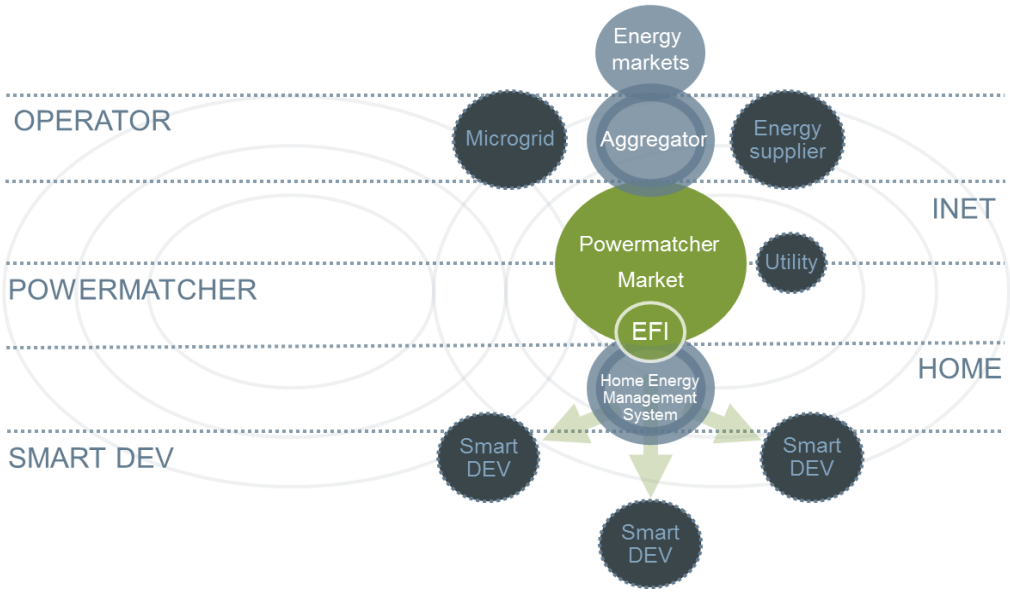

Figura 7 Architettura PowerMatcherSuite (Fonte: [4])

Il software e l'architettura in questione sono stati sviluppati e rilasciati sotto licenza open source per massimizzarne la diffusione ed incoraggiare in questo modo lo sviluppo di nuove applicazioni basate su standard aperti. Come già osservato, i DSO, i fornitori di energia, i produttori di apparecchiature e gli sviluppatori di software possono utilizzare liberamente gli standard e la piattaforma PowerMatcher per gestire in modo efficace la domanda e l'offerta di energia. Il framework offre vantaggi all'intera catena di valore dell'energia. Da un lato, i prosumer hanno maggiori opportunità di risparmiare energia, utilizzare l'energia creata localmente ed ottenere preziose informazioni sul proprio profilo di produzione e consumo di energia. Dall'altro lato, i DSO hanno a disposizione un business case per utilizzare una smart grid. Inoltre, i nuovi operatori nel mercato dell'energia intelligente, come i fornitori di energia, gli sviluppatori di software e i produttori di apparecchiature, hanno a disposizione uno standard aperto su cui basare le proprie innovazioni. Questo framework è già stato testato con successo all'interno di diversi casi di studio realizzati in Olanda, Germania e Danimarca, mostrando come una tecnologia di questo tipo sia in grado di apportare benefici a tutti gli stakeholder coinvolti, tra cui in particolare: i prosumer, gli operatori di rete, e gli aggregatori.

5.1.1 Powermatcher

PowerMatcher è un software open source che implementa meccanismi per il coordinamento di una rete intelligente, in grado di bilanciare in modo virtuale tutti i dispositivi ad essa connessi. PowerMatcher è un sistema multi-agente, in grado di funzionare anche su reti di larga scala, composto da differenti tipologie di agenti. Gli agenti sono organizzati in una struttura gerarchica ad albero, secondo lo schema mostrato in

figura 8. Come con la maggior parte dei sistemi basati su agenti, ogni agente ha un obiettivo. Questa tecnologia implementa i principi di micro-economia basati sui concetti di domanda ed offerta. Il rapporto tra domanda e offerta è il meccanismo che sta alla base dell'allocazione delle risorse. Nella teoria dell'economia di mercato, l'interazione tra domanda ed offerta garantirà che le risorse siano gestite nel modo più efficiente possibile. Quando domanda ed offerta sono uguali, cioè quando la funzione dell'offerta e la funzione della domanda si intersecano, l'economia si dice in equilibrio. Lo stesso meccanismo è utilizzato in PowerMatcher. In termini funzionali quindi, PowerMatcher implementa un meccanismo per la determinazione dell'equilibrio del mercato, mentre i dispositivi funzionano come attori della domanda e/o dell'offerta. Ogni dispositivo, sia esso una lavatrice, un mulino a vento o una turbina industriale, può esprimere la sua volontà di consumare o produrre energia sotto forma di offerta. Tutte le offerte confluiscono nel meccanismo di mercato di PowerMatcher e determinano un prezzo di equilibrio.

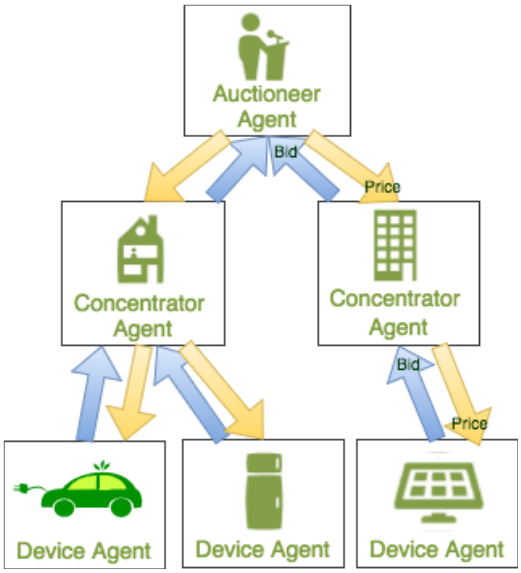

Figura 8 Struttura gerarchica del PowerMatcher (Fonte: [5])

Gli agenti possono essere di diversa tipologia e natura:

- ✓ ***Device Agent***: si trovano nella parte inferiore della gerarchia. Questi agenti rappresentano dispositivi reali come ad esempio: veicoli elettrici, congelatori, scaldacqua, batterie e pannelli solari. Il software corrispondente può essere eseguito su un piccolo computer come Raspberry Pi, ed utilizzare lo standard *General Purpose Input Output (GPIO)*, ossia pin input / output generici, per comunicare con il dispositivo reale. In alternativa, se si tratta di un dispositivo intelligente, il software può essere eseguito direttamente all'interno del dispositivo stesso. L'agente è in grado di coordinarsi con altri dispositivi, acquistando e vendendo elettricità sul mercato virtuale creato da PowerMatcher. Il meccanismo di coordinamento prevede che l'agente invii una curva di offerta al

suo agente genitore, attraverso cui il dispositivo esprime la sua intenzione di consumare o produrre elettricità. L'agente genitore restituisce a sua volta un prezzo ad ogni suo agente figlio, dopo aver confrontato la nuova offerta con l'offerta precedente ed aver determinato quanta elettricità può essere utilizzata. Dopo aver ricevuto il prezzo aggiornato, l'agente figlio costruirà quindi una nuova curva di offerta, che provvederà nuovamente a sottoporre all'agente genitore, instaurando in questo modo un ciclo continuo.

- ✓ ***Concentrator Agent:*** si trovano nella parte centrale della gerarchia, e costituiscono un cluster di agenti "dispositivo". A seconda del sistema, possono rappresentare una stanza in una casa, un edificio o un intero quartiere. L'agente "concentratore" aggrega le offerte fatte dagli agenti figli ed invia un'offerta per l'intero cluster al suo genitore, di solito l'agente "banditore d'asta", sebbene possano esserci più livelli di agenti "concentratore". Una volta ricevuto il prezzo dall'agente "banditore d'asta", l'agente "concentratore" trasmette l'informazione a tutti gli agenti "dispositivo" sottostanti. L'agente "concentratore" è utile per diversi motivi. In primis, riduce il numero di messaggi inviati all'agente "banditore d'asta", e questo rende PowerMatcher una soluzione scalabile; inoltre, può essere utilizzato per consentire un maggiore controllo del cluster ad esso sottostante, e per aggiungere un livello di privacy al sistema.
- ✓ ***Auctioneer Agent***: al vertice di questa gerarchia, ed al centro del sistema PowerMatcher, si colloca l'agente "banditore d'asta". La sua funzione principale è quella di aggregare le offerte che riceve dagli agenti figli e stabilire il prezzo da comunicare a tutti gli agenti che hanno inviato un'offerta.
- ✓ ***Objective Agent***: come impostazione predefinita, un sistema PowerMatcher ha l'obiettivo di bilanciare domanda ed offerta di energia. Un agente "obiettivo" può essere aggiunto al sistema per cambiare questo obiettivo. Ad esempio, nel caso in cui il sistema debba essere configurato per operare come VPP, ad ogni istante dovrebbe essere disponibile un eccesso di energia; a tal proposito, un agente "obiettivo" può essere programmato per somministrare opportune offerte, in modo tale che tale vincolo risulti sempre soddisfatto.

PowerMatcher utilizza il concetto di sessione per connettere i dispositivi tra loro. Due dispositivi infatti, non sono collegati direttamente, ma viene creata una sessione tra di loro, a cui entrambi si connettono. Un'elevata complessità può essere gestita attraverso più sessioni; ad esempio, per gestire gli errori quando un agente va off-line o desidera creare nuove connessioni. In questi casi infatti, un agente "concentratore" appare come agente "banditore d'asta" agli agenti "dispositivo" sottostanti ma, allo stesso modo, appare come un agente "dispositivo" per il "banditore d'asta" sopra di esso. Le sessioni astraggono anche la complessità delle comunicazioni wireless in un sistema PowerMatcher distribuito. PowerMatcher utilizza WebSocket per consentire ai dispositivi di comunicare via wireless. Sullo stesso computer dell'agente "dispositivo", viene creato un client WebSocket ed impostato come agente genitore del dispositivo. Il client

WebSocket è configurato per connettersi ad un server situato sull'agente genitore a cui il dispositivo desidera connettersi. La sessione viene replicata dal client e dal server, rendendo la connessione trasparente agli agenti “dispositivo” e agli agenti “concentratore”.

Una degli obiettivi principali per un sistema PowerMatcher è la scalabilità, ovvero la capacità di adeguare la propria dimensione, a seconda delle esigenze specifiche, in modo da garantire sempre la corretta funzionalità in un contesto reale. Questo risultato viene ottenuto eliminando la necessità di avere un'unità di controllo centrale. Sebbene sia prevista la presenza di un nodo centrale infatti, ossia l’agente “banditore d’asta”, esso non ha tuttavia il controllo o il contatto diretto con nessuno degli agenti “dispositivo” nel sistema. Un’altra caratteristica che favorisce la scalabilità del sistema, è quella che consente a qualsiasi agente di assumere il ruolo di “banditore d’asta”.

L'unico aspetto che all’interno del sistema PowerMatcher può avere ripercussioni sulla scalabilità, è il design del messaggio. Infatti, il sistema rischia di andare in blocco se una rete viene congestionata da messaggi di grandi dimensioni, o un agente riceve troppi messaggi contemporaneamente. Al fine di tenere traccia di quale agente ha inviato una specifica offerta, gli agenti “banditore d’asta” e “concentratore” devono conservare una cache dei messaggi recenti ricevuti. Dal momento che le piattaforme target su cui viene eseguito PowerMatcher sono piccoli sistemi embedded, questa cache non può diventare troppo grande.

5.1.2 EF-Pi

EF-Pi è una piattaforma software di interoperabilità, in grado di connettersi ad una grande varietà di dispositivi intelligenti e supportare differenti servizi di smart grid, così come illustrato in figura 9. L’obiettivo principale di questo approccio è quello di disaccoppiare i servizi di smart grid dai dispositivi degli utenti. In questo modo, da una parte il consumatore non dovrà sostituire nessun apparecchio quando decide di cambiare servizio di smart grid, e dall’altra parte, i fornitori che decidono di introdurre nuovi servizi, non dovranno più preoccuparsi di quali dispositivi possiede il consumatore. Il protocollo di comunicazione su cui si basa questa piattaforma, chiamato *EFI (Energy Flexiblity Interface)*, è completamente aperto e disponibile gratuitamente, pertanto qualunque produttore di apparati come ad esempio lavatrici, frigoriferi, unità di climatizzazione, pannelli solari, stazioni per la ricarica di veicoli elettrici, può facilmente rendere i propri dispositivi compatibili con questo sistema.

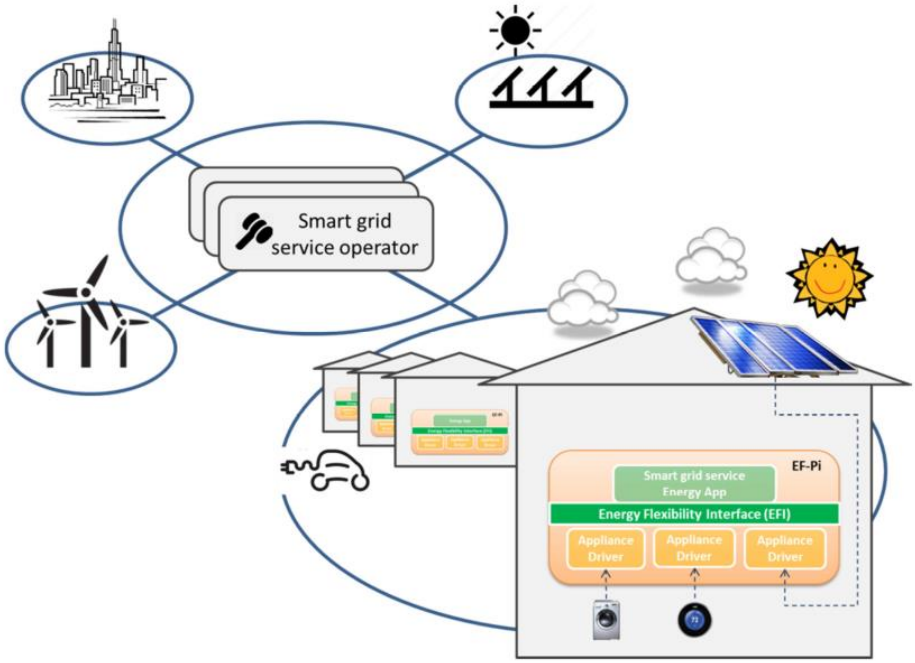

Figura 9 Piattaforma abilitante per la connessione tra appliances, smart services, smart grid e per l'implementazione di soluzioni lato DSM (Fonte: [6])

Il protocollo EFI introduce dunque il concetto di interoperabilità nella comunicazione tra dispositivo e DSM, definendo quattro diverse categorie di dispositivi per modellare i diversi livelli di flessibilità energetica:

- ✓ ***Uncontrollable***: categoria che include tutti i dispositivi che non possono essere né utilizzati in maniera flessibile né controllati, ma risultano comunque misurabili, e per essi è possibile effettuare previsioni di comportamento nel breve periodo (ad esempio: pannelli fotovoltaici, luci interne, turbine eoliche, TV).
- ✓ ***Time Shiftable:*** categoria che include tutti i dispositivi non controllabili, ma il cui utilizzo può essere spostato nel tempo, non potendo tuttavia intervenire sulla durata di esecuzione una volta avviati (ad esempio: lavatrici, asciugatrici, lavastoviglie).
- ✓ ***Buffer/Storage:*** categoria che include tutti i dispositivi che presentano un certo grado di flessibilità a livello di produzione / consumo, riconducibile alla forma di "serbatoio di energia" (ad esempio: congelatori, cogeneratori, tamponi termici, batterie stazionarie, veicoli elettrici). Un serbatoio infatti è in grado di alterare il proprio profilo di utilizzo nel tempo in modo da garantire il raggiungimento di un utilizzo ottimale dell'energia. Tuttavia, vincoli come ad esempio date di scadenza e livelli di riempimento minimo richiesti, limitano la flessibilità di questa categoria.
- ✓ ***Unconstrained:*** categoria che include tutti i dispositivi flessibili, sia a livello di produzione che di consumo, che non risultano soggetti alle limitazioni descritte nelle categorie precedenti. I dispositivi appartenenti a questa categoria consentono una vasta gamma di possibilità di controllo, senza

troppi vincoli da rispettare (ad esempio: generatori, illuminazione dimmerabile, pompe di calore, caldaie a gas).

Le quattro categorie appena descritte forniscono un'astrazione dei dispositivi per quanto riguarda la flessibilità energetica e sono indipendenti sia dal dispositivo che dal DSM. Il protocollo EFI pertanto, consentendo qualsiasi combinazione tra dispositivo e soluzione DSM, di fatto implementa un linguaggio comune per la flessibilità energetica, come illustrato in figura 10.

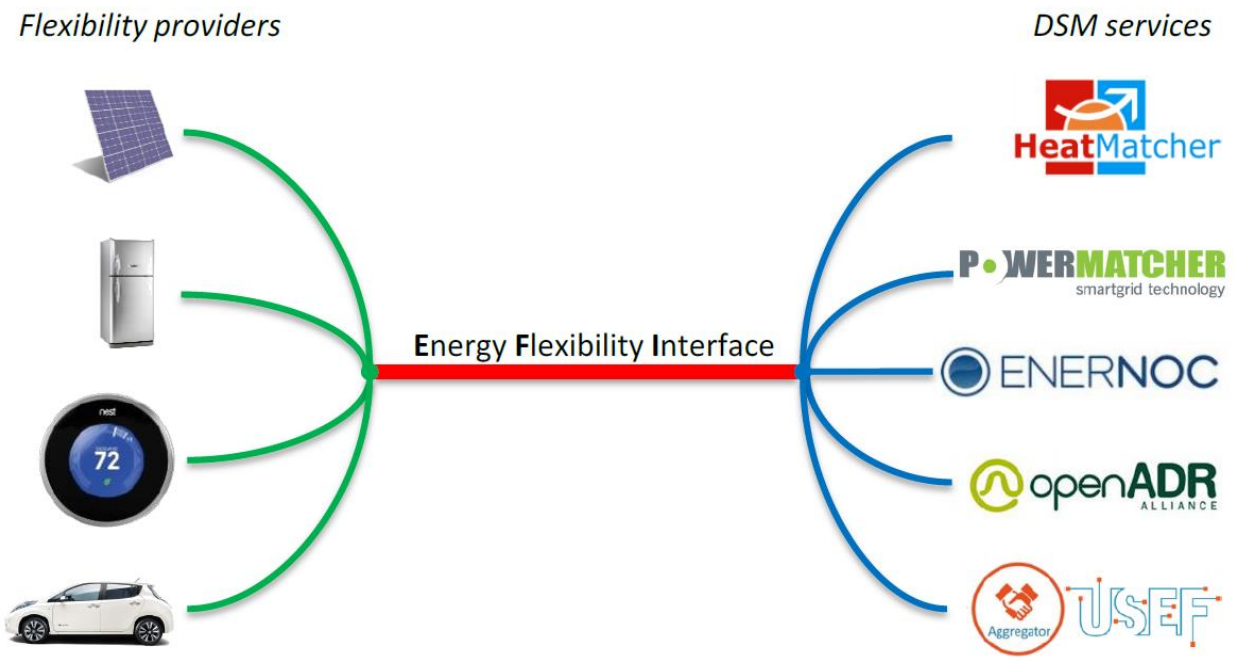

Figura 10 Architettura di Energy Flexibility Interface (Fonte: [6])

La soluzione lato DSM è rappresentata dall'Energy App. Il dispositivo è rappresentato dal Device Driver. Il Device Driver è in grado di monitorare e controllare il dispositivo fisico. Nella maggior parte dei casi, esiste un protocollo di comunicazione specifico per comunicare con il particolare dispositivo considerato, come ad esempio: ZigBee, *PowerLine Communications (PLC)* e WiFi. La creazione ed eliminazione dei canali di comunicazione non rientra nell'ambito di applicazione della specifica EFI. Il protocollo risulta progettato in modo tale da poter funzionare su qualsiasi canale di comunicazione bidirezionale, come ad esempio XMPP o WebSocket. Le soluzioni attuali forniscono una sorta di modello del dispositivo che controllano, ma nessuna implementa una modellazione in termini generali. Pertanto, gli approcci standard devono necessariamente modellare ogni dispositivo che intendono supportare; tuttavia, la modellazione di un singolo dispositivo potrebbe non essere adeguata, in quanto spesso la stessa tipologia di dispositivo risulta

realizzata da un certo numero di differenti produttori. A seconda del livello di astrazione utilizzato, una tecnologia deve implementare uno o più modelli.

Il livello di astrazione può essere ulteriormente incrementato, non modellando i dispositivi, ma piuttosto la loro natura. In altre parole, non è il dispositivo ad essere modellato, bensì la sua flessibilità energetica. In questo modo, un dispositivo reale può essere collegato ed utilizzato per eseguire la comunicazione tra la classe derivata ed il suo dispositivo. I quattro modelli, corrispondenti alle quattro categorie di flessibilità definite in precedenza, sono sufficienti per rappresentare adeguatamente tutte le diverse tipologie di dispositivi. Ogni modello descrive un corrispondente “Control Space” per la corrispondente categoria. In questo modo quindi, un dispositivo invia il suo “Control Space” all'Energy App, corrispondente ad una delle quattro categorie di flessibilità di EFI. In sostanza, un “Control Space” è un modo per inserire l’informazione contenuta in un dispositivo all’interno di una struttura generica, in modo tale che l'Energy App sia in grado di astrarre quel dispositivo da un modello energetico generico. Per ogni “Control Space” esiste un tipo di “Allocation”. Le “Allocation” vengono utilizzate per rappresentare le azioni che l’Energy App richiede di compiere ad un dispositivo. Il modulo software che connette tra loro i vari dispositivi presenti all’interno di un’abitazione, via Bluetooth, WiFi o ZigBee, e questi ultimi con la smart grid, via Internet, è in grado di funzionare anche su piccoli computer, come ad esempio modem o altre piattaforme embedded, quali Raspberry pi. La configurazione dei vari dispositivi può essere effettuata dall’utente attraverso un’apposita interfaccia grafica semplice ed intuitiva. Ogni utente può:

- ✓ configurare i dispositivi in modo da soddisfare le proprie necessità di utilizzo;
- ✓ Monitorare i vari consumi di energia;
- ✓ scegliere a quale smart grid connettersi.

Le Energy App implementano logiche per gestire la flessibilità offerta da uno o più dispositivi. Diverse Energy App potranno in generale sfruttare una connessione all’unità di controllo centrale del sistema di DR per gestire la flessibilità da una prospettiva più ampia. Alcune Energy App invece, potrebbero essere in grado di gestire la flessibilità solamente a livello locale, ad esempio cercando di utilizzare maggiormente l'energia prodotta nello stesso edificio. In conseguenza di ciò pertanto ad esempio, alcuni edifici potrebbero utilizzare solamente un'Energy App per la propria flessibilità, altri edifici potrebbero utilizzare due o più Energy App per trarre vantaggio da un’interazione con diversi fornitori, come mostrato in figura 11.

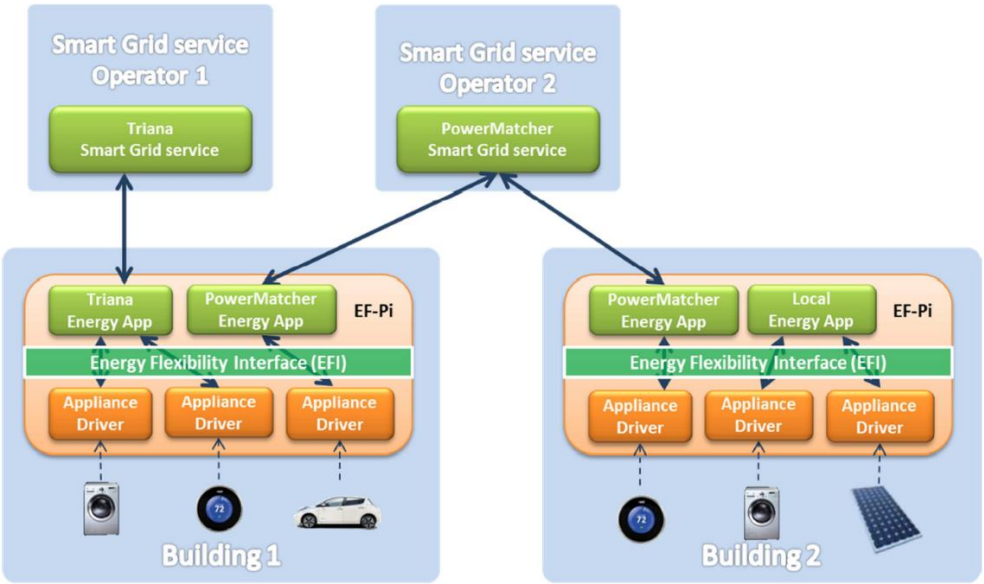

Figura 11 EF-Pi caso d'uso (Fonte: [5])

Lo schema riportato in figura 11 illustra un caso d'uso in cui risultano coinvolti due diversi operatori di rete che forniscono servizi di smart grid; un fornitore viene gestito attraverso l'Energy App denominata "Triana", mentre l'altro attraverso l'Energy App "PowerMatcher". Ognuno dei due operatori offre un servizio diverso all'utente finale in cambio di qualche incentivo. Nello schema sono rappresentati anche i rispettivi edifici degli utenti finali, ciascuno contenente le proprie "Appliances", ovvero gli elettrodomestici intelligenti, quali ad esempio: lavatrici, sistema di riscaldamento, veicoli elettrici, pannelli solari… Poiché, come osservato in precedenza, tutti gli elettrodomestici intelligenti avranno in generale le proprie *Application Programming Interface (API)* ed un particolare metodo di comunicazione ad essi associato, affinché EF-Pi sia in grado di comunicare con queste apparecchiature, sarà necessario installare i relativi "Appliance Driver", ovvero particolari software che consentono a tali dispositivi di comunicare, tramite EFI la propria flessibilità energetica all'Energy App. Un'Energy App è in grado di connettersi con tutti gli "Appliance Driver" disponibili, tuttavia un "Appliance Driver" può essere controllato solamente da un'unica entità, e pertanto potrà essere collegato ad una sola Energy App.

5.2 Energy@Home

L'associazione Energy@home ha lo scopo di sviluppare e promuovere tecnologie e servizi per l'efficienza energetica negli edifici intelligenti, basandosi sull'interazione tra i dispositivi utente e l'infrastruttura energetica. Obiettivo di questa iniziativa è quello di promuovere lo sviluppo e la diffusione di prodotti e servizi basati sull'interoperabilità e la collaborazione degli elettrodomestici. La figura 12 mostra la catena del valore dell'energia e quali siano gli attori coinvolti in questo progetto di integrazione orizzontale.

Figura 12 Energy@Home scope (Fonte: [7])

Tra i principali risultati ottenuti finora dall'associazione, meritano particolare attenzione:

- ✓ una prima serie di specifiche tecniche della rete domestica che sono state integrate nello standard ZigBee Home Automation 1.2;
- ✓ un sistema interoperabile e completamente integrato composto da gateway, contatore, prese ed elettrodomestici intelligenti;
- ✓ una prova sul campo effettuata in Italia che ha coinvolto 50 utenti;
- ✓ un progetto pilota per la sperimentazione del protocollo Energy@home, organizzato nei nei Paesi Bassi assieme all'utility olandese Enexis, che ha coinvolto 300 utenti;
- ✓ il rilascio del framework *Java-based Energy Management Application (JEMMA)*, framework open source di gestione dell'energia basato su Java, che consente di facilitare lo sviluppo di applicazioni di gestione dell'energia domestica;
- ✓ una serie di test di interoperabilità, tra cui alcuni incentrati sulla tecnologia ZigBee.

5.2.1 JEMMA

JEMMA è un framework basato su protocolli aperti che semplifica lo sviluppo di sistemi ed applicazioni per la gestione energetica in ambito domestico. È una piattaforma molto versatile e semplice da utilizzare; può essere installata infatti su un dispositivo apposito, denominato FlexGateway (http://www.cedac.com/portfolio_item/flexgateway/) o direttamente su PC, collegando ad esso un apposito dongle usb, denominato Flexkey (http://www.cedac.com/portfolio_item/flexkey/). Grazie a JEMMA, è possibile far interagire tra loro gli elettrodomestici ed altri dispositivi domestici certificati ZigBee. La piattaforma consente anche il monitoraggio di dispositivi non certificati ZigBee, collegando una spina (certificata ZigBee) tra il dispositivo in questione e la presa elettrica.

JEMMA è una soluzione “Plug & Play”, in quanto è in grado di rilevare e creare un'istanza dinamica del modulo driver corretto quando un nuovo dispositivo ZigBee viene collegato alla rete. Il framework implementa alcune interessanti funzionalità di previsione avanzata: in particolare effettua la stima del consumo degli elettrodomestici, suggerendo all’utente il comportamento migliore da adottare al fine di garantire un risparmio in termini economici ed ecologici. Il framework è inoltre predisposto per l’integrazione con diverse strutture di micro-generazione, come ad esempio i pannelli fotovoltaici. L'infrastruttura di comunicazione è progettata per trasportare e gestire in modo sicuro le svariate tipologie di dati sensibili trattati dal sistema, come ad esempio: consumo di energia, cicli della lavatrice, generazione di energia, etc…

JEMMA è un'implementazione basata sullo standard proposto da *Open Service Gateway initiative (OSGi),* un’organizzazione fondata nel 1999 da IBM, Oracle, Ericsson e altre multinazionali del settore IT con l’obiettivo di distribuire ed amministrare dei servizi in rete locale su dispositivi di diversa natura. La tecnologia OSGi si riferisce ad un framework per sviluppare sistemi Java nell’ambito di un'architettura modulare orientata ai servizi. I “bundles”, ovvero pacchetti chiave utilizzati per implementare le specifiche del protocollo Energy@home e consentire il monitoraggio e la gestione dell'energia sono in particolare: JavaGAL, ah.zigbee (Zigbee Network Manager), ah.hac (Home Automation Core) e Greenathome Appliance Broker. La protezione della privacy viene garantita invece dal servizio UserAdmin OSGi Standard.

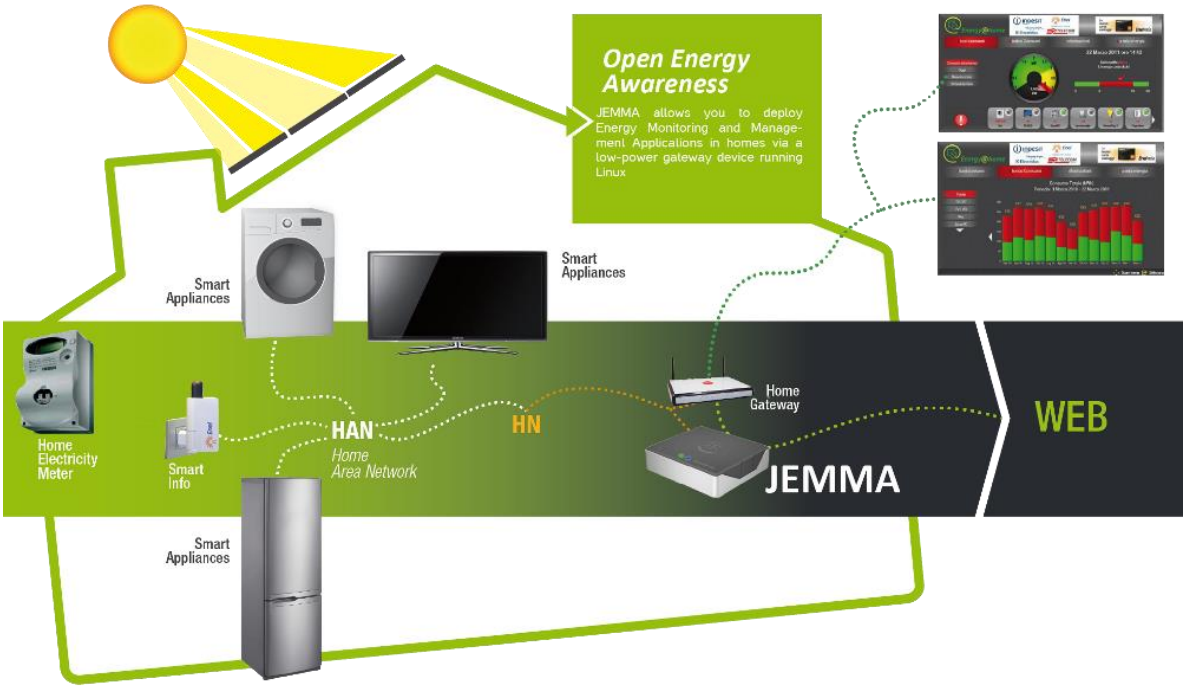

Figura 13 Architettura framework JEMMA (Fonte: [8])]

Il dominio a cui fa riferimento il framework JEMMA è quello domestico, rappresentato dallo scenario in figura 13, nell'ambito del quale è possibile osservare la presenza di differenti tipologie di sottorete: la *Home Area Network (HAN)*, ovvero l'infrastruttura che abilita le comunicazioni tra i vari sensori e attuatori installati all'interno dell'abitazione, la *Home Network (HN)*, ovvero la classica rete locale che abilita le comunicazioni tra PC ed altri dispositivi mobili, e la *Wide Area Network (WAN)*, ossia la rete che abilita la comunicazione con la rete Internet. Attraverso queste infrastrutture, tutti i componenti possono comunicare e coordinarsi tra loro. Energy@Home è in grado di interagire con i diversi componenti presenti all'interno di HAN e HN ed in particolare è focalizzato principalmente sulla definizione delle interfacce e dei servizi che possono essere forniti nel dominio domestico. All'interno della HAN, i dispositivi comunicano tra loro tramite il protocollo wireless ZigBee Home Automation versione 1.2 (sviluppato in collaborazione tra ZigBee Alliance e Energy@home). Queste specifiche internazionali definiscono tutti i livelli di comunicazione, tra cui la sintassi e la semantica dei messaggi scambiati tra i dispositivi. Ciò garantisce la piena interoperabilità tra sistemi e dispositivi di diversi produttori. I vari carichi presenti all'interno della HAN si interfacciano con il misuratore del DSO attraverso un gateway di misurazione intelligente, denominato "Smart Info", in grado di comunicare direttamente con il contatore elettronico domestico fornito dal DSO attraverso protocollo PLC, e fornire un sottoinsieme dei dati registrati dal gruppo di misura. Ulteriori dati aggiuntivi potrebbero essere eventualmente generati dallo stesso "Smart Info". Anche lo "Smart Info" fa parte della HAN e comunica con il resto della rete tramite il protocollo ZigBee. Inoltre, può essere configurato per inviare dati "push" ricevuti da tutti i contatori del DSO, oppure essere interrogato con polling per acquisire dati su richiesta. I dispositivi all'interno della HAN sono suddivisi in "legacy appliance" e " smart appliance". I primi corrispondono a dispositivi tradizionali, ossia che non implementano alcuna abilità comunicativa e possono essere controllati solo tramite smart plug. I secondi rappresentano un'evoluzione degli elettrodomestici standard. Rispetto ai dispositivi "legacy", questi ultimi incorporano nuove funzionalità come ad esempio: la visualizzazione di informazioni sul proprio consumi energetico (energia consumata, potenza istantanea, etc…), l'invio di tali informazioni ad altri dispositivi presenti sulla HAN, l'adattamento automatico del proprio comportamento in base alle informazioni sui consumi provenienti dall'ambiente domestico (ad esempio riducendo il carico quando i consumi globali della casa superano una determinata soglia), la cooperazione con altre entità al fine di ottimizzare l'utilizzo dell'energia, prevedendo lo spostamento nel tempo dell'avvio o il distacco del carico. Energy@home consente di definire messaggi che identificano il tipo di carico, dal momento che le "smart appliance" sono in grado di fornire informazioni quali ad esempio: il tipo di apparecchio, il nome del fornitore, la versione del firmware, etc…, nonché messaggi per il monitoraggio e controllo dell'avvio e dello stato funzionale, per comunicare informazioni di diagnostica ed eventuali errori, informazioni statistiche ed altri dettagli relativi allo specifico apparecchio. Energy@home ha definito anche tutti i messaggi necessari per configurare le "smart plug", ossia prese intelligenti in grado di comunicare dati di misura come il consumo energetico e la potenza istantanea e, dove il carico lo consente, di

controllare da remoto lo stato (acceso / spento) del proprio interruttore. Questi dispositivi potrebbero in qualche modo essere inclusi nella categoria “smart appliances”, sebbene non possano fornire controllo diretto sull'effetto delle attività di controllo remoto. L’elemento di coordinamento del sistema Energy@home è il *Customer Energy Management System (CEMS)*, ossia il sistema di gestione dell'energia del cliente, che in pratica svolge una funzione di gateway tra i vari dispositivi all’interno di HAN, HN e WAN. Il *Customer Energy Manager (CEM)* invece, è una particolare funzione logica che ottimizza il consumo e/o la produzione di energia sulla base dei segnali ricevuti dalla rete, delle impostazioni e dei contratti del consumatore e degli standard minimi di prestazione. Il CEMS raccoglie i messaggi inviati e ricevuti da tutti i dispositivi collegati. Ogni carico elettrico di un dispositivo intelligente può essere gestito tramite algoritmi di pianificazione che utilizzano la struttura dati definita in un “profilo di potenza”. Il “profilo di potenza” è un vettore che rappresenta il fabbisogno energetico di un dispositivo: ad esempio, nel caso di una lavatrice, ogni elemento del vettore rappresenta una fase del lavaggio. Ogni elemento è a fase programmabile, che non può essere interrotta, ed è descritta da quattro campi: 1) la potenza massima richiesta; 2) il tempo stimato richiesto; 3) l’energia consumata prevista; 4) il massimo ritardo consentito. Operativamente, il CEMS raccoglie il profilo di potenza di tutti i dispositivi collegati ed esegue un algoritmo di schedulazione per calcolare il ritardo di ogni avvio per ciascun dispositivo; questo permette di ottimizzare la domanda totale in termini di massima potenza e costo orario di energia. In ogni caso, la domanda totale sarà sempre legata ai vincoli imposti dall’utente, come ad esempio la durata di un lavaggio o la disponibilità di energia da parte di eventuali sistemi di produzione o stoccaggio presenti in casa. Altro elemento del sistema Energy@Home sono le cosiddette “user interface”, ossia le interfacce attraverso cui l’utente può visualizzare informazioni quali ad esempio: utilizzo di energia, profilo di potenza istantanea, dati storici e contrattuali relativi alla fornitura di energia e disponibili per ogni singolo dispositivo intelligente. Il livello di dettaglio ed il layout grafico dell'interfaccia è impostabile per ogni singolo dispositivo. Attraverso la “user interface”, è possibile trasmettere un messaggio di controllo alle varie “smart appliances” per richiedere una modifica del loro comportamento, ovvero configurare questi dispositivi in modo tale da variare il relativo profilo di consumo energetico, come ad esempio impostare un termostato per attivare il carico controllato solo in alcune fasce orarie.

5.2.2 Energy Aggregation Simulator

Questo progetto open source, sviluppato dall’RSE, l’organismo di ricerca del GSE, con il supporto dell’associazione Energy@Home, è un software di simulazione che al suo interno implementa funzioni di aggregazione dei flussi energetici. La piattaforma consente di analizzare il flusso di informazioni tra un TSO, un aggregatore ed i propri “customer”, attraverso protocolli di comunicazione standard, tra cui IEC 60870-104 e IEC 61850. I servizi relativi al protocollo IEC 61850 non sono inclusi nella versione open source del simulatore per ragioni di licenza, in quanto basati sulla libreria commerciale MMSLite sviluppata da SISCO (https://sisconet.com/our-products/mms-lite/).

Il dimostratore consente di simulare la fase di “operation” descritta nel paragrafo 4.2 e che in particolare coinvolge tre diverse tipologie di utenti: TSO, aggregatore e “customer”. L’architettura software è modulare, ed in particolare per ogni utente implementa un diverso set di servizi, ognuno in grado di essere eseguito in modo indipendente dagli altri. I servizi associati ad un determinato utente interagiscono tra loro attraverso un particolare database real-time denominato “Redis”, che in questo contesto viene utilizzato come uno strumento per lo scambio di messaggi. I servizi associati a utenti diversi invece interagiscono tra loro attraverso il particolare protocollo di comunicazione previsto per quella determinata interfaccia. In termini pratici, il simulatore consente, attraverso una serie di interfacce utente realizzate in tecnologia HTML5, di analizzare gli scambi informativi associati alla sequenza di interazioni di seguito descritta.

L’utente, attraverso l’interfaccia grafica associata al TSO, può definire un cosiddetto “comando di bilanciamento”, che a sua volta può essere inviato all’aggregatore tramite protocollo HTTP. La reale modalità di comunicazione utilizzata dal TSO non è nota, e la scelta di utilizzare questo particolare protocollo è dettata unicamente da motivi di praticità. Quando l’aggregatore riceve il “comando di bilanciamento”, può impostare una pianificazione della potenza attiva che dovrà essere ripartita sui vari “customer” gestiti, in modo da soddisfare le specifiche del comando ricevuto. In generale, la logica di pianificazione non è definita a priori; ad esempio, potrebbe essere una semplice procedura di equa ripartizione della potenza su tutte le unità, oppure corrispondere a funzioni più complesse che tengono conto dei diversi costi associati alle utenze, delle differenti caratteristiche tecniche delle unità coinvolte, etc… Poiché nel contesto del dimostratore l’obiettivo è focalizzare l’attenzione su gli scambi informativi che avvengono tra i vari attori coinvolti, e non si ha alcun interesse ad entrare nel merito della particolare logica di funzionamento utilizzata, si è optato per implementare la strategia più semplice. Di conseguenza, l’interfaccia grafica associata all’aggregatore mostra sia il “comando di bilanciamento” ricevuto dal TSO che la conseguente schedulazione determinata per i “customer” coinvolti. Il simulatore implementa anche alcuni moduli software per l’invio della schedulazione da parte dell’aggregatore ai vari “customer”, attraverso un protocollo di comunicazione predefinito. Non essendo definito al momento alcuno standard a livello normativo per lo scambio di informazioni tra aggregatore e “customer”, nel simulatore sono state implementate le due soluzioni considerate essere tra le più valide e potenzialmente adottabili: una soluzione è basata sul protocollo IEC 60870-104, l’altra sul protocollo IEC 61850, secondo il particolare profilo definito nella norma CEI 0-16. La scelta di implementare il protocollo IEC 60870-104 è legata dal fatto che Terna prevede questo standard per la raccolta delle misure fornite dall’aggregatore. L’utilizzo del protocollo IEC 61850 è invece dovuto al suo utilizzo nell’ambito della norma CEI 0-16. Il simulatore prevede un meccanismo per lo scambio periodico di informazioni, con periodo pari a 4 secondi, sia tra aggregatore e TSO che tra aggregatore e “customer”. In particolare, attraverso l’interfaccia grafica associata al “customer” è possibile visualizzare il comando ricevuto dall’aggregatore, e gli eventuali ulteriori sottocomandi di pianificazione generati ed inviati dal “customer” ai vari dispositivi da esso controllati, mentre

attraverso l'interfaccia grafica associata al TSO è possibile visualizzare l'andamento delle misure inviate dai vari "customer" all'aggregatore e dall'aggregatore al TSO.

Di seguito, si riporta un estratto della documentazione, relativo alla descrizione dei vari servizi implementati all'interno dell'attuale versione del simulatore, associati ad ognuna delle tre tipologie di utente.

Servizi associati al TSO:

1. ***terna_meas_receiver:*** *implementa un master per il protocollo IEC 60870-104, il quale si collega tramite protocollo TCP (usando la porta 2404 come default) al corrispondente servizio* ***aggregator_meas_producer*** *al fine di raccoglierne le misure aggregate. Tali misure devono pervenire a Terna dall'Aggregatore con periodo di 4 secondi e in conformità all'allegato A.42 del codice di rete Terna. Le misure ricevute vengono memorizzate nel database Redis, diventando in questo modo disponibili agli altri servizi associati all'attore Terna.*
2. ***terna_dashboard_backend:*** *implementa un semplice server HTTP che fornisce l'interfaccia grafica per lo svolgimento della simulazione, implementata mediante tecnologia HTML5.*
3. ***terna_dashboard_frontend:*** *è l'interfaccia grafica vera e propria, che comprende alcune parti codificate in linguaggio Javascript. In particolare viene gestito l'aggiornamento in tempo reale delle misure rese disponibili dal backend e l'invio verso l'aggregatore di un nuovo file comandi. Quest'ultimo viene inviato tramote protocollo HTTP al servizio* ***aggregator_cmd_receiver.***

Servizi associati all'Aggregatore:

1. ***aggregator_meas_producer****: implementa uno slave per il protocollo IEC 60870-104, il quale accetta connessioni TCP (usando la porta 2404 come default) da un master (in particolare, dal servizio* ***terna_meas_receiver****) al fine di inviare le misure aggregate disponibili ogni 4 secondi. Le misure hanno la struttura descritta nell'allegato A.42 del codice di rete Terna e vengono calcolate sulla base delle misure dei singoli Customer lette dal database Redis. Quest'ultimo viene popolato dai singoli servizi di interfaccia (****aggregator_customer_interface_CEI016*** *e* ***aggregator_customer_interface_60870****).*
2. ***aggregator_cmd_receiver****: implementa un server HTTP per la ricezione dei file comandi da Terna. I file ricevuti vengono memorizzati nel database Redis, diventando in questo modo disponibili agli altri servizi associati all'attore Aggregatore.*
3. ***aggregator_customer_scheduler****: implementa la logica di schedulazione dei Customer a fronte della ricezione di comandi da Terna. I comandi vengono letti dal database Redis, in cui sono scritti dal servizio* ***aggregator_cmd_receiver****. A sua volta la schedulazione prodotta da questo servizio*

viene scritta in Redis, diventando in questo modo disponibili agli altri servizi associati all'attore Aggregatore.

4. ***aggregator_dashboard_backend**: implementa un semplice server HTTP che fornisce l'interfaccia grafica per lo svolgimento della simulazione, implementata mediante tecnologia HTML5.*
5. ***aggregator_dashboard_frontend**: è l'interfaccia grafica vera e propria, che comprende alcune parti codificate in linguaggio Javascript. In particolare vengono visualizzati i comandi ricevuti dal TSO e le conseguenti schedulazioni prodotte per i Customer.*
6. ***aggregator_customer_interface_CEI016**: implementa un client IEC 61850 per l'invio di set-point di potenza e raccolta di misure verso Customer che presentano un'interfaccia conforme alla norma CEI 0-16 (servizio customer_interface_CEI016). I set-point di potenza vengono letti dal database Redis, dove sono stati scritti dal servizio **aggregator_customer_scheduler** e viceversa le misure lette tramite IEC 61850 vengono scritte in Redis, diventando in questo modo disponibili agli altri servizi associati all'attore Aggregatore.*
7. ***aggregator_customer_interface_60870**: implementa un master per il protocollo IEC 60870-104, il quale si collega tramite protocollo TCP (usando la porta 2405 come default) al corrispondente servizio **customer_interface_60870** al fine di raccoglierne le misure e inviare set-point di potenza. I set-point di potenza vengono letti dal database Redis, dove sono stati scritti dal servizio **aggregator_customer_scheduler** e viceversa le misure lette tramite IEC 60870-104 vengono scritte in Redis, diventando in questo modo disponibili agli altri servizi associati all'attore Aggregatore.*

Servizi associati al Customer:

Questo attore è implementato in due varianti: con interfaccia IEC 61850 (conforme al profilo previsto dalla norma CEI 0-16) e con interfaccia IEC 60870-104 (in analogia a quanto previsto per lo scambio dati tra Aggregatore e Terna). A parte le diverse interfacce di comunicazione, tutti gli altri servizi sono assolutamente gli stessi per entrambe le tipologie. In sintesi i servizi implementati sono quindi i seguenti:

1. ***customer_interface_60870** e **customer_interface_CEI016**: implementano l'interfaccia di comunicazione del Customer verso l'aggregatore per la ricesione di comandi e l'invio di misure. In particolare la prima implementa uno slave per il protocollo IEC 60870-104 il quale accetta connessioni TCP (usando la porta 2405 come default) da un master (in particolare, dal servizio **aggregator_customer_interface_60870**). Le misure seguono un formato del tutto analogo a quello previsto nella comunicazione Aggregatore-Terna, ma in questo caso anche l'invio di set-*

point avviene tramite 104 invece che tramite file comandi. Per quanto riguarda l'interfaccia IEC 61850 è stato invece utilizzato il modello dati previsto dalla norma CEI 0-16, implementando inoltre (sempre a livello dimostrativo) le soluzioni di sicurezza informatica previste dalla norma IEC 62351: a tale scopo è stata utilizzata la versione "sicura" della libreria MMSLite di Sisco.

2. ***customer_dashboard_backend**: implementa un semplice server HTTP che fornisce l'interfaccia grafica per lo svolgimento della simulazione, implementata mediante tecnologia HTML5.*
3. ***customer_dashboard_frontend**: è l'interfaccia grafica vera e propria, che comprende alcune parti codificate in linguaggio Javascript. In particolare vengono visualizzati i comandi ricevuti dall'aggregatore.*
4. ***customer_ems**: implementa la logica di schedulazione dei singoli dispositivi a fronte della ricezione di comandi dall'aggregatore. I comandi vengono letti dal database Redis, in cui sono scritti dal servizio **customer_interface_60870** o **customer_interface_CEI016**. A sua volta la schedulazione prodotta da questo servizio viene scritta in Redis, diventando in questo modo disponibili agli altri servizi associati all'attore Customer.*

A questo attore sarebbero inoltre associabili ulteriori servizi di comunicazione con i singoli dispositivi. Tale comunicazione potrebbe avvenire tramite un protocollo di comunicazione "locale" (nel senso di non connesso a Internet) come per esempio Modbus. Tali servizi non sono stati implementati nel simulatore, in quanto non di interesse dal punto di vista degli aspetti di interoperabilità (si tratta infatti di una scelta implementativa fatta dal Customer).

6. Conclusioni

Questo documento raccoglie una serie di riferimenti che rappresentano lo stato dell'arte per quanto riguarda il processo evolutivo in corso da diversi anni in Europa nel mercato elettrico.

Nel capitolo 1 viene introdotto il progetto cluster VIRTUALENERGY e le principali finalità che esso persegue. Nel capitolo 2 vengono forniti alcune definizioni e concetti di carattere generale, necessari per poter meglio comprendere i contenuti presentati nelle sezioni successive; in particolare, viene presentato il sistema elettrico ed il processo evolutivo che da diverso tempo sta modificando la configurazione dei diversi mercati elettrici in Europa, con ulteriori cenni per quanto concerne la situazione in Italia. Nel capitolo 3 vengono presentati i diversi contesti analizzati nell'ambito di questo studio, e che in particolare riguardano iniziative innovative promosse da aziende che operano o stanno investendo in questo particolare settore applicativo. Nel capitolo 4 vengono illustrati i principali processi che implementano alcuni modelli di business attualmente in fase di sperimentazione nell'ambito dei progetti pilota avviati in Italia da Terna. Il capitolo 5 infine, illustra le tecnologie ritenute essere di maggior interesse per le finalità operative del progetto VIRTUALENERGY, in quanto strumenti che consentono di implementare in maniera rapida ed efficiente un sistema per la gestione delle risorse energetiche distribuite attraverso un approccio aperto e flessibile.

In estrema sintesi, la centrale elettrica virtuale è il concetto principale verso cui convergono le varie parti di questo documento. Un VPP può essere considerato come un'implementazione del concetto di *Internet of Energy (IoE)*, in cui viene realizzata l'integrazione di differenti micro-sorgenti di energia, tra cui: nanogrids, veicoli elettrici, generazione distribuita e sistemi di storage, gestiti in maniera intelligente attraverso l'impiego di smart devices. L'elemento principale implementato all'interno del progetto VIRTUALENERGY sarà un prototipo di EMS. La sua validazione suppone la disponibilità di dati e modelli relativi a generazione e consumi, nonché un ambiente in grado di simulare un mercato dell'energia, quale ad esempio una piattaforma decentralizzata di trading dell'energia prodotta localmente, in cui le transazioni avvengono in maniera indipendente, ovvero senza la necessità di un intermediario centrale, grazie all'opportuno utilizzo della tecnologia blockchain. Oltre a garantire una minore variabilità dell'energia prodotta dalle fonti rinnovabili, un sistema di questo tipo consentirebbe di incrementare l'efficienza e la sicurezza della rete di potenza, ed al contempo ridurre i costi del sistema di distribuzione, grazie ad un utilizzo più efficiente degli asset esistenti.

Come discusso, una probabile evoluzione dell'attuale sistema di distribuzione dell'energia elettrica, è rappresentata dalla possibilità di raggruppare svariati produttori di energia dislocati in diverse aree geografiche, e controllare queste risorse attraverso soggetti quali: aggregatori, ESCO o VPP, a loro volta

coordinati in maniera intelligente dai *BSP*. In conclusione, i VPP rappresentano una soluzione tecnologica in grado di rispondere alle emergenti necessità che l'evoluzione del sistema energetico impone.

Bibliografia

[1] P. d. M. RSE, Partecipazione della domanda flessibile al mercato del servizio di dispacciamento, Roma: Associazione Energy@home, 2018.

[2] Flexible Power Alliance Network, «PowerMatcher Suite - Transactive Smart Energy,» 2020. [Online]. Available: http://flexiblepower.github.io/.

[3] I. Meeke, «Extending PowerMatcher to Reduce Peak Demand Created by Electric Vehicles,» University of Dublin, Trinity College, Dublin, 2017.

[4] W. W. M. K. Bram van der Waaij, «White paper Energy Flexibility Platform and Interface (EF-Pi) - How the developments in the Energy Flexibility Market can be accelerated,» TNO Innovation for Life, 2015.

[5] M. K. W. W. B. R. Ewoud Werkman, «EFI 2.0 Specification,» Flexible Power Alliance Network.

[6] Energy@Home, «Energy@Home,» 2020. [Online]. Available: http://www.energy-home.it/SitePages/Home.aspx.

[7] Energy@Home, «Jemma,» 2020. [Online]. Available: http://ismb.github.io/jemma.

[8] D. Pala, «Energy Aggregation Simulator - Architettura,» 2020. [Online]. Available: https://danielepala.bitbucket.io/energy-aggregation-simulator/.

[9] Centrali Next Srl, «Hub della conoscenza,» [Online]. Available: https://www.centrali-next.it/it/hub-della-conoscenza.

[10] «VIRTUALENERGY: A project for testing ICT for virtual energy management».

[11] Bergamo Scienza e Ambiente, [Online]. Available: https://www.epqformula.it/2018/10/08/a-bergamo-scienza-e-ambiente-si-parla-di-demand-response-epq-sul-corriere-della-sera-6-ottobre-2018/.

Indice Abbreviazioni

ACER: Agency for the Cooperation of Energy Regulators

API: Application Programming Interface

ARERA: Autorità di Regolazione per Energia, Reti ed Ambiente

BSP: Balance Service Provider

CEM: Customer Energy Manager

CEMS: Customer Energy Management System

CM: Capacity Market

CP: Cabine Primarie

CS: Cabine Secondarie

DEM: Distributed Energy Management System

DER: Distributed Energy Resources

DR: Demand Response

DSO: Distribution System Operator

DSO: Distribution System Operators

EOM: Energy Only Market

ESMP: European Stype Market Profile

ESMP: European Stype Market Profile

FAN: Flexiblepower Alliance Network

FRNP: Fonti Rinnovabili Non Programmabili

GME: Gestore dei Mercati Energetici

GPIO: General Purpose Input Output

GSE: Gestore dei Servizi Energetici

HAN: Home Area Network

HN: Home Network

IEM: Internal Energy Market

IoE: Internet of Energy

IoT Internet of Things

JEMMA: Java-based Energy Management Application

KPI: Key Performance Indicator

MB: Mercato del Bilanciamento

MGP: Mercato del Giorno Prima

MI: Mercato Infragiornaliero

MSD: Mercato dei Servizi di Dispacciamento

MTE: Mercati a Termine

OSGi : Open Service Gateway initiative

PLC: Power Line Communication

PUN: Prezzo Unico Nazionale

RSE: Ricerca Sistema Energetico

RUP: Registro di Unità di Produzione

TIDE: Testo Integrato per il Dispacciamento Elettrico

TSO: Transmission System Operator

TSO: Transmission System Operator

UE Unione Europea

UVA: Unità Virtuali Abilitate

UVAC: Unità Virtuali Abilitate di Consumo

UVAM: Unità Virtuali Abilitate Miste

UVAP: Unità Virtuali Abilitate di Produzione

VPP: Virtual Power Plant

WAN: Wide Area Network