

# UNIVERSITÀ DI PISA

Facoltà di Ingegneria

Corso di Laurea Specialistica in Ingegneria Elettrica

Dipartimento di Ingegneria dell'Energia e dei Sistemi



## **STRATEGIE DI OTTIMIZZAZIONE TECNICO-ECONOMICA DI UN AGGREGATO DI UTENZE ATTIVE E PASSIVE**

Tesi di:

Antonino Russo

matricola 440623

Relatori:

Prof. Ing. Stefano Barsali

Ing. Davide Poli

Tutor d'azienda:

Ing. Sandra Scalari

*11 Luglio 2011*

# Indice

<i>Sommario</i>	1
<b>1. Introduzione</b>	3
<b>2. Liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica</b>	
2.1 Passaggio da un sistema verticalmente integrato a un sistema liberalizzato	5
2.2 Le novità nel settore elettrico a seguito del processo di liberalizzazione	7
2.3 Il mercato dell'energia elettrica in Italia	9
2.3.1 <i>I mercati in Italia</i>	9
2.3.1.1. <i>Mercato a Pronti dell'energia elettrica (MPE)</i>	10
2.3.1.2. <i>Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE)</i>	12
2.3.1.3. <i>Piattaforma dei Conti Energia (PCE)</i>	12
2.3.2 <i>Interazioni fra i vari attori del mercato elettrico italiano</i>	13
<b>3. Risorse energetiche distribuite (DER)</b>	
3.1 Introduzione	15
3.2 Impianti eolici	16

3.3	Impianti minieolici	21
3.4	Impianti fotovoltaici	26
3.5	Accumulatori elettrici	30
3.6	CHP, micro CHP, CCHP	36
<b>4.</b>	<b>Virtual Power Plant</b>	
4.1	Evoluzione del sistema elettrico	40
4.2	Varie definizioni di VPP presenti in letteratura	45
4.3	Stato dell'arte delle strategie di gestione di un VPP	47
4.3.1	<i>Progetti europei presenti in letteratura</i>	48
<b>5.</b>	<b>Progetto FENIX</b>	
5.1	Introduzione	50
5.2	Il Virtual Power Plant (VPP) secondo FENIX	52
5.2.1	<i>Commercial Virtual Power Plant (CVPP)</i>	55
5.2.2	<i>Technical Virtual Power Plant (TVPP)</i>	56
5.3	Interazione CVPP & TVPP	57
5.4	Architettura proposta in FENIX	58
5.4.1	<i>Architettura a duplice obiettivo</i>	61
5.5	Quadro contrattuale	62
5.5.1	<i>La struttura contrattuale in FENIX</i>	63
5.6	Percorsi di accesso al mercato per i DER in ambito FENIX	63
5.6.1	<i>Accesso al mercato elettrico</i>	64
5.6.2	<i>Accesso al mercato dei servizi ancillari lato trasmissione</i>	67
5.6.2.1	<i>Disposizioni attuali per l'accesso al mercato dei servizi ancillari lato trasmissione</i>	67
5.6.2.2	<i>Vie di accesso al mercato dei servizi ancillari in ambito FENIX</i>	67
5.6.3	<i>Accesso al mercato dei servizi ancillari lato distribuzione</i>	68
5.7	DER – CVPP	69
5.8	CVPP – TVPP	72

5.9	CVPP – Mercato	73
5.10	CVPP – TSO	74
<b>6.</b>	<b>FENIX: casi studio dimostrativi</b>	
6.1	Introduzione	77
6.2	Northern scenario: Woking Borough Council (Regno Unito)	78
6.2.1	<i>Funzionamento del CVPP</i>	81
6.3	Southern scenario: Alava distribution network (Spagna)	82
6.3.1	<i>Mercato del giorno prima</i>	85
6.3.2	<i>Riserva terziaria</i>	87
6.3.3	<i>Controllo della tensione</i>	88
6.4	Dimostrazione in laboratorio presso il Fraunhofer IWES (Germania)	90
6.4.1	<i>Regolazione secondaria della frequenza</i>	92
6.4.2	<i>Controllo della potenza reattiva</i>	92
6.5	Nuovi prodotti e funzionalità sviluppate dai costruttori	93
6.5.1	<i>Sistemi di gestione SIEMENS</i>	93
6.5.2	<i>Le nuove funzionalità di AREVA</i>	95
6.5.3	<i>FENIX box</i>	95
<b>7.</b>	<b>Progetto ADDRESS</b>	
7.1	Introduzione	97
7.2	Architettura proposta in ADDRESS	99
7.3	Descrizione dei servizi forniti dall'Active Demand (AC)	102
7.3.1	<i>Servizi e prodotti ADDRESS</i>	104
7.3.2	<i>Relazioni fra i vari attori</i>	107
7.3.2.1	<i>Relazioni fra i partecipanti regolamentati</i>	107
7.3.2.2	<i>Relazioni fra i partecipanti regolamentati e i partecipanti deregolamentati</i>	109
7.4	Casi d'uso dei servizi AD	111
7.4.1	<i>Casi d'uso per attori deregolamentati (sulla base del rivenditore)</i>	111

7.4.2	<i>Casi d'uso per attori regolamentati (sulla base del DSO)</i>	117
7.5	L'aggregatore e la flessibilità dei consumatori in ADDRESS	123
7.5.1	<i>Principali funzioni svolte dall'aggregatore</i>	123
7.5.2	<i>Rapporti con gli attori del sistema elettrico per la fornitura dei prodotti AD</i>	125
7.5.2.1	<i>Rapporti con i consumatori e l'Energy Box</i>	126
7.5.2.2	<i>Monitoraggio dei servizi AD forniti</i>	128
7.5.2.3	<i>Partecipazione degli aggregatori nei mercati organizzati</i>	129
7.5.3	<i>Attività interne dell'aggregatore</i>	129
7.5.4	<i>Flessibilità dei consumatori</i>	133
7.6	Architettura commerciale e tecnica in ADDRESS	134
7.6.1	<i>Descrizione delle architetture tecniche e commerciali in ADDRESS</i>	134
7.6.1.1	<i>Sub-processi interni (parte superiore del diagramma dell'architettura)</i>	137
7.6.1.2	<i>Interazione tra gli attori (parte inferiore del diagramma dell'architettura)</i>	138
7.6.2	<i>Problematiche relative all'implementazione delle architetture ADDRESS</i>	141
7.7	FENIX vs ADDRESS	143
<b>8.</b>	<b>Progetto Smart grid Navicelli</b>	
8.1	Generalità del progetto	146
8.2	Caratterizzazione del sito	147
8.2.1	<i>Sviluppi previsti</i>	149
8.3	La rete di distribuzione	151
8.3.1	<i>Stato attuale</i>	151
8.3.2	<i>Sviluppi previsti</i>	156
8.4	Obiettivi operativi del progetto	157
8.5	Possibili logiche di ottimizzazione economica di un aggregato di utenze attive e passive	158
8.5.1	<i>Ipotesi di base</i>	158

8.5.2	<i>Funzione obiettivo, variabili di controllo e vincoli</i>	158
8.5.3	<i>Logiche di aggregazione delle utenze</i>	160
8.5.4	<i>L'orizzonte temporale in esame</i>	161
8.6	Architettura di controllo	162
8.7	Individuazione di algoritmi per la gestione ottimizzata	162
8.7.1	<i>Modello di rete semplificata</i>	163
8.8	Successive fasi del lavoro previste per il completamento dell'algoritmo	167
8.8.1	<i>Scenari di simulazione</i>	168
<b>Conclusioni.....</b>		<b>170</b>
<b>Bibliografia.....</b>		<b>172</b>

# Indice delle figure

Figura 1 – Attuale struttura del mercato elettrico italiano (Fonte: GME) .....	13
Figura 2 - Coefficiente di potenza della turbina.....	17
Figura 3 - Differenti configurazioni per i generatori eolici .....	19
Figura 4 - Regioni operative della turbina.....	20
Figura 5 - Tipici aerogeneratori ad asse orizzontale.....	24
Figura 6 - Tipici aerogeneratori ad asse verticale .....	24
Figura 7 - Esempio dei componenti di un aerogeneratore da 5 kW .....	25
Figura 8 - Schemi di impianti minieolici collegati alla rete.....	25
Figura 9 – Numerosità e potenza totale cumulata degli impianti entrati in esercizio con il conto energia (fonte GSE).....	26
Figura 10 – Stringa fotovoltaica.....	27
Figura 11 – Impianti grid connected.....	28
Figura 12 – Impianti stand alone .....	29
Figura 13 - Caratteristica voltamperometrica (V-I) per una cella tradizionale al silicio in condizioni standard .....	29
Figura 14 – Esempi di aree di applicazione di batterie.....	31
Figura 15 - Applicazioni dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico.....	34
Figura 16 – Produzione in cogenerazione .....	37
Figura 17 – Produzione separata.....	37

Figura 18 – Produzione in trigenerazione .....	39
Figura 19 - Paradigmi di generazione attuale e distribuita .....	41
Figura 20 – Scenario futuro della rete elettrica.....	42
Figura 21 – Flussi di potenza in assenza di GD .....	42
Figura 22 – Effetto della penetrazione della GD.....	43
Figura 23 – Flussi di potenza ottimali della GD .....	43
Figura 24 – Flussi di potenza in presenza di forte penetrazione di GD.....	44
Figura 25 – Esempio di un aggregato di DER gestite in Virtual Power Plant .....	47
Figura 26 – Posizionamento dei vari progetti EU in funzione dei campi di cui si sono occupati.....	48
Figura 27 – Posizionamento dei vari progetti EU in funzione all'architettura di controllo ...	49
Figura 28 – Partners che hanno lavorato nel progetto FENIX .....	51
Figura 29 – Relativi livelli di capacità del sistema .....	52
Figura 30 – Unità DER aggregate in VPP .....	53
Figura 31 – Attività del CVPP .....	55
Figura 32 – Attività del TVPP .....	57
Figura 33 – Interazione fra CVPP e TVPP .....	58
Figura 34 – Architettura generale proposta in FENIX.....	59
Figura 35 – Architettura gerarchica di controllo delle unità DER .....	60
Figura 36 – Architettura a duplice obiettivo .....	61
Figura 37 – Struttura contrattuale richiesta in FENIX.....	63
Figura 38 – Requisiti contrattuali DER – CVPP.....	70
Figura 39 - Requisiti contrattuali CVPP – TVPP.....	73
Figura 40 – Possibile struttura di contratto CVPP – Market.....	74
Figura 41 – Possibile struttura di contratto CVPP – TSO .....	76
Figura 42 – Architettura realizzata nel Northern Scenario .....	79
Figura 43 – Northern Scenario.....	79
Figura 44 – Questo schema illustra i componenti del CVPP utilizzati nel Northern Scenario .	80
Figura 45 – Mappa della provincia di Alava .....	83

Figura 46 – Architettura realizzata nel Southern Scenario .....	84
Figura 47 – Mercato del giorno prima .....	86
Figura 48 – Validazione del programma di generazione del giorno prima .....	86
Figura 49 – Algoritmo applicato nel mercato del giorno prima .....	87
Figura 50 – Riserva terziaria in tempo reale .....	88
Figura 51 – Voltage Var Control (VVC) .....	89
Figura 52 - Architettura VPP in DeMoTec.....	90
Figura 53 – Topologia di rete configurabile in DeMoTec.....	91
Figura 54 – Distribuzione ottimizzata delle variazioni di potenza attiva delle unità di energia distribuita in seguito a un segnale di richiesta per la regolazione secondaria di frequenza inviato al portfolio DeMoTec-VPP .....	92
Figura 55 - Distribuzione della fornitura di potenza reattiva dei tre generatori distribuiti (turbina eolica (WT), impianto fotovoltaico (PV) e impianto biogas) al minimo costo di esercizio .....	93
Figura 56 – Architettura per l'interazione fra DER, DEMS, DSO e mercato .....	94
Figura 57 – FENIX box.....	96
Figura 58 – Consorzio ADDRESS .....	98
Figura 59 – Architettura proposta in ADDRESS.....	100
Figura 60 – Caso d'uso per attori deregolamentati: SRP, modellazione del carico a breve termine .....	Errore. Il segnalibro non è definito.
Figura 61 – Caso d'uso per attori deregolamentati: CRP. riserva per gestire rischi a breve termine .....	116
Figura 62 – Caso d'uso per attori regolamentati: Scheduled re-profiling per la regolazione della tensione e dei flussi di potenza (slow) .....	119
Figura 63 - Caso d'uso per attori regolamentati: Conditional re-profiling per la regolazione della tensione e dei flussi di potenza (fast) .....	122
Figura 64 – Panoramica delle funzionalità interne dell'aggregatore .....	125
Figura 65 - Possibili interazioni tra l'Energy Box e gli altri attori .....	127
Figura 66 – Possibile struttura per gli input e gli output del sistema di ottimizzazione di "Scheduling e Trading" dell'aggregatore .....	132
Figura 67 – Illustrazione del diagramma di processo nell'architettura ADDRESS .....	135
Figura 68 – Diagramma di processo nell'architettura ADDRESS .....	136

Figura 69 – Diagramma UML: Relazioni commerciali fra gli attori.....	139
Figura 70 – Diagramma UML: Relazioni tecniche fra gli attori .....	140
Figura 71 – Planimetria attuale dell'area della Darsena .....	148
Figura 72 – Planimetria futura dell'area della Darsena .....	150
Figura 73 - Architettura della porzione di rete MT di interesse .....	152
Figura 74 - Schema elettrico della cabina primaria di Porta a Mare .....	153
Figura 75 - Architettura della linea Aeroporto.....	155
Figura 76 - Architettura della linea Navicelli e della linea Mortellini .....	155
Figura 77 - Rappresentazione dei cambiamenti topologici della porzione di rete MT (linea Aeroporto, linea Navicelli) .....	156
Figura 78 – Modello di rete radiale oggetto di studio .....	164
Figura 79 – Risultati load flow in ambiente DIgSILENT .....	166
Figura 80 – Profilo di tensione .....	167

# Indice delle tabelle

Tabella 1 - Rendimenti record delle celle fotovoltaiche (2008) .....	27
Tabella 2 - Applicazioni dei sistemi di accumulo al sistema elettrico .....	32
Tabella 3 – Caratterizzazione di un Virtual Power Plant.....	54
Tabella 4 - Vie di accesso al mercato elettrico per vari tipi di DER sotto gli accordi di mercato correnti e nell'ottica FENIX .....	65
Tabella 5 - Vie di accesso al mercato dei servizi ancillari, lato trasmissione, per vari tipi di DER sotto gli accordi di mercato correnti e nell'ottica FENIX .....	68
Tabella 6 - Vie di accesso al mercato dei servizi ancillari, lato distribuzione, per vari tipi di DER sotto gli accordi di mercato correnti e nell'ottica FENIX .....	69
Tabella 7 – Sommario delle aspettative dei DSO e TSO .....	103
Tabella 8 – I tre principali tipi di servizi AD per DSO e TSO.....	103
Tabella 9 – Prodotti AD e loro principali caratteristiche .....	105
Tabella 10 – Servizi AD per attori regolamentati e deregolamentati.....	106
Tabella 11 – Aziende consorziate .....	147
Tabella 12 - Utenze connesse alle linee Aeroporto, Navicelli, Mortellini .....	154
Tabella 13 – Confronto fra i valori di tensione ottenuti .....	167

# Sommario

Questo lavoro di tesi nasce come attività di ricerca denominata "Smart grid Navicelli" coordinata da Enel Ingegneria & Innovazione a cui hanno preso parte, oltre all'Università di Pisa (Dipartimento di Ingegneria dell'Energia e dei Sistemi), vari partner industriali e non.

Il progetto "Smart grid Navicelli" è un importante progetto finanziato dalla Regione Toscana il cui obiettivo è l'integrazione delle tecnologie che consentano di ripensare il design e il funzionamento della rete elettrica convenzionale in chiave dinamica, attraverso lo sviluppo di sistemi innovativi di gestione delle reti termiche ed elettriche basati sulla cogenerazione e sull'accumulo energetico. La società Navicelli S.p.A. è un consorzio di aziende (principalmente cantieri navali) che dispongono di risorse energetiche distribuite di varia natura (accumulatori energetici, impianti fotovoltaici, eolici...). L'attività di ricerca "Smart grid Navicelli" ha come obiettivo quello di sviluppare strategie di gestione ottimizzata di un hub energetico.

L'obiettivo del seguente lavoro di tesi consiste quindi nell'identificazione di alcune strategie di ottimizzazione tecnico-economiche di un aggregato di utenze attive e passive e nello sviluppo dei relativi algoritmi di controllo.

In una prima fase del lavoro si è cercato di riportare lo stato dell'arte sulle strategie di gestione di un aggregato di Distributed Energy Resources (DER). Da una attenta analisi del materiale che si trova in letteratura, è emerso che molti progetti si stanno occupando dei problemi relativi all'integrazione delle unità DER con la rete elettrica di distribuzione in modo tale che quest'ultimi possano partecipare alle operazioni di rete e alle attività relative al mercato. Un possibile modo per permettere alle unità DER di acquisire visibilità agli operatori di mercato e agli operatori di rete, consiste nell'aggregare tali unità all'interno di quelle che vengono denominate Virtual Power Plant

(VPP). All'interno di questo lavoro di tesi vengono largamente analizzati i progetti FENIX e ADDRESS in quanto ritenuti i più interessanti per i nostri scopi.

Nella seconda fase del lavoro si è cercato di individuare alcune logiche di ottimizzazione di un aggregato di utenze attive e passive da applicare all'hub energetico "Navicelli" individuando algoritmi di ottimizzazione da implementare in un ambiente di simulazione. L'ambiente di simulazione scelto è stato Microsoft Office Excel.

In tale attività di ricerca si è cercato quindi di proporre un'idea di aggregazione economica-gestionale che si pone come ulteriore strato a qualcosa che già esiste; cioè la situazione attuale prevede un quadro normativo regolatorio di mercato che vede remunerati certi tipi di funzioni e che essenzialmente non ha ancora incentivato un aggregazione trasversale, in tale lavoro ci si è posto come obiettivo quello di proporre e dimostrare che potrebbe essere economicamente conveniente un layer virtuale superiore "Virtual Power Plant" che comandi, secondo funzioni obiettivo comuni, soggetti che finora hanno lavorato in maniera disaggregata.

# 1

## Introduzione

Negli ultimi anni, grazie anche ai processi di liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, vi è stata una costante crescita della penetrazione nei sistemi elettrici della cosiddetta generazione distribuita, soprattutto da fonte rinnovabile, crescita che pone non poche problematiche tra loro interconnesse di carattere primariamente tecnico e successivamente di tipo normativo, economico ed ambientale. Uno degli effetti della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, infatti, riguarda la comparsa di nuovi produttori che ritengono imprenditorialmente attraente l'idea di effettuare investimenti per la realizzazione e l'esercizio di nuovi impianti di produzione in virtù della possibilità di impiegare nuovi impianti e tecnologie con rendimenti nettamente più elevati rispetto alle vecchie centrali tradizionali e, inoltre, fruire dei possibili benefici economici derivanti da eventuali incentivi legati al tipo di produzione (ad esempio da fonti rinnovabili).

In uno scenario, dunque, di grossa diffusione di risorse energetiche distribuite di piccola taglia (DER "Distributed Energy Resources"), nasce l'esigenza di integrare tali risorse nelle operazioni di rete e nelle attività relative al mercato, operazioni queste attualmente non possibili viste le piccole taglie di tali unità. Questo permetterebbe ai proprietari di tali unità DER la possibilità di massimizzare i loro profitti dal momento che il passaggio da un sistema verticalmente integrato a un sistema liberalizzato ha shiftato la funzione obiettivo da una minimizzazione dei costi a una massimizzazione dei profitti.

Per facilitare l'accesso di tali risorse energetiche distribuite nelle suddette attività si è cercato di trovare delle soluzioni che potessero permettere il soddisfacimento di tale obiettivo. La soluzione che si ritiene essere la più ovvia consiste nell'aggregare tali risorse all'interno di quelle che vengono denominate Virtual Power Plant (VPP), ossia centrali virtuali costituite da tali aggregati di risorse (generatori e carichi) che garantiscono rispetto alle vecchie centrali convenzionali una maggiore flessibilità dovuta alla presenza di un'ampia gamma di risorse energetiche di cui disporre. Il concetto di VPP darebbe visibilità alle risorse distribuite sia agli operatori di mercato che agli operatori di sistema. Tale aggregato di risorse verrebbe ad essere gestito da una figura nuova nello scenario elettrico, ossia la figura dell'aggregatore il quale permetterebbe l'accesso di tali risorse distribuite nelle operazioni di rete e nei mercati elettrici con l'obiettivo di massimizzare i profitti delle unità DER sotto il suo controllo.

Oltre al concetto di Virtual Power Plant, attualmente sono sotto osservazione altri tipi di approcci di aggregazione per permettere l'integrazione delle risorse distribuite nei sistemi elettrici del futuro "smart grids", fra i quali ricordiamo: Active Distribution Networks, Cells, Microgrids, Virtual Utilities.

# 2

## Liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica

### 2.1 Passaggio da un sistema verticalmente integrato a un sistema liberalizzato

L'energia elettrica ha sempre giocato un ruolo molto importante in ambito sociale, ciò ha portato a considerarla per lungo tempo come un bene di pubblica utilità, il cui sfruttamento poteva essere garantito esclusivamente dallo stato, o da società da esso controllate. Ciò ha portato alla nascita di monopoli nazionali direttamente gestiti dagli Stati, con la formazione di strutture verticalmente integrate in cui la generazione, la trasmissione e la distribuzione erano controllate da un unico ente (in Italia: ENEL). L'intento iniziale era quello di favorire un più regolare sviluppo delle reti elettriche e un maggiore coordinamento tra le diverse attività legate all'energia elettrica, razionalizzando le risorse disponibili. Questo ha permesso progressi considerevoli nelle caratteristiche di sicurezza di funzionamento e qualità del servizio elettrico, con

il conseguimento di traguardi probabilmente non raggiungibili da altre forme di mercato nelle condizioni in cui si è sviluppato il sistema elettrico.

L'adozione dei sistemi verticalmente integrati è continuata finché, a partire dai primi anni '90, si è avvertita l'esigenza di modificare la struttura del mercato elettrico verso forme più competitive. Inghilterra e Galles hanno iniziato a ristrutturare il loro sistema elettrico, eliminando la struttura verticalmente integrata preesistente e favorendo la vendita concorrenziale dell'energia elettrica attraverso la nascita di compagnie private. Ciò ha portato a separare le attività di generazione, trasmissione e distribuzione, lasciando il coordinamento al gestore della rete di trasmissione, quale operatore indipendente di sistema (ISO). L'indicazione britannica è stata poi seguita, sebbene con modalità diverse, dalla Norvegia, dall'Australia, dalla Nuova Zelanda e nel 1992, attraverso il National Energy Policy Act (NEPA), dagli Stati Uniti.

Successivamente la Direttiva Europea 96/92/CE [1], relativa a "*Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*" ha introdotto ufficialmente il concetto di mercato dell'energia elettrica, innescando un processo di riforma radicale del settore elettrico per il quale l'energia elettrica perdeva la sua connotazione di bene pubblico e diveniva una merce libera. Il processo di deregolamentazione è quindi continuato attraverso una serie di direttive nazionali, che hanno portato all'adeguamento dei singoli mercati elettrici alle disposizioni comunitarie (come, ad esempio, nel caso italiano del Decreto Legislativo 16/3/1999 n.79, noto come "Decreto Bersani [2]").

In ogni stato il passaggio alla nuova forma di mercato è avvenuto secondo forme e tempi legati all'assetto preesistente di ciascun sistema elettrico e a ragioni sia storiche che politiche. Nei paesi caratterizzati da strutture decisionali maggiormente centralizzate, ad esempio, il processo di trasformazione è avvenuto attraverso lunghi tempi di transizione (vedi Italia e Francia). In questi casi, infatti, l'esigenza di limitare i compiti e l'autorità dell'ente verticalmente integrato ha comportato, ai fini dell'organizzazione e della sicurezza del sistema elettrico, la necessità di adottare una maggiore cautela nel processo di trasformazione del mercato.

La liberalizzazione del mercato elettrico ha comportato non pochi problemi, infatti, a differenza di altri mercati liberalizzati, esistono delle particolarità che rendono il mercato elettrico differente. Tra queste vi è l'impossibilità di accumulare energia in forma elettrica in quantità significative, le grandi variazioni giornaliere e stagionali della domanda, i requisiti operativi per il sistema elettrico di qualità e sicurezza, e le

proprietà e i limiti del sistema di trasmissione che trasporta energia elettrica dai generatori ai carichi.

## 2.2 Le novità nel settore elettrico a seguito del processo di liberalizzazione

Il processo di liberalizzazione ha dato vita a strutture organizzative distinte da Paese a Paese anche in base all'influenza di fattori specifici locali, come la forma del territorio e la topologia della rete di trasmissione, la concentrazione di rilevanti risorse energetiche, il mix di produzione e soprattutto fattori storici e socio-politici.

Caratteristica comune a tutti i sistemi attualmente liberalizzati è comunque la presenza di:

- Un **Operatore di Mercato**, che gestisce una o più borse per la programmazione a breve termine della produzione (i cosiddetti mercati giornaliero e intragiornaliero). Tali mercati spot costituiscono, insieme alla contrattazione bilaterale (OTC, Over The Counter), la principale modalità di incontro tra la domanda (carico) e l'offerta (produzione).
- Un **Operatore di Sistema (ISO, Independent System Operator)**, che gestisce la rete di trasmissione ed è responsabile dell'affidabilità del sistema; l'ISO verifica infatti la sicurezza del punto di lavoro previsionale indicato dai mercati dell'energia ed eventualmente lo corregge ricorrendo ai mercati dei servizi ausiliari di sistema, su cui acquista le risorse di regolazione e bilanciamento. Inoltre l'ISO monitora in tempo reale la corretta copertura del carico secondo quanto programmato ed eventualmente effettua azioni correttive post-evento, selezionando le risorse di bilanciamento in base a liste economiche di merito stabilite ex-ante. In caso di emergenza, assume poteri assoluti e centralizzati gestendo la difesa del sistema e la sua eventuale riaccensione.

In Italia, il processo di liberalizzazione del mercato elettrico, come si diceva sopra, fu avviato dalla commissione europea nel 1996 con l'approvazione della direttiva comunitaria n. 96/92/CE recepita in Italia il 16 marzo 1999.

Obiettivo principale della direttiva è la realizzazione di un mercato dell'energia elettrica competitivo, in grado di assicurare la libera circolazione dell'energia elettrica all'interno del mercato unico europeo.

Gli elementi fondamentali di questo processo di liberalizzazione erano:

- Introduzione dell'accesso di terzi alla rete, in virtù del quale le società di trasmissione e di distribuzione devono permettere di fruire della loro rete a prezzi ragionevoli e non discriminatori a tutti gli utenti del sistema elettrico;
- Separazione e trasparenza della contabilità, questo significa separare contabilmente le attività di produzione, trasmissione e distribuzione delle imprese verticalmente integrate.

A seguito del processo di liberalizzazione si è passati da un'unica impresa verticalmente integrata (Enel) di proprietà pubblica dove i prezzi all'utenza erano fissati dall'alto, per via amministrata (tariffe), ad un mercato potenzialmente concorrenziale.

L'ex monopolista è stato, quindi, costretto a vendere parte degli impianti di produzione (per una potenza complessiva di 15.000 MW), tramite "pacchetti" di vendita appositamente costituiti, le cosiddette *Genco (Generation Company)*, Eurogen, Elettrogen ed Interpower.

Il processo di liberalizzazione ha comportato:

- L'introduzione della nuova figura del *grossista*: intermediario che acquista energia elettrica e la rivende ai consumatori finali in un sistema di libero mercato;
- La suddivisione dei clienti finali in *clienti idonei* (in possesso dei requisiti necessari per acquistare elettricità sul libero mercato) e *clienti vincolati* (privi dei requisiti richiesti per accedere al libero mercato); dal 1° luglio 2007 tutti possono accedere al libero mercato, ma continua ad esistere il *servizio di maggior tutela* per coloro che decidono di non cambiare fornitore;
- L'istituzione della Borsa dell'Energia organizzata e gestita dal *Gestore del mercato elettrico* (GME) il quale organizza, in maniera neutrale, trasparente, obiettiva e concorrenziale il mercato dell'energia elettrica. Esso ha la funzione di gestire la cosiddetta "*borsa dell'energia*", punto d'incontro delle offerte di acquisto e vendita di energia, assicurando la libera concorrenza tra i produttori;
- L'istituzione della figura dell'*Acquirente Unico*, società di proprietà del Ministero del Tesoro, con la funzione di fornire energia elettrica alle società di distribuzione per la copertura della domanda del mercato vincolato.

- La nascita del *Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN oggi TERNA)* che si occupa delle attività di trasmissione e dispacciamento. Dal primo novembre del 2005 le attività del GRTN sono state trasferite in parte al GSE (oggi Gestore dei Servizi Elettrici) e in parte a Terna, a seguito della "riunificazione tra proprietà e gestione della rete di trasmissione nazionale disposta dal Dpcm dell'11 maggio 2004, in base al quale tutte le risorse dedicate al dispacciamento sono state cedute a *Terna Spa*". Attualmente il *GSE* si occupa della gestione, promozione e incentivazione delle fonti rinnovabili, ovvero, ritira dai produttori e colloca sul mercato l'energia prodotta da impianti da fonti rinnovabili e assimilate Cip6 [5].
- L'istituzione dell' *Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG)* che è un'Autorità indipendente di regolazione e controllo, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481, a cui è affidata la funzione di garantire la promozione della concorrenza ed assicurare adeguati livelli di qualità nei settori dell'energia elettrica e del gas. L'AEEG stabilisce le tariffe di riferimento per il settore energetico, gli standard di qualità dei servizi e i criteri per il rispetto delle regole di mercato da parte degli operatori del settore.

## **2.3 Il mercato dell'energia elettrica in Italia**

L'organizzazione del mercato elettrico in Italia è sostanzialmente regolata dalla "disciplina del dispacciamento di merito economico" contenuta nella delibera AEEG n.111/06 [3] (come successivamente modificata e integrata). Essa prevede che nel mercato elettrico italiano la compravendita di energia possa avvenire in borsa (sul Mercato a Termine o sul Mercato a Pronti) o attraverso contratti bilaterali (OTC) e che tale attività sia circoscritta agli "operatori del mercato", vale a dire ai soggetti che abbiano disponibilità di capacità di immissione e/o prelievo in quanto abbiano firmato con Terna un contratto di dispacciamento (c.d. "utenti del dispacciamento") o in quanto abbiano ricevuto apposita delega da un utente del dispacciamento.

### **2.3.1 I mercati in Italia**

In questo paragrafo verranno illustrati i mercati attualmente presenti nel contesto italiano [4-5].

### 2.3.1.1 Mercato a Pronti dell'energia elettrica (MPE)

Avviato il 1/4/2004 in attuazione dell'articolo 5 del dlgs 79/99 e parzialmente ridisegnato a partire dal 1/11/2009 ai sensi della legge 02/2009, è un mercato articolato in tre sottomercati:

- **Mercato del Giorno Prima (MGP)**, dove i produttori, i grossisti e i clienti finali idonei possono vendere/acquistare energia elettrica per il giorno successivo;
- **Mercato di Aggiustamento (MA)**, dove i produttori, i grossisti e i clienti finali possono modificare i programmi di immissione/prelievo determinati su MGP: a far data dal 1/11/2009 esso è stato sostituito dalle due sessioni del cosiddetto Mercato Infragiornaliero (MI);
- **Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)**, sul quale il gestore di rete Terna S.p.A si approvvigiona dei servizi di dispacciamento necessari alla gestione e al controllo del sistema elettrico. Si articola in una sessione ex-ante finalizzata all'acquisto dei servizi di risoluzione delle congestioni e di riserva, nonché in una fase infragiornaliera di accettazione delle stesse offerte a fini di bilanciamento (MB).

Vediamo di analizzare più nel dettaglio i suddetti mercati.

#### *Mercato del giorno prima (MGP)*

Organizzato su 24 intervalli orari i produttori fissano le quantità e i prezzi per ogni intervallo orario che il giorno dopo intendono produrre. Tale mercato è funzionale alla definizione dell'ordine di merito sulla base delle offerte ricevute. In Italia, il MGP si apre nove giorni prima e si chiude alle 9:00 del giorno prima di quello degli scambi, con le offerte solitamente presentate nell'ultima ora, per tenere conto delle condizioni reali del parco di generazione. Una volta chiusa la sessione di offerte, il gestore del mercato (GME) ordina in modo crescente quelle di produzione e in modo decrescente quelle di domanda: il prezzo è pari all'intersezione tra le due curve ed è pari all'offerta dell'ultimo impianto chiamato a produrre<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> In attuazione della legge 02/2009, il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009 ha stabilito che, subordinatamente alla verifica positiva da parte del Ministero dello sviluppo economico, a partire dal 1° aprile 2012 il prezzo dell'energia elettrica nel mercato del giorno prima sia determinato **in base ai diversi prezzi di vendita offerti sul mercato (pay-as-bid)**, in modo vincolante, da ciascun operatore di mercato in vendita ed accettati dal GME, con precedenza per le forniture offerte ai prezzi più bassi fino al completo soddisfacimento della domanda.

Il mercato del giorno prima MGP è lo strumento con cui il gestore del mercato (GME) rende disponibili le informazioni al gestore di rete (TERNA) per operare il dispacciamento in ogni intervallo (24 da 1 ora) del giorno successivo in base alle offerte dei produttori sulla domanda al netto dei bilaterali fisici.

Il gestore comunica il risultato del MGP ai produttori che hanno un certo tempo per eventuali reclami o richieste di aggiustamento delle offerte (mercato di aggiustamento).

#### *Mercato di Aggiustamento (MA)*

Il Mercato di Aggiustamento è a tutti gli effetti una seconda sessione del MGP, che si tiene subito dopo quest'ultimo con apertura alle ore 10:30, chiusura alle ore 14:00 e pubblicazione degli esiti alle ore 14:30. I volumi scambiati sul MA sono molto più ridotti di quelli che caratterizzano MGP in quanto, mentre quest'ultimo ha la principale finalità di definire contratti di compravendita dell'energia e i relativi programmi di immissione/prelievo, il MA ha l'obiettivo di consentire agli operatori di modificare i programmi definiti in esito al MGP, per risolvere eventuali problemi di dispacciamento (nel caso di impianti di generazione termoelettrici) o più in generale di mutata disponibilità all'immissione/prelievo.

#### *Mercato Infragiornaliero (MI)*

A partire dal 1/11/2009, in attuazione degli indirizzi contenuti nella legge 02/2009, il MA è stato sostituito dal Mercato Infragiornaliero (MI). Si tratta di un mercato articolato in due sessioni successive, la prima con apertura alle 10:30, chiusura alle 12:00 e pubblicazione degli esiti alle 12:30, la seconda con apertura alle 10:30, chiusura alle 15:00 e pubblicazione degli esiti alle 15:30. Le due sessioni utilizzano le stesse regole di funzionamento del precedente MA.

#### *Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD)*

Il Mercato del servizio di dispacciamento è un mercato di cui il GME gestisce le funzioni operative di scambio dati, ma la cui responsabilità in ordine alla definizione delle regole e all'accettazione delle offerte compete a Terna. Il mercato si articola in due sessioni, di cui la prima (c.d. MSD ex-ante) si tiene subito dopo il MI con apertura alle ore 15:30, chiusura alle ore 17:00 e pubblicazione degli esiti alle ore

21:00. Su tale mercato Terna risolve eventuali congestioni residue a valle di MGP e MI e procura i margini di riserva sulle unità di produzione per garantirsi la possibilità di bilanciare il sistema nel tempo reale.

La seconda sessione (c.d. MSD ex post o MB) si tiene invece nel giorno di consegna e non prevede la presentazione di nuove offerte ma solo l'eventuale accettazione in sede di bilanciamento delle offerte già presentate sul MSD ex ante. A differenza di quanto avviene sul MGP e sul MI, le offerte accettate vengono valorizzate ciascuna al proprio prezzo di offerta (c.d. *pay as bid*). La partecipazione a tale mercato è consentita solo agli utenti del dispacciamento e solo in relazione alle unità di produzione o di consumo da Terna definite come rilevanti. La partecipazione è peraltro obbligatoria e si sostanzia nella presentazione, per ciascuna ora e ciascuna unità, di una sola offerta di vendita (a salire) e una sola offerta di acquisto (a scendere), con prezzo liberamente scelto dall'utente del dispacciamento. Tali offerte possono essere accettate da Terna sia su MSD ex ante sia su MSD ex post, di modo che ciascuno dei due mercati a sua volta si distingue in mercato a salire e mercato a scendere.

### **2.3.1.2 Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE)**

Avviato il 1/11/2008 e ridisegnato a partire dal 1/11/2009 ai sensi della legge 02/2009, è un mercato organizzato dove gli operatori possono vendere e acquistare contratti a termine sull'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro.

### **2.3.1.3 Piattaforma dei Conti Energia (PCE)**

Affidata al GME ai sensi della Delibera AEEG n. 111/06 e avviata il 1/4/2007, è la piattaforma per la registrazione di contratti a termine di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del MPE e in particolare sul MTE o su base bilaterale (c.d. *over the counter o OTC*). La Piattaforma Conti Energia (PCE) è finalizzata a garantire la tracciabilità dei flussi, l'esecuzione fisica dei contratti e la copertura dei rischi finanziari connessi. Ciò viene realizzato utilizzando i Conti Energia a Termine e i Conti di Sbilanciamento Effettivo, così da ottenere una gestione raccordata ma distinta degli aspetti commerciali e di quelli fisici delle transazioni di compravendita di energia.

### 2.3.2 Interazioni fra i vari attori del mercato elettrico italiano

In Figura 1 viene riportata l'attuale architettura del mercato elettrico italiano, sostanzialmente in linea con le scelte progressivamente operate nelle principali strutture liberalizzate nel mondo.

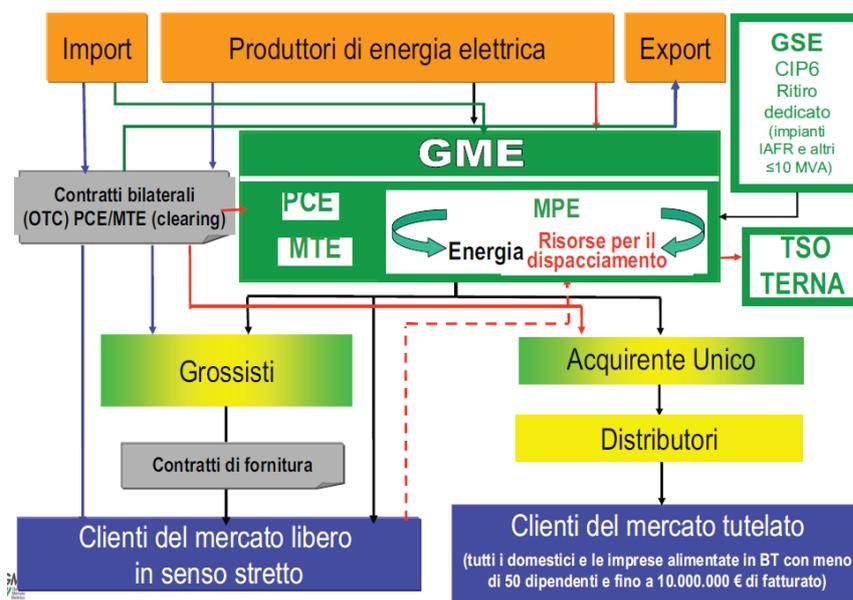


Figura 1 – Attuale struttura del mercato elettrico italiano (Fonte: GME)

I clienti del mercato libero possono stipulare contratti bilaterali (Over The Counter) con i produttori in forma diretta o tramite l'interposizione di grossisti (rivenditori). I produttori e i clienti del mercato libero possono altresì scambiare energia sui mercati a pronti (MGP e MI) e sul mercato a termine MTE, organizzati dal Gestore dei Mercati Energetici (GME).

L'Acquirente Unico (AU) aggrega la domanda dei clienti del mercato tutelato<sup>2</sup>. L'AU si approvvigiona sul mercato all'ingrosso come farebbe un grande cliente del mercato libero, quindi in borsa o tramite contratti bilaterali; la vendita al dettaglio ai clienti tutelati avviene poi tramite i Distributori, mediante l'applicazione di una tariffa che copre i costi di approvvigionamento e dispacciamento sostenuti dall'AU, nonché le spese di commercializzazione al dettaglio dei Distributori.

Per quanto riguarda i clienti del mercato libero, gli oneri di dispacciamento dovuti a Terna si originano a livello di "utente del dispacciamento", ovvero del parco clienti di

<sup>2</sup> Fanno parte del mercato tutelato i clienti domestici e le imprese alimentate in bassa tensione, con meno di 50 dipendenti e un fatturato fino a 10 milioni di Euro.

un certo grossista in una zona di mercato; nell'accordo di fornitura si definisce quali oneri (tipicamente quelli di sbilanciamento) saranno sostenuti dal grossista e quali dal cliente in forma ex-post (tipicamente tutti gli altri, in maniera passante).

La registrazione dei contratti bilaterali, degli esiti di MTE e dei corrispondenti profili orari avviene mediante la Piattaforma Conti Energia (PCE).

Infine, attraverso il Mercato dei Servizi di Dispacciamento, MSD (negli altri paesi detto "mercato dei servizi ancillari"), l'ISO si approvvigiona dei servizi di regolazione e bilanciamento necessari al funzionamento in sicurezza del sistema elettrico. Le regole di dispacciamento stabilite in ogni Paese stabiliscono le modalità di offerta su tale mercato e le modalità di pagamento ex-ante (a potenza resa disponibile o a movimentazione rispetto agli esiti della borsa, come avviene in Italia) ed ex-post.

## **2.4 Possibilità di accesso ai mercati per le unità DER**

Piccole unità DER (Distributed Energy Resources), così come i piccoli consumatori non hanno la possibilità di accedere direttamente ai mercati dell'energia elettrica, inoltre, non hanno nemmeno la possibilità di fornire servizi di rete all'ISO. Per abbattere tale barriera e permettere quindi ai piccoli utenti (i quali potrebbero disporre di impianti di produzione propria) la partecipazione ai mercati dell'energia e dei servizi ancillari, la soluzione più ovvia consiste nell'aggregare tali utenze all'interno di cluster in modo tale da assumere l'intero aggregato dimensioni tali da essere visibile sia agli operatori di mercato che agli operatori di rete. Il concetto di "aggregazione" è un concetto molto importante, in quanto potrebbe accelerare l'accesso al mercato libero di utenze con consumi fortemente parcellizzati, permettendo loro di superare le soglie di idoneità fissate dalla normativa e inoltre, potrebbe permettere all'aggregato la possibilità di rivendicare un ruolo da attore comprimario nelle complesse dinamiche di mercato, soprattutto nel caso di quelle piccole utenze che singolarmente sarebbero state destinate a muoversi come puri price takers.

Per facilitare l'accesso di tali risorse energetiche distribuite (produzione e domanda) nei mercati dell'energia e dei servizi ancillari si potrebbe, quindi, pensare di aggregare tali risorse all'interno di quelle che vengono denominate Virtual Power Plant (VPP); in tal modo, tutte le singole risorse energetiche distribuite possono avere accesso e visibilità in tutti i mercati dell'energia beneficiando del mercato intelligente VPP per ottimizzare la loro posizione e per massimizzare i loro profitti.

# 3

## Risorse energetiche distribuite (DER)

### 3.1 Introduzione

Si è potuto intuire dai capitoli precedenti come il sistema elettrico nazionale stia vivendo un'intensa fase di cambiamento in conseguenza delle profonde trasformazioni in atto nei settori della produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Queste trasformazioni, accompagnate dalla privatizzazione di numerose aziende del settore, stanno portando all'introduzione di una deregulation sempre più massiccia.

La necessità di una maggiore flessibilità del sistema elettrico, i nuovi scenari legislativi ed economici, il risparmio energetico e l'esigenza di proteggere carichi sempre più sensibili ai disturbi di rete hanno dato impulso allo sviluppo di innovative soluzioni per la produzione dell'energia elettrica e la sua distribuzione agli utilizzatori. Tra queste vi è la Generazione Distribuita, che consiste in impianti di piccola o media taglia direttamente allacciati alle reti di distribuzione, per semplice generazione elettrica o per la produzione combinata di energia elettrica e calore, localizzati vicino

ai consumatori, come all'interno d'impianti industriali o di edifici per attività commerciale o residenziale. La diffusione di questi sistemi potrebbe rivoluzionare l'attuale struttura del sistema elettrico italiano, basata soprattutto sulla generazione centralizzata con impianti di grande taglia [6-7].

In questo capitolo si intende riportare una breve disamina delle varie tecnologie delle Distributed Energy Resources (DER) allacciate alle reti elettriche di distribuzione, cercando per ognuna di esse di descriverne le principali caratteristiche, la diffusione nel contesto nazionale ed europeo e la possibilità di fornitura di servizi di rete.

### 3.2 Impianti eolici

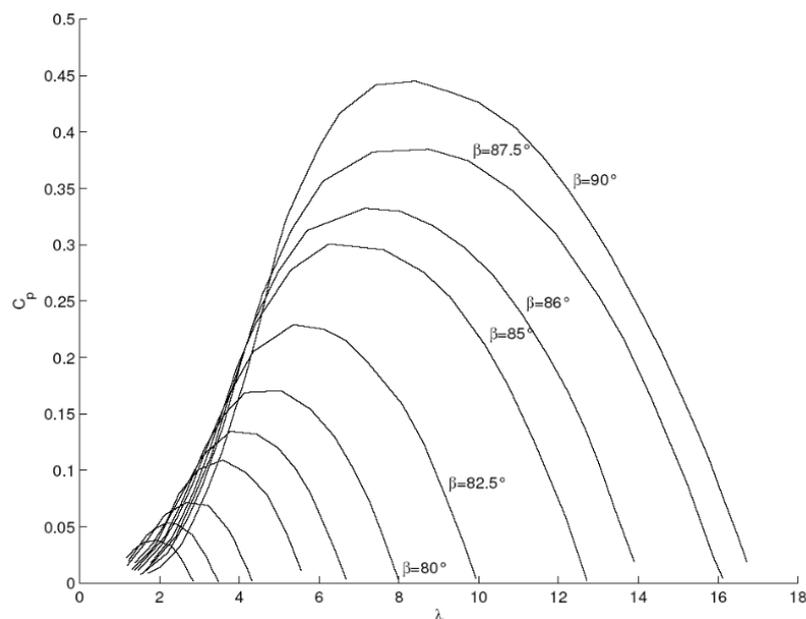
Lo sfruttamento dell'energia eolica per la produzione elettrica è in rapido aumento in tutto il mondo. Lo sviluppo costante delle tecnologie ne ha abbassato il costo di produzione, avvicinandolo a quello degli impianti alimentati a gas naturale. Questo, unitamente alle politiche di incentivazione messe in atto dalla maggior parte dei paesi, ha favorito l'installazione di numerosi nuovi impianti: nell'anno 2008 si è registrata una crescita a livello globale del 29% della potenza eolica installata rispetto all'anno precedente. Nello stesso anno di riferimento, l'Italia ha visto crescere la propria capacità del 37%, mentre la Cina ha addirittura duplicato il proprio installato, sfiorando il 107% di incremento. In Italia, la potenza installata oggi è di circa 5 GW, tali impianti sono quasi interamente installati nelle isole e nel sud dell'Italia [8].

Come la maggior parte delle fonti rinnovabili, anche l'energia eolica presenta alcune caratteristiche che ne rendono difficile l'integrazione nel sistema elettrico attuale da parte del gestore della rete: queste sono principalmente la variabilità della produzione nel tempo e la distribuzione geografica molto dispersa sul territorio e generalmente lontana dai punti di consumo.

Vediamo di descrivere a grandi linee il principio di funzionamento delle turbine eoliche. Quest'ultime sfruttano la naturale potenza del vento per trasferire l'energia cinetica di un flusso di aria alle pale di un rotore calettato in asse ad un generatore elettrico. Il contenuto di potenza meccanica di un flusso di aria è esprimibile come:

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \rho A v_{in}^3$$

dove  $\rho$  è la densità dell'aria,  $A$  è la superficie perpendicolare alla direzione del vento (sezione frontale) spazzata dalle pale della turbina e  $v_{in}$  rappresenta la velocità del vento rispetto all'area spazzata dalle pale del rotore. Si definiscono  $P_A$  la potenza aerodinamica generata, e  $C_p = P_A / P_{wind}$  il coefficiente di potenza (o *power coefficient*). È stato valutato empiricamente che il valore di  $C_p$  dipende dal cosiddetto *tip-speed ratio*, definito come  $\lambda = \omega_T R / v_{in}$  e dall'angolo di passo  $\beta$  delle pale, ove con  $\omega_T$  si fa riferimento alla velocità angolare delle pale e con  $R$  alla lunghezza delle stesse. In Figura 2 viene riportata una mappa del coefficiente di potenza rispetto a differenti valori di  $\lambda$  e  $\beta$ .



**Figura 2 - Coefficiente di potenza della turbina**

Sul mercato sono presenti molteplici tipologie di aerogeneratori, che sfruttano le molte tecnologie disponibili sia nelle macchine elettriche sia nell'elettronica di potenza. A seconda dell'architettura adottata può essere diverso il comportamento del generatore e i possibili servizi che può offrire [9]. Le classificazioni maggiormente adottate sono in base alla velocità di rotazione delle pale e alla modalità di controllo della potenza meccanica generata. In Figura 3 sono riportate schematicamente le principali configurazioni del generatore.

**Velocità costante:** le turbine a velocità fissa operano ad una velocità determinata dalla frequenza di rete e dalle caratteristiche costruttive del generatore, indipendentemente dalla velocità del vento. Il generatore è solitamente un asincrono

a gabbia di scoiattolo (SCIG) direttamente collegato alla rete. Questa tipologia di turbine eoliche è progettata per ottenere la massima efficienza ad una particolare velocità del vento. Il vantaggio di questo tipo di turbine è la semplicità costruttiva, che le rende particolarmente robuste ed economiche. I suoi svantaggi sono invece un consumo di potenza reattiva non controllabile, poiché l'energia magnetizzante deve essere prelevata interamente dalla rete. Inoltre, in questo tipo di turbine tutte le fluttuazioni della velocità del vento si traducono immediatamente prima in fluttuazioni della coppia meccanica (introducendo sollecitazioni meccaniche notevoli) e quindi in oscillazioni della potenza elettrica immessa in rete, la cui qualità risulta perciò scarsa. A questa tipologia corrisponde l'architettura tipo A in Figura 3.

**Velocità variabile:** le turbine eoliche a velocità variabile sono progettate per poter operare a velocità di rotazione variabili rispetto alla velocità di sincronismo, allo scopo di ottenere la massima efficienza aerodinamica su un ampio range di velocità del vento. Come si nota in Figura 2, infatti, fissato l'angolo di passo delle pale, il rendimento massimo si ottiene ad un determinato valore di *tip speed ratio*

$$\lambda = \frac{\omega_{rotore} \cdot R_{pale}}{V_{vento}},$$

per mantenere costante il quale è necessario variare la velocità del rotore al variare della velocità del vento.

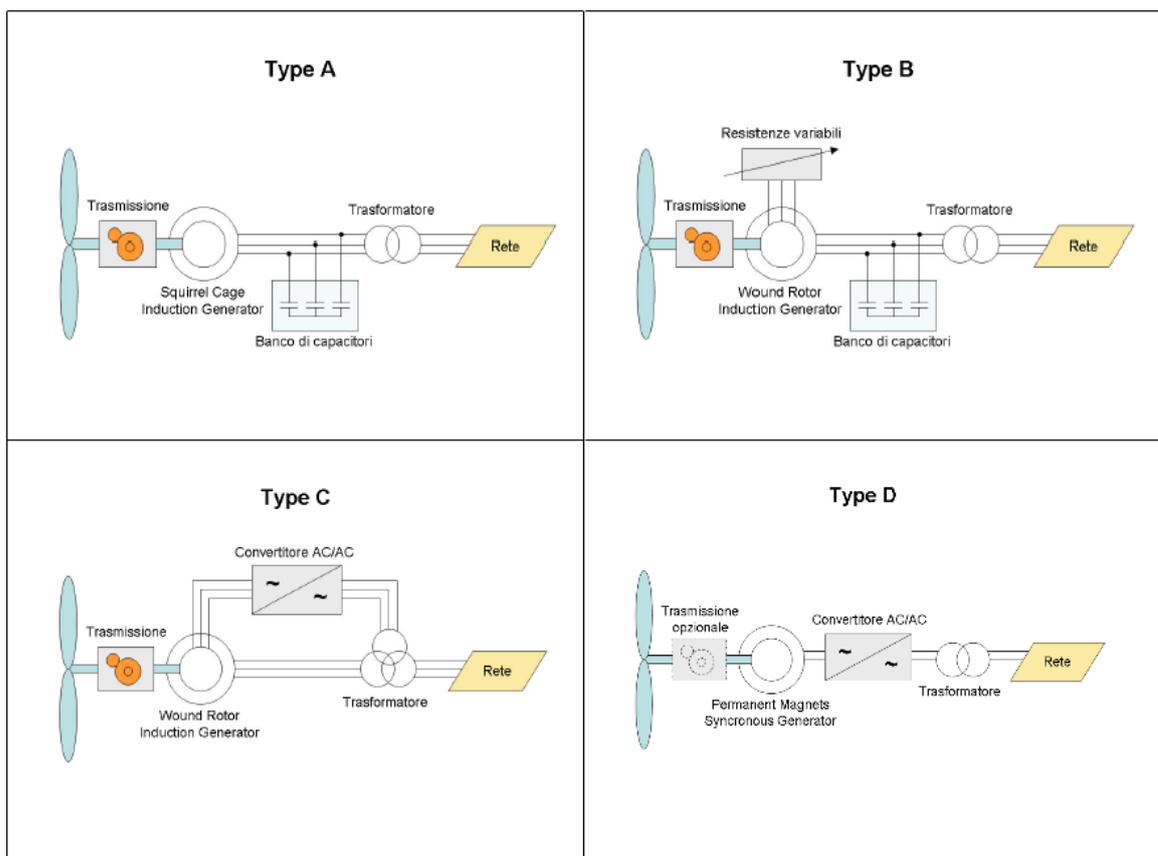
I generatori utilizzabili sono diversi: asincroni a rotore avvolto con resistenze rotoriche variabili (WRIG), asincroni a doppia alimentazione (DFIG), generatori sincroni a rotore avvolto (WRSG) o a magneti permanenti (PMSG).

Questo tipo di turbine consente di mantenere la coppia generata abbastanza costante, e le variazioni di velocità del vento sono assorbite dalle variazioni di velocità del generatore. Si ha quindi una migliore qualità della potenza prodotta e un ridotto sforzo meccanico sulla struttura. Gli svantaggi riguardano le perdite dovute all'elettronica di potenza e l'uso di componenti più costosi. A questa tipologia corrispondono le architetture tipo B, C e D di Figura 3.

**Regolazione della potenza:** un'ulteriore catalogazione può essere fatta rispetto al controllo della potenza generata:

- *Stallo passivo:* il profilo alare delle pale, costante nel tempo, è disegnato in modo tale da creare uno stallo aerodinamico in caso di velocità eccessiva del vento.

- *Stallo attivo*: la strategia dello stallo attivo consiste nel poter indurre lo stallo aerodinamico quando necessario, agendo opportunamente sul passo delle pale. Rispetto allo stallo passivo è possibile fermare aerodinamicamente la macchina in qualsiasi condizione di vento. Può inoltre compensare le variazioni di densità dell'aria, che variano la potenza prodotta.
- *Passo variabile*: il passo delle pale è controllato attivamente, in modo tale da poter mantenere l'angolo d'attacco ottimale. Inoltre, è possibile orientare le pale in modo da ridurre la spinta aerodinamica, allo scopo di limitare la potenza generata preservando la struttura meccanica. È il sistema attualmente più utilizzato perché permette un buon controllo della potenza.



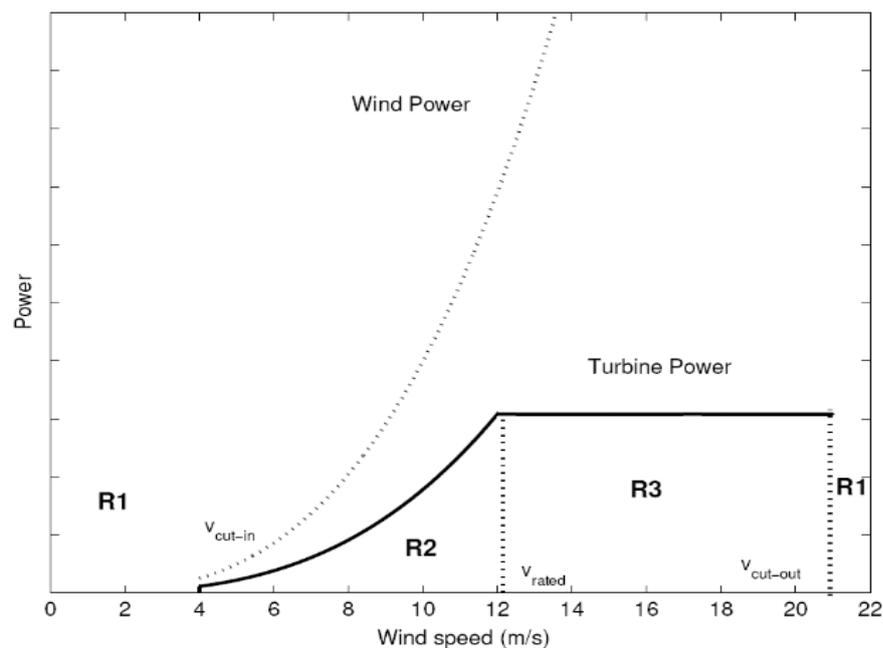
**Figura 3 - Differenti configurazioni per i generatori eolici**

Tra gli impianti installati troviamo una notevole varietà: i primi modelli che hanno riscosso successo di mercato erano infatti a velocità fissa e senza controllo del passo, popolari soprattutto in Danimarca. I modelli di nuova installazione sono tecnologicamente più avanzati, trattandosi per la maggior parte di turbine a velocità variabile, dotate di generatori DFIG con controllo del passo.

Le turbine eoliche a velocità variabile (o *variable speed wind turbines*) sono caratterizzate da tre regioni operative principali, che dipendono dalla velocità del vento agente sulla sezione spazzata dalle pale  $v_{in}$ . In queste tre regioni operative gli obiettivi di controllo sono differenti [10], [11], [12].

Per una turbina data, si definiscono tre valori critici di velocità del vento (vedi Figura 4):  $v_{cut-in}$ ,  $v_{rated}$  e  $v_{cut-out}$ . Per valori di  $v_{in}$  tali che  $v_{in} < v_{cut-in}$  o  $v_{in} \geq v_{cut-out}$  (che definiscono la cosiddetta regione R1) la turbina deve essere spenta per problemi di sicurezza. Le regioni operative caratterizzate da valori di  $v_{in}$  tali che  $v_{cut-in} \leq v_{in} < v_{rated}$  e  $v_{rated} \leq v_{in} < v_{cut-out}$  sono dette rispettivamente regione di carico parziale (o *partial load*) R2 e regione di carico pieno (o *full load*) R3. Le strategie di controllo applicate in queste regioni operative hanno differenti obiettivi, e sono generalmente realizzate agendo su differenti variabili di ingresso.

Nello specifico, l'obiettivo di controllo nella regione operativa R2 è quello di massimizzare la potenza erogata mentre, in regione R3, lo scopo è quello di regolare la potenza estratta ad un valore di riferimento fissato.



**Figura 4 - Regioni operative della turbina**

Le principali variabili di ingresso, con cui è possibile realizzare gli obiettivi di controllo menzionati, sono, come già specificato, l'angolo di passo delle pale  $\beta$  (che influisce sul sistema di estrazione dell'energia aerodinamica) e la coppia resistente equivalente  $T_E$  del generatore (che si ipotizza possa essere fissata attraverso un sistema di controllo veloce e indipendente).

Nella regione operativa R2, il controllo di  $\beta$  è normalmente inattivo. Al contrario, in regione R3 quest'ultimo è solitamente attivo, mentre  $T_E$  viene regolata ad un valore di *set-point*, o variata in modo da ottimizzare le prestazioni del sistema di controllo ottenuto.

Nella letteratura esistente è possibile individuare due classi principali di sistemi di controllo adottati in regione R2 [13-14]:

- Controllo attivo ottimo, ottenuto impiegando l'informazione sulla velocità di rotazione del rotore;
- Controllo ottimale della velocità angolare, dato un set-point.

Relativamente alla regione R3, ove l'obiettivo di controllo è quello di mantenere il valore della potenza aerodinamica generata pari al valore nominale, sono state proposte diverse soluzioni in letteratura. Lo schema di controllo più comunemente studiato prevede di:

- mantenere costante la coppia resistente  $T_E$ ,
- regolare la velocità angolare della turbina ad un valore di riferimento (tramite controllo dell'angolo  $\beta$  di passo delle pale).

Le soluzioni adottate in letteratura per il controllo della velocità angolare sono varie (con regolatori PID, LQ, LQG). Per una lista completa si vedano gli articoli [12-18].

Una modalità di controllo applicabile con i generatori di tipo DFIG è quella di definire le correnti di rotore in modo tale da controllare in modo disaccoppiato la potenza attiva e quella reattiva generate. In questo modo, con opportune strategie di controllo, si può quindi passare dall'obiettivo minimo tipico, ossia quello di massimizzare la potenza prodotta mantenendo neutro il proprio apporto reattivo alla rete, fino a soddisfare requisiti più specifici, come il controllo frequenza/potenza e tensione/potenza reattiva [15].

### **3.3 Impianti minieolici**

L'energia elettrica da fonte eolica è generata per la quasi totalità da aerogeneratori di grandi dimensioni con potenze unitarie dell'ordine di (0,5÷5) MW. Tuttavia l'energia eolica si presta ad essere sfruttata anche da aerogeneratori di dimensioni e potenze di targa assai più contenute. Aerogeneratori di questa taglia vengono definiti come

“minieolici” e, talvolta, anche “microeolici”. Il mercato di questo tipo di impianti è ancora poco sviluppato, tra le cause, le normative che, a differenza degli impianti fotovoltaici, in quasi tutta Europa non ne sostengono la diffusione, a causa dei problemi di impatto paesaggistico delle turbine eoliche [16]. In Italia, nel 2009, dopo estenuanti attese, lo Stato ha finalmente reso operativa la tariffa omnicomprensiva per la diffusione del minieolico nel nostro Paese, tuttavia l'incentivo è nettamente inferiore rispetto a quello elargito ai possessori di impianti fotovoltaici e per tale motivo attualmente non si ha una grande diffusione del minieolico in Italia.

La definizione di “impianto minieolico” non è peraltro universalmente condivisa. Esiste invero la norma IEC-61400-2 Ed. 2 [17] che definisce come aerogeneratore di piccola potenza quello che abbia un'area spazzata dal rotore non superiore a 200 m<sup>2</sup>, corrispondente a macchine di circa 50 kW di potenza nominale. Nel Regno Unito in effetti sono considerati miniaerogeneratori quelli di potenza nominale fino a 50 kW; in Danimarca ci si ferma invece a 25 kW; negli Stati Uniti la consultazione di siti di diversi stati ha fornito limiti superiori di potenza variabili da 50 a 200 kW, mentre in Spagna il limite è fissato a 100 kW, così come in Germania. L'attribuzione della definizione di “minieolico” ad un impianto di conversione di energia eolica in energia elettrica può avere rilievo ai fini dell'accesso ad incentivazioni mirate eventualmente previste per legge in differenti Paesi.

Per gli aerogeneratori di taglia più piccola si utilizza anche il termine “microeolico”. Nel lessico comune, il limite superiore di potenza per cui si parla di impianti “microeolici” varia da 1 a 5 kW.

I mini aerogeneratori vengono classificati essenzialmente in base all'orientamento dell'asse di rotazione delle pale. Si distinguono così due classi fondamentali:

- mini aerogeneratori con asse orizzontale;
- mini aerogeneratori con asse verticale.

L'insieme di pale, mozzo su cui sono installate e albero di trasmissione viene definito “rotore” del generatore eolico, indipendentemente dal fatto che l'aerogeneratore sia di tipo orizzontale o verticale.

I mini aerogeneratori con asse di rotazione orizzontale (vedi Figura 5) sono sicuramente i più diffusi. Le pale (in genere 3) sono solitamente realizzate in fibra di vetro. I componenti sono analoghi a quelli degli aerogeneratori di grande taglia, anche

se i sistemi di controllo (avviamento, allineamento al vento, regolazione di potenza, disattivazione) in generale sono decisamente meno sofisticati, almeno in quelli di potenza al di sotto dei 50 kW; in particolare, il controllo di orientamento è realizzato generalmente con metodi passivi. In base a quest'ultimo aspetto i mini aerogeneratori ad asse orizzontale possono a loro volta essere ulteriormente suddivisi in:

- mini aerogeneratori con asse orizzontale sottovento;
- mini aerogeneratori con asse orizzontale sopravento.

Le macchine sottovento sono quasi sempre autoallineanti, però hanno lo svantaggio che il vento impatta sulla torre prima di fluire sulla pala; ciò può in qualche misura ridurre il rendimento e, soprattutto, sollecitare maggiormente la pala a fatica e causare emissioni di rumore più fastidiose.

Le macchine sopravento per allinearsi al vento presentano normalmente un timone di coda. Solo presso pochi costruttori oppure nelle macchine di potenza più elevata (in genere non inferiore ai 10 kW) si trova il controllo di allineamento automatico (controllo di “imbardata” o “yaw” in lingua inglese).

Il controllo della potenza ai venti più elevati avviene di norma mediante condizioni progressive di stallo indotte dal profilo di pala all'aumentare del vento. Anche in questo caso, solo presso pochi costruttori oppure nelle macchine di potenza più elevata (in genere non inferiore ai 10 kW) il controllo di potenza è attuato modificando il passo delle pale "pitch control". Ben più raramente il controllo di potenza è realizzato disallineando progressivamente l'asse del rotore rispetto alla direzione del vento con metodi passivi. L'utilizzo di meccanismi passivi è invece diffuso ai fini di porre la turbina fuori esercizio per venti eccessivi (vento di “cut-out”), disponendo il piano del rotore all'incirca parallelo alla direzione del vento.

Quanto alle torri, sono riconducibili a tre tipologie: a traliccio (eventualmente con tiranti di controventatura); a palo autoportante; a palo con controventi.

Esempi di tipici miniaerogeneratori ad asse orizzontale sono riportati in Figura 5.

Relativamente ai miniaerogeneratori ad asse verticale, il loro principale vantaggio consiste nella indipendenza dalla direzione del vento, per cui non servono meccanismi o apparecchiature per l'allineamento della turbina al vento. I miniaerogeneratori ad asse verticale vengono in genere preferiti per installazioni in aree urbane o suburbane (tetti di palazzi, edifici pubblici, scuole, parchi, centri

commerciali ecc.), come quelle riportate a titolo di esempio nella Figura 6, mentre i miniaerogeneratori ad asse orizzontale prevalgono in applicazioni in ambito rurale.

<i>Orientamento</i>				
<i>Sopravento con timone</i>	<i>Sopravento attivo</i>		<i>Sottovento</i>	
				
10 kW	25 kW	6.5 kW	2 kW	200 kW
<i>Torre a traliccio</i>	<i>Palo autoportante</i>	<i>Palo autoportante</i>	<i>Palo autoportante</i>	<i>Palo con controventi</i>

**Figura 5 - Tipici aerogeneratori ad asse orizzontale**

			
SKY-LINE SL 30 En-eco	qr 5 Quietrevolution	Windspire Mariah Power	Xeolo 6 kW Dealer Tecno S.r.L.
			
WS-X Windside	S594 Helix Wind	GEOL 1 Newtak srl-Energy	2.5 kW MVAWT Enviro Energies
			
Windstar 1066 Wind Harvest International	StatoEolien GSE 4/1.5 Gual Industries	Windports ERD	Windpod Windpods Design Licensing International Pty Ltd

**Figura 6 - Tipici aerogeneratori ad asse verticale**

In Figura 7 e in Figura 8 vengono riportati, rispettivamente, lo spaccato di un aerogeneratore e due schemi di principio di impianti minieolici collegati alla rete, con e senza un sistema di accumulo.

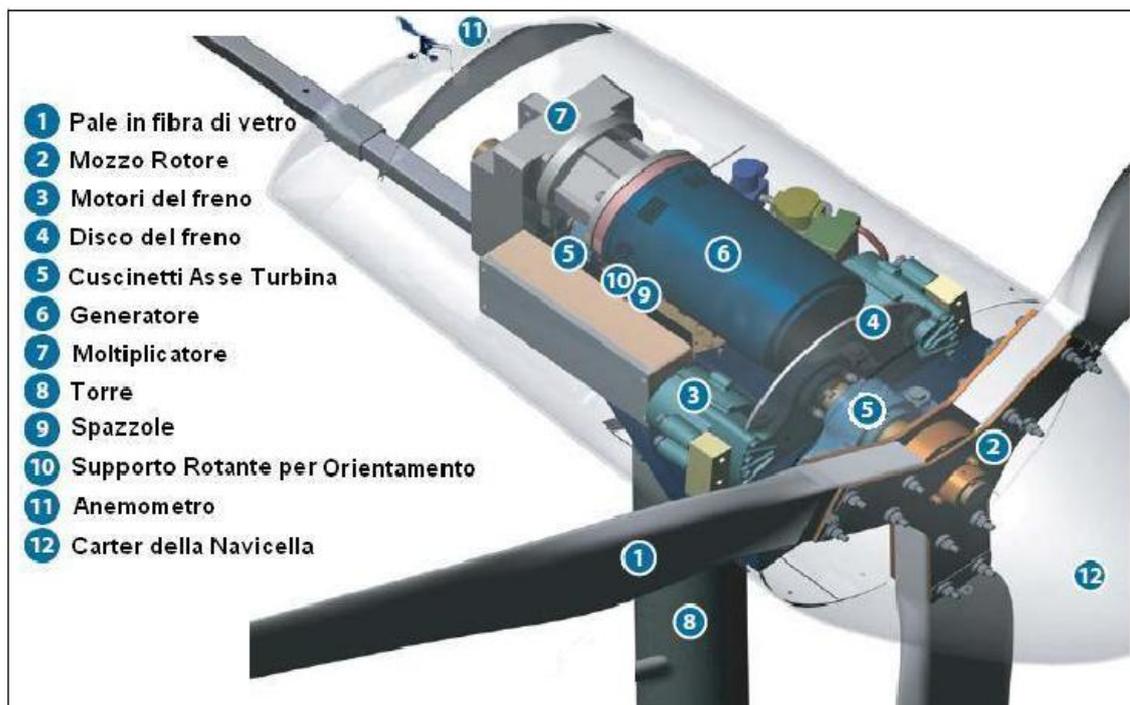


Figura 7 - Esempio dei componenti di un aerogeneratore da 5 kW

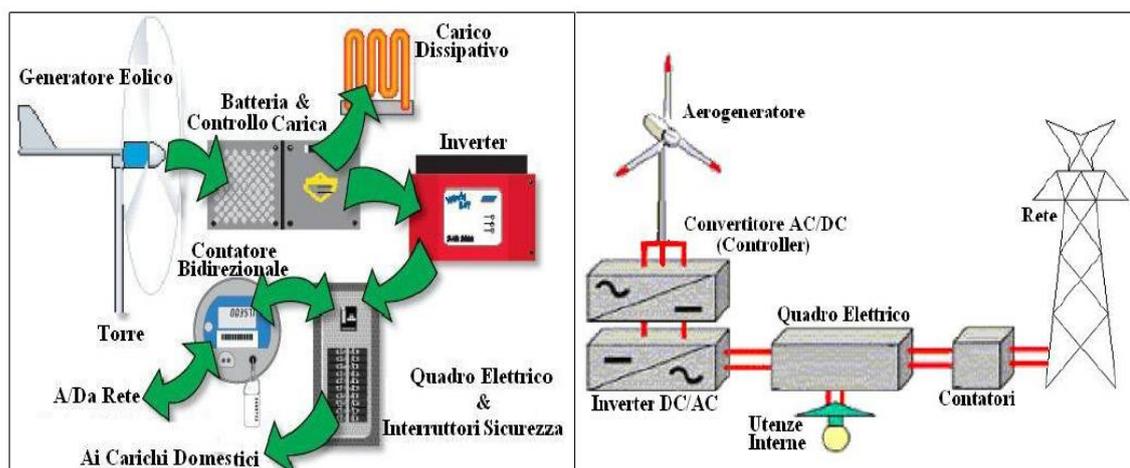


Figura 8 - Schemi di impianti minieolici collegati alla rete

Il convertitore statico AC/DC (controller) converte la corrente alternata prodotta dal generatore elettrico in corrente continua che può essere destinata a caricare un pacco di batterie (in genere in impianti per l'alimentazione di utenze isolate, di piccole dimensioni) o ad alimentare l'inverter per la cessione dell'energia elettrica alla rete. Esso è anche dotato di logiche di controllo dell'esercizio della turbina.

Le tecnologie attuali non permettono ai piccoli generatori eolici di fornire servizi ancillari. Tuttavia, nel caso di interfaccia con la rete attraverso un inverter a quattro quadranti, potrebbero contribuire alla regolazione di tensione e alla Power Quality nella rete di distribuzione.

### 3.4 Impianti fotovoltaici

Dal 2007, grazie alle informazioni rese disponibili sul proprio sito dal GSE [18], nella forma di dati mensili di vario genere, risulta possibile seguire quasi in tempo reale l'aggiornamento dei numeri relativi alla messa in servizio di nuovi impianti. Secondo le tabelle del GSE (vedi Figura 9) risultano attualmente installati in Italia per effetto dei conti energia circa 200000 impianti per una potenza totale di 4.8 GW.

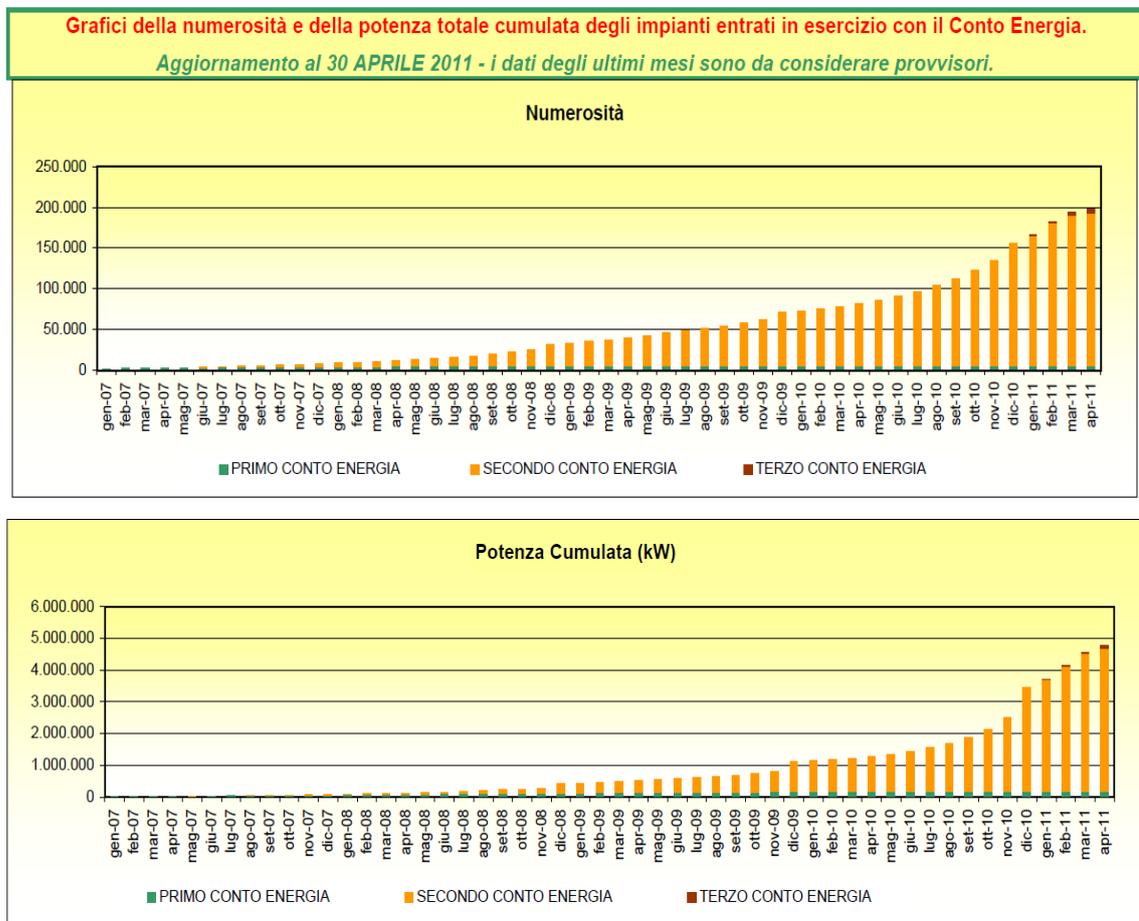


Figura 9 – Numerosità e potenza totale cumulata degli impianti entrati in esercizio con il conto energia (fonte GSE)

La Tabella 1 mostra l'aggiornamento al 2008 delle prestazioni delle celle solari divise per 4 principali famiglie [19].

**Tabella 1 - Rendimenti record delle celle fotovoltaiche (2008)**

Record di efficienza di celle solari aggiornato al 2008					
Classificazione	Efficienza (%)	Anno	Area (cm <sup>2</sup> )	Laboratorio di misura	Produttore
<b>CELLE AL SILICIO</b>					
Si (crystalline)	24,7	1999	4,0	Sandia	UNSW
Si (crystalline - large area)	<b>23,4</b>	<b>2008</b>	156,0	NREL	SUNPOWER
Si (multicrystalline)	20,3	2004	1,0	NREL	Fraunhofer
Si (multicrystalline - very large area)	18,5	2007	225,0	JQA	Kyocera
HIT-Si (a-Si/c-Si)	22,3	2007	100,0	JQA	Sanyo
f-Si (thin Si, 0.45 um)	16,6	2001	4,00	FhG ISE	Univ. Stuttgart
<b>CELLE SOLARI THIN FILM</b>					
CdTe	16,5	2001	1,0	NREL	NREL
CIS	18,8	1999	1,0	NREL	NREL
CIGS	<b>19,9</b>	<b>2008</b>	0,42	NREL	NCPV
CIGS (on plastic polyimide)	14,1	2005		FhG ISE	ETH
Amorphous Silicon	14,9	1997		NREL	United Solar
Amorphous Silicon / CIS	15,6	2004		NREL	Shell Solar
<b>CELLE MULTIJUNCTION III-V</b>					
GaAs singola giunzione	<b>24,7</b>	<b>2008</b>	0,25	NREL	IMEC
GaInP <sub>2</sub> /GaAs/Ge	32,0	2003	4,0	NREL	Spectrolab
Ga <sub>0,35</sub> In <sub>0,65</sub> P / Ga <sub>0,83</sub> In <sub>0,17</sub> As/Ge concentrazione 454X	<b>41,1</b>	<b>2008</b>			Fraunhofer ISE
GaInP <sub>2</sub> /InGaAs/Ge concentrazione 326 X	<b>40,8</b>	<b>2008</b>	0,25	NREL	Spectrolab
3 J GaInP/InGaAs/Ge concentrazione 490 X	38,9	2004		NEDO	Sharp
<b>CELLE ORGANICHE</b>					
Printed single layer organic cells	<b>5,4</b>	<b>2008</b>		NREL	Plextronics
Hybrid cells (organic/inorganic)	6,9	2003			UC Berkeley
Celle dye sensitized	9,3	2006			Hitachi
Celle dye	>8	2006			STM

Misura: 1000W/m<sup>2</sup>, T=25 °C, Spettro AM 1.5

Le celle fotovoltaiche consentono di trasformare direttamente la radiazione solare in energia elettrica, sfruttando il cosiddetto "effetto fotovoltaico" che si basa sulla proprietà di alcuni materiali conduttori opportunamente trattati (semiconduttori, tra i quali il silicio), di generare direttamente energia elettrica quando vengono colpiti dalla radiazione solare.

La singola cella solare, di dimensioni intorno ai 10 x 10 cm, costituisce il dispositivo elementare alla base di ogni sistema fotovoltaico. Un *modulo fotovoltaico* è costituito da un insieme di celle solari collegate tra loro in modo da fornire una potenza elettrica (per modulo) mediamente compresa tra i 50 e i 100W. Per aumentare la potenza elettrica è necessario collegare più moduli: più moduli formano un *pannello* e, analogamente, più pannelli formano una *stringa* (Figura 10).



**Figura 10 – Stringa fotovoltaica**

I sistemi fotovoltaici collegati alla rete elettrica sono di due tipi:

- i tetti fotovoltaici, i quali consentono di integrare in modo significativo l'energia elettrica prodotta nelle grandi centrali;
- le centrali fotovoltaiche, le quali sono molto costose e per questo motivo gli impianti realizzati risultano di natura sperimentale. Lo svantaggio principale è legato alla necessità di spazi estesi per poter trasformare quantità significative di energia.

I sistemi fotovoltaici possono differenziarsi per il fatto di essere o meno connessi alla rete elettrica. Si avranno, dunque:

- gli impianti connessi alla rete **“grid connected”** (Figura 11), dotati di inverter per convertire l'energia elettrica da continua ad alternata.

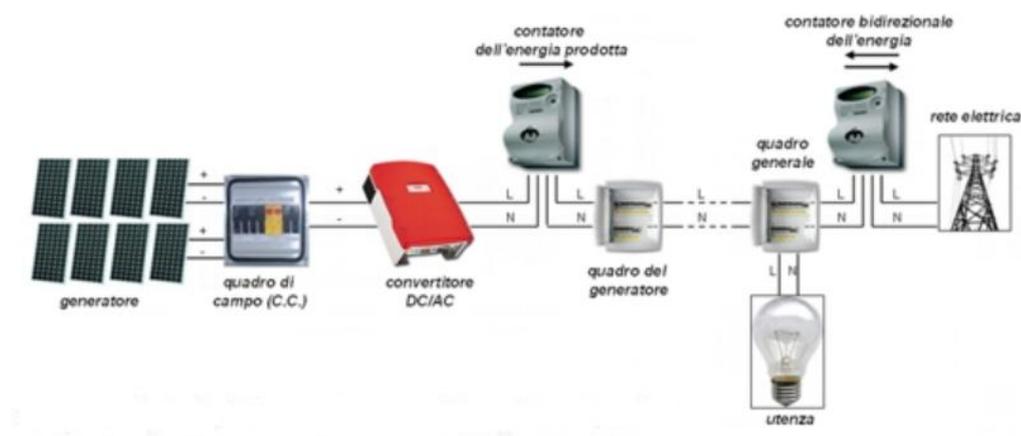


Figura 11 – Impianti grid connected

Tali impianti funzionano come produttori e/o utilizzatori di energia elettrica, infatti, quando l'impianto è in sovrapproduzione di energia l'eccesso viene ceduto alla società elettrica, per cui viene immesso in rete e conteggiato con un contatore “a dare” da parte della società elettrica. Invece, quando l'impianto non riesce a coprire il fabbisogno di energia elettrica, come ad esempio nelle ore notturne, l'energia per gli utilizzatori viene prelevata dalla rete elettrica con contatore “ad avere”.

- i sistemi non connessi alla rete **“stand alone”** (Figura 12), i quali utilizzano batterie per accumulare l'energia prodotta e un regolatore di carica per mantenere cariche al meglio le batterie.



Figura 12 – Impianti stand alone

Il funzionamento di una cella fotovoltaica illuminata da una radiazione solare incidente può essere descritta dalla sua caratteristica voltamperometrica ( $V-I$ ). Tale funzione rappresenta la relazione tra la corrente di uscita e la tensione per una cella fotovoltaica, quando il carico varia dalle condizioni di cortocircuito (massima corrente) alle condizioni a vuoto (massima tensione). Un esempio di caratteristica voltamperometrica per una tradizionale cella fotovoltaica al silicio è riportata in Figura 13.

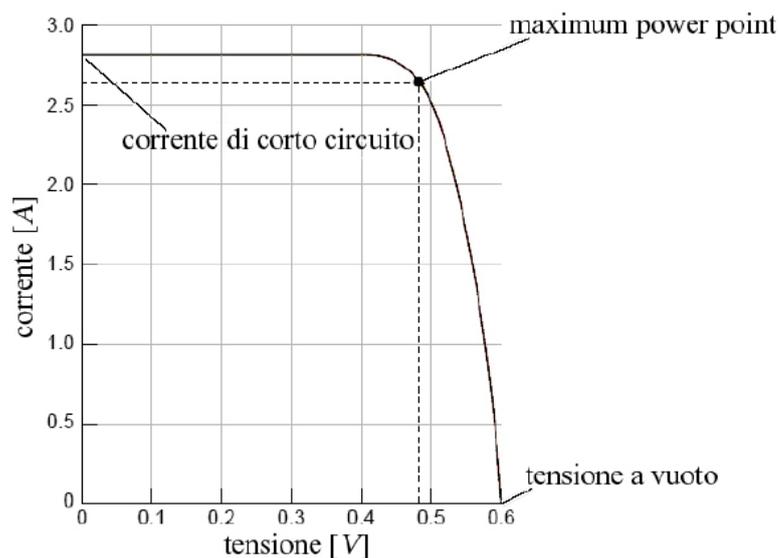


Figura 13 - Caratteristica voltamperometrica ( $V-I$ ) per una cella tradizionale al silicio in condizioni standard

Le condizioni operative ottimali per una cella per specifiche condizioni ambientali sono rappresentate dal *maximum power point* (MPP). L'MPP è il punto sulla caratteristica voltamperometrica della cella dove è massima la potenza di uscita. Alcuni sistemi di generazione fotovoltaica incorporano uno specifico dispositivo elettronico per il *maximum power point tracking* (MPPT). Tale dispositivo varia in modo

automatico il punto di lavoro della cella (corrente e tensione di uscita) così che essa possa operare intorno al MPP e possa trasferire la massima potenza al carico.

Relativamente alla fornitura dei servizi ancillari, le tecnologie attuali non permettono ai generatori fotovoltaici di far ciò. Tuttavia, nel caso di interfaccia con la rete attraverso un inverter a quattro quadranti, i generatori fotovoltaici potrebbero contribuire alla regolazione di tensione e alla Power Quality nella rete di distribuzione.

### **3.5 Accumulatori elettrici**

La graduale trasformazione del sistema elettrico che dalla struttura strettamente centralizzata sta evolvendo verso una struttura mista che vede la presenza di generazione distribuita a livelli intermedi e la contemporanea diffusione in misura sempre maggiore di sistemi di generazione a fonte rinnovabile e aleatoria, sta portando ad una notevole diffusione delle tecnologie di accumulo di energia, le quali si troverebbero a svolgere una serie di funzioni strategiche. Infatti, l'accumulo permette di disaccoppiare temporalmente la produzione e il consumo di energia elettrica, favorendo una maggiore penetrazione dei sistemi di generazione a fonte rinnovabile che, per la loro natura aleatoria, hanno curve di produzione non facilmente prevedibili e spesso non coincidenti con quelle del carico. Le reti elettriche, italiana ed europea, nella loro attuale configurazione non potrebbero reggere un livello molto elevato di produzione da generatori di tipo aleatorio, se non apportando una profonda trasformazione che vede, tra le altre misure, anche l'integrazione di sistemi di accumulo che svolgano funzioni di riserva per compensare le variazioni impreviste della produzione e compensare le fluttuazioni rapide della potenza generata, garantendo la continuità e la qualità della fornitura.

I sistemi di accumulo permettono uno sfruttamento ottimale delle risorse energetiche:

- dal punto di vista dell'utente, un sistema di accumulo di energia opportunamente programmato può effettuare automaticamente il *peak shaving* giornaliero, garantendogli un vantaggio economico grazie all'ottimizzazione delle tariffe.

- Dal punto di vista del fornitore di energia elettrica, l'utilizzo di sistemi di accumulo per effettuare il *load levelling* consente di migliorare lo sfruttamento delle risorse e di ritardare eventuali potenziamenti delle infrastrutture per la trasmissione e distribuzione dell'energia.

La Figura 14 riassume alcune tra le possibili applicazioni dei sistemi di accumulo elettrochimico.

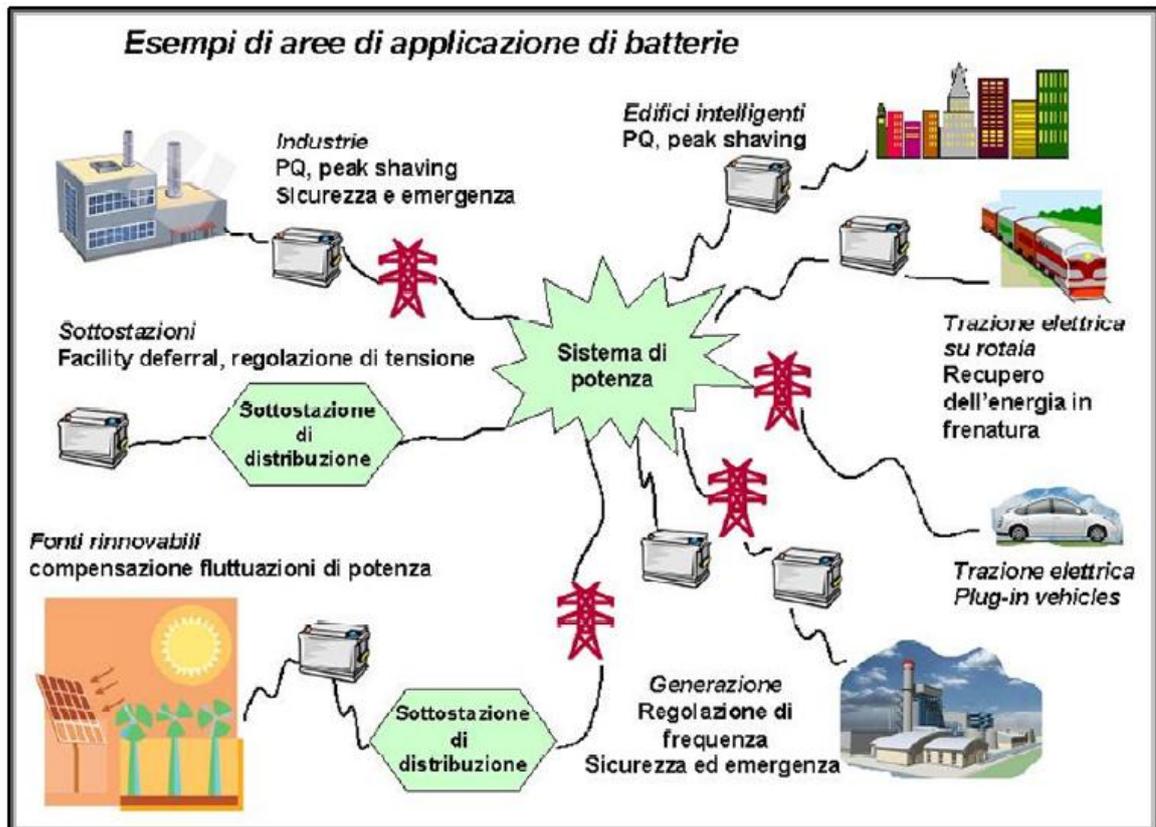


Figura 14 – Esempi di aree di applicazione di batterie

A partire dal 1994 il DOE ha avviato un progetto [20], [21] che si proponeva di selezionare tra le applicazioni dei sistemi di accumulo al sistema elettrico, quelle più interessanti e con maggiori prospettive per le utility e le industrie. Il progetto, proseguito fino al 2002, si proponeva anche di individuare le prestazioni che sono richieste ai sistemi di accumulo nelle diverse applicazioni. Sono state selezionate otto diverse applicazioni, suddivise in tre settori, ovvero la generazione, il sistema di trasmissione e distribuzione (T&D) e i servizi ancillari.

Nella Tabella 2 sono elencate le varie applicazioni, suddivise nei settori di riferimento: per ciascuna sono indicate la potenza e l'autonomia richiesta al sistema di accumulo, le modalità di lavoro in cui si trova ad operare e il livello di tensione AC in cui

sarebbe installato. La classificazione sviluppata dal DOE-Sandia non è però rigida e non esclude che uno stesso sistema di accumulo non possa essere utilizzato contemporaneamente in diverse applicazioni. Al contrario la flessibilità e la possibilità di impiego su più fronti è considerata un valore aggiunto.

**Tabella 2 - Applicazioni dei sistemi di accumulo al sistema elettrico**

	Applicazione	Potenza richiesta [MW]	Autonomia del sistema [min]	Modalità operative	Livello di tensione AC
Generazione	Riserva rapida	10 - 100	10 - 100	Pochi interventi l'anno	MT - AT
	Riserva rapida per regolazione di frequenza	10 - 100	< 10	Continui cicli di carica/scarica non profondi	MT - AT
	Load levelling	1 - 100	100 - 1000	Cicli di carica/scarica giornalieri	MT - AT
T & D	Regolazione di tensione	1 - 10	10 - 100	Cicli di carica/scarica giornalieri	MT - AT
	T & D facility deferral	0.1 - 10	100	Cicli di carica/scarica giornalieri	MT - AT
Servizi ancillari	Peak shaving	0.01 - 10	10 - 100	Cicli di carica/scarica giornalieri	BT - MT
	Accoppiamento alle fonti rinnovabili	0.01 - 100	0.001 - 1000	Variabile a seconda dell'applicazione	variabile
	Power quality	0.01 - 10	0.001 - 1	Il sistema eroga forti potenze per tempi brevi	BT - MT

### **Riserva rapida**

I sistemi di accumulo possono svolgere una funzione analoga a quella degli impianti di riserva, permettendo quindi agli impianti termici di funzionare al punto di massima efficienza. I sistemi di accumulo in questa applicazione sono chiamati a pochi interventi l'anno, e hanno taglie dell'ordine delle decine di MW.

### **Riserva rapida per regolazione di frequenza**

I sistemi di accumulo possono prendere parte alla regolazione di frequenza nelle reti elettriche, andando a compensare le variazioni rapide della potenza richiesta dal carico. Questa funzione è particolarmente importante nelle reti di GD in

funzionamento isolato, in cui le fluttuazioni della potenza anche piccole sono importanti se rapportate alla potenza totale della rete.

### **Load levelling e peak shaving**

Il termine *load-levelling* (livellamento del carico) si riferisce alla disomogenea distribuzione del carico su una rete elettrica nelle varie ore del giorno. Il problema del load-levelling è di pertinenza dell'utility che fornisce l'energia elettrica o che gestisce la rete elettrica, che deve necessariamente dimensionare la rete e i generatori sul picco di potenza, prevedendo quindi una certa riserva. L'utilizzo di sistemi di accumulo di energia con funzioni di load-levelling consente di migliorare lo sfruttamento della generazione di potenza esistente e può permettere in certi casi anche il differimento degli investimenti per il potenziamento della rete elettrica fornendo localmente al carico la quota di potenza e di energia che la rete elettrica non potrebbe fornire.

Con la dizione *peak shaving* si intende invece la questione, vista questa volta con gli occhi dell'utente, della disuniformità della richiesta di potenza dalla rete elettrica. L'utilizzo di un sistema di accumulo per effettuare il peak shaving permette all'utente di non dimensionare il suo impianto sul picco di potenza e di stipulare con l'ente fornitore dell'energia un contratto con una potenza massima inferiore, per lui economicamente vantaggioso. Inoltre l'utente può sfruttare il sistema di peak shaving per comprare e immagazzinare energia nelle ore in cui costa di meno e rivenderla nelle ore a tariffazione più alta.

### **Regolazione di tensione**

L'accumulo è usato tradizionalmente per contribuire alla regolazione di tensione nelle reti di trasmissione (rifasamento). Oggi, grazie agli sviluppi e alla riduzione dei costi dei sistemi di conversione dell'energia, è possibile impiegare anche accumulatori elettrochimici per effettuare un rifasamento attivo, iniettando in rete potenza reattiva.

### **T&D facility deferral**

L'impiego di sistemi di accumulo nei punti del sistema di trasmissione e distribuzione che, per il progressivo aumento del carico, sono prossimi ai loro limiti operativi (ad esempio cabine di trasformazione o linee) permette di rinviare nel tempo gli adeguamenti degli impianti.

## Accoppiamento a fonti rinnovabili

I sistemi di accumulo sono molto importanti in presenza di una elevata percentuale di generazione da fonti rinnovabili. In questa situazione, come conseguenza dell'incostanza della fonte energetica, è necessario che il sistema elettrico aumenti la riserva per far fronte a variazioni impreviste della potenza generata. I sistemi di accumulo possono quindi essere impiegati come riserva rapida, possono contribuire alla regolazione della frequenza di rete in presenza di generatori caratterizzati da una rapida fluttuazione della potenza, in particolare generatori eolici.

## Power quality

Sistemi di accumulo con specifiche caratteristiche integrati con opportuni convertitori elettronici (i cosiddetti filtri attivi o APQC) possono essere impiegati per proteggere il carico da perturbazioni che possono interessare la rete di alimentazione (buchi di tensione, microinterruzioni, disturbi armonici) e di proteggere al tempo stesso la rete da disturbi dovuti a rapide variazioni della potenza richiesta dal carico o alla presenza di carichi squilibrati.

La Figura 15 confronta le prestazioni richieste ai sistemi di accumulo dalle diverse applicazioni.

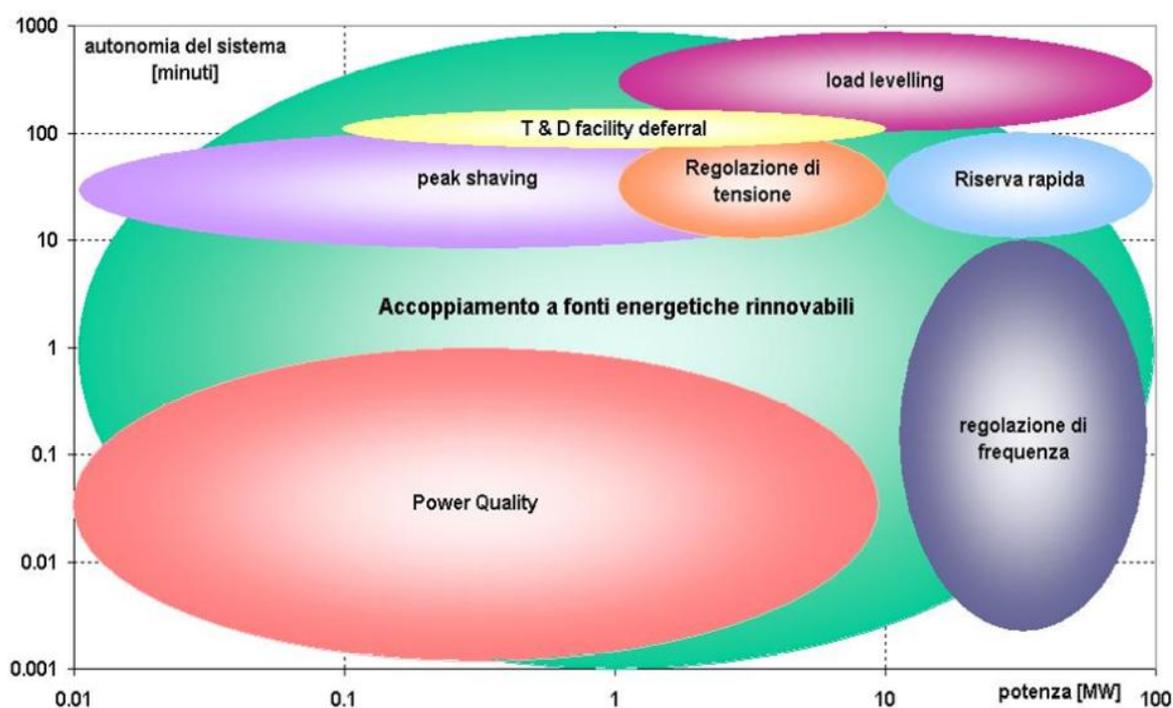


Figura 15 - Applicazioni dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico

Nel seguito vengono riportate brevemente le principali tecnologie di accumulo attualmente esistenti [22], [23], [24]:

- **Accumulatori al piombo acido**, costituiscono oggi la tecnologia di accumulo che ha il maggior grado di maturità sia tecnica che commerciale. Presentano un basso costo e una tecnologia relativamente semplice e affidabile. Di contro hanno diversi aspetti negativi, quali una vita attesa abbastanza bassa e una bassa densità di energia e di potenza.
- **Accumulatori nichel/cadmio**, nonostante offrano buone prestazioni in termini di durata e affidabilità, oggi sono in fase di declino principalmente per motivi ambientali legati alla presenza del cadmio.
- **Accumulatori nichel/idruri metallici**, derivano da quelli nichel/cadmio con la sostituzione dell'elettrodo di cadmio con una miscela di idruri metallici. Questo ha permesso di eliminare le problematiche ambientali legate all'uso del cadmio.
- **Batterie ad alta temperatura**, tale famiglia di batterie comprende la batteria sodio/zolfo e la batteria sodio/cloruro di nichel. La caratteristica di questa tecnologia è il fatto che la temperatura di lavoro della cella si aggira attorno ai 300°C, necessari sia per mantenere allo stato fuso gli elettrodi, sia per aumentare la conducibilità dell'elettrolita. Lo sviluppo di queste nuove tipologie di celle è stato spinto dall'esigenza di individuare coppie elettrochimiche in grado di fornire energie specifiche molto elevate senza ricorrere all'utilizzo di materiali eccessivamente pregiati e rari. Tali batterie trovano forte impiego per applicazioni nella distribuzione di energia elettrica (power quality, load levelling, peak shaving) e sono già presenti diverse installazioni di grossa dimensione negli Stati Uniti e in Giappone.
- **Accumulatori al litio**, il litio è il metallo con il più basso peso atomico, ha un potenziale elettrodo standard in valore assoluto molto elevato (-3,04 V) ed ha una capacità specifica molto alta, pari a 3,86 Ah/kg. Queste caratteristiche lo rendono l'elemento di elezione per la ricerca di batterie con elevata energia specifica.
- **Batterie a circolazione di elettrolita**, la caratteristica più importante di questa tecnologia di accumulo è il totale disaccoppiamento tra la potenza e l'energia. La potenza che la batteria può erogare o assorbire dipende dalla

quantità di elettrolita che prende parte alla reazione istante per istante, la capacità di accumulo è invece legata alla quantità di liquido totale e quindi alla capienza dei serbatoi, pertanto, a parità di potenza installata, è possibile aumentare la capacità della batteria aumentando le dimensioni dei serbatoi. Gli accumulatori a flusso di elettrolita si prestano in modo particolare ad applicazioni di taglia molto grande (ordine del megawattora), come ad esempio il load levelling. All'interno di questa famiglia di batterie si annoverano la batteria zinco/bromo e la batteria ai sali di vanadio.

- **Supercapacitori**, chiamati anche condensatori a doppio strato o condensatori elettrochimici, sono dispositivi elettrochimici in grado di accumulare ed erogare energia elettrica di alta potenza in modo molto rapido e per un numero elevato di cicli (la vita attesa può arrivare fino al milione di cicli), senza evidenziare decadimenti delle prestazioni.
- **Volani**, sono dei dispositivi elettromeccanici in grado di accumulare energia. Affinché l'energia accumulata possa essere immessa nella rete elettrica questi dispositivi sono accoppiati a un macchinario elettrico funzionante da motore e generatore. Nella maggior parte delle applicazioni viene utilizzato anche un convertitore di potenza per regolare la macchina elettrica e provvedere a un funzionamento in un range operativo più ampio.
- **SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage)**, questa tecnologia permette di accumulare l'energia all'interno di un campo magnetico associato a degli induttori realizzati con superconduttori e percorsi da corrente continua.

### 3.6 CHP, micro CHP, CCHP

A causa delle crescenti pressioni per diminuire i costi, le imprese industriali e commerciali stanno cercando attivamente dei modi per sfruttare più efficientemente l'energia. Uno di questi è la *cogenerazione*, processo che permette, in un unico impianto, la produzione combinata di elettricità e calore, quest'ultimo potendo essere utilizzato per alimentare processi industriali o per scopi di riscaldamento. La cogenerazione è spesso indicata con l'acronimo inglese CHP (*Combined Heat and Power*). Rispetto alla produzione separata di energia elettrica e calore, essa consente di risparmiare combustibile, con ovvi benefici di carattere economico ed ambientale.

In termini di efficienza, un impianto di cogenerazione presenta rendimenti medi complessivi intorno all'80-90%. Rispetto alla produzione separata di calore ed elettricità, l'aumento di efficienza è di circa il 30-40%. Lo schema riportato in Figura 16 rappresenta un esempio realistico dei possibili vantaggi energetici della cogenerazione. Partendo da 100 unità di energia primaria, cioè di combustibile, un impianto cogenerativo può ricavarne 38 di elettricità e 45 di calore utile, mentre le perdite sono di 17 unità.

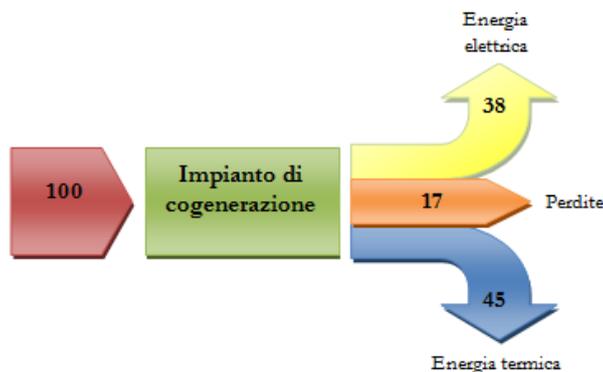


Figura 16 – Produzione in cogenerazione

Per ricavare la stessa quantità di calore ed elettricità a partire da due impianti separati (vedi Figura 17), come di solito avviene, invece di 100 unità di combustibile ne occorrono 148 (53+95). La cogenerazione, quindi, assicura in questo caso un risparmio di combustibile pari al 33% rispetto alla produzione separata di energia termica ed elettrica. Si può vedere come le perdite, in caso di produzione separata, siano imputabili soprattutto agli impianti tradizionali di produzione di energia elettrica, in cui mediamente quasi 2/3 dell'energia contenuta nel combustibile in entrata, se ne va dal camino sotto forma di calore.

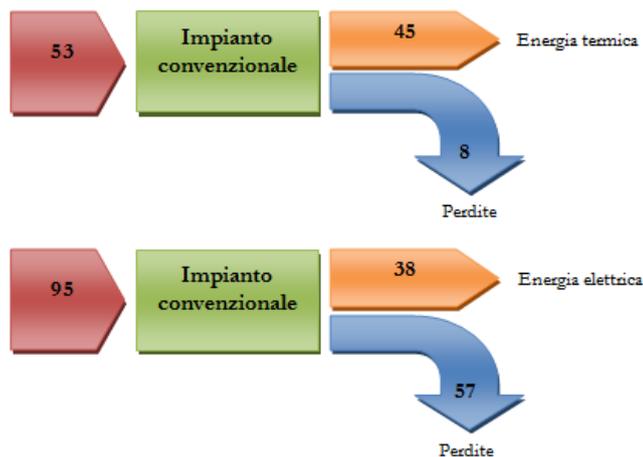


Figura 17 – Produzione separata

Relativamente alle tipologie impiantistiche, esistono cinque tipologie convenzionali per la cogenerazione, più altre attualmente relegate a settori di nicchia o in fase di sviluppo [25], [26], [27]:

- motori a combustione interna,
- turbine a vapore,
- turbine a gas,
- microturbine,
- celle a combustibile,
- motori Stirling,
- motori a ciclo Rankine.

All'interno del panorama di generazione distribuita, sta emergendo particolare interesse la cosiddetta *microcogenerazione* domestica. L'impiego di unità cogenerative direttamente presso l'utente finale in grado di produrre energia elettrica e termica potrebbe dunque costituire una soluzione vincente in grado di apportare un significativo risparmio energetico.

Tra le tecnologie ritenute più adatte in questo campo si citano i motori a combustione interna (di derivazione aeronautica), sistemi a motori Stirling, il cui sviluppo ha raggiunto le condizioni di precommercializzazione, macchine a micro ciclo Rankine e tra le tecnologie per un prossimo futuro, le celle a combustibile. Da citare, anche la tecnologia del termo-fotovoltaico, le cui prestazioni sono però ancora inadatte.

Il ridotto rapporto elettricità/calore rende questi microcogeneratori particolarmente adatti al fabbisogno energetico delle case esistenti, dove potrebbero sostituire le comuni caldaie domestiche, con il beneficio di produrre energia elettrica nei momenti in cui è richiesto un carico termico.

Per soddisfare esattamente il fabbisogno della tipica utenza domestica, in particolare quella monofamiliare che manifesta brusche variazioni nel tempo ed ottimizzare l'impiego di tali unità, tipicamente vengono adottate le seguenti tecniche:

- l'energia elettrica in eccesso/difetto è scambiata con la rete elettrica;
- l'energia termica in eccesso è accumulata in serbatoi termicamente isolati;
- è accostata al sistema una caldaia ausiliaria per integrare richieste di potenza termica superiori alla capacità del cogeneratore.

La *trigenerazione* (CCHP, acronimo di *combined cooling, heating and power*), invece, è un efficiente sistema di produzione combinata di elettricità, calore e freddo. Un trigeneratore è “semplicemente” un impianto di cogenerazione, a cui viene abbinata una macchina frigorifera, per produrre freddo sotto forma di acqua refrigerata, per il condizionamento degli edifici o per usi industriali (Figura 18).

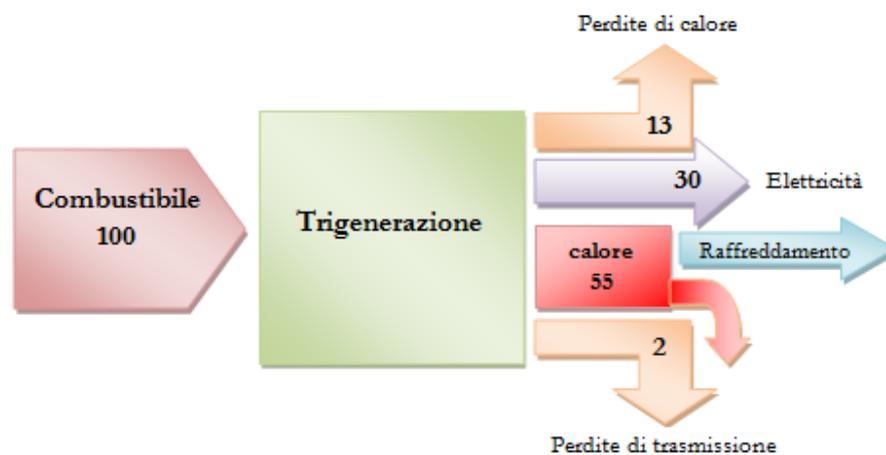


Figura 18 – Produzione in trigenerazione

# 4

## Virtual Power Plant

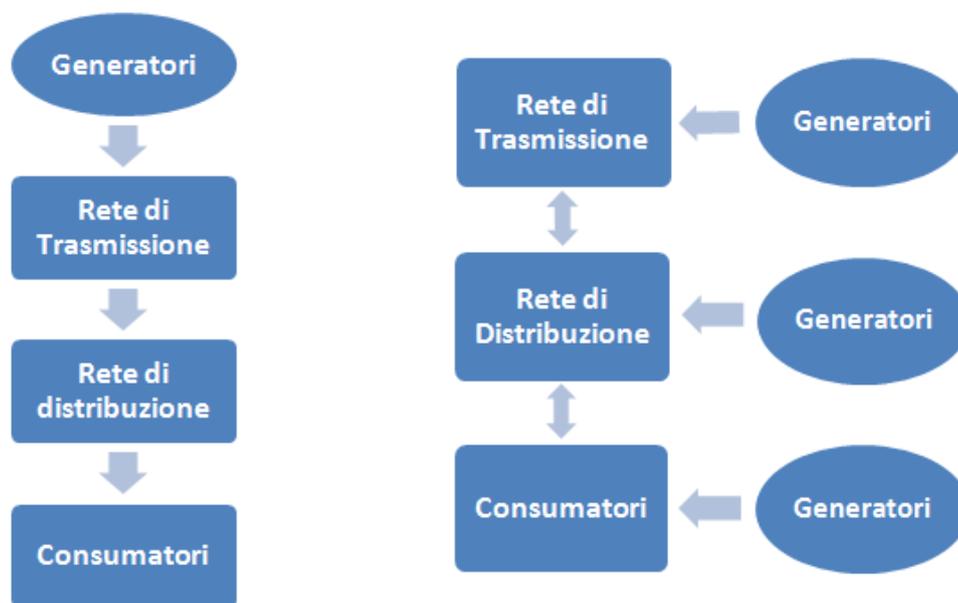
### 4.1 Evoluzione del sistema elettrico

Storicamente per *sistema elettrico di potenza* si intende un sistema che permette il trasporto e la distribuzione dell'energia elettrica prodotta da sorgenti di grande potenza (centrali elettriche) ai centri di consumo dislocati su un territorio di grande estensione. Da tale definizione è intuibile come l'energia elettrica sia stata tradizionalmente caratterizzata da una produzione di tipo centralizzato per motivazioni legate anche all'economicità, alla sicurezza e alla qualità di esercizio.

Oggi, l'acronimo GD è entrato nel gergo elettrotecnico, potendosi ad esso associare le due locuzioni equivalenti Distributed Generation e Dispersed Generation, le quali designano il principale effetto della liberalizzazione del mercato elettrico [28]. Non dando per scontato la scelta terminologica ormai universalmente accettata, si potrebbe osservare che gli attributi Distribuita o Dispersa dipendono da un

punto di vista e/o da un riferimento con una situazione pre-esistente. La connotazione più oggettiva, vale a dire meno legata ad un osservatore, dello scenario che si è aperto con la liberalizzazione del mercato elettrico è, infatti, la possibilità di produzione di energia “sul posto” o “nel luogo” in cui viene consumata con il generatore locale allacciato alla rete, in modo da consentire a singoli soggetti sia acquisizione sia vendita di energia.

I due schemi di Figura 19 riassumono il cambiamento in atto:



**Figura 19 - Paradigmi di generazione attuale e distribuita**

Sarebbe corretto quindi designare tale generazione come on-site generation, generazione sul posto o generazione locale.

L'attributo “distribuita” ed ancor più “dispersa” contengono il giudizio di un soggetto che vede naturale la concentrazione della produzione di energia. Questo soggetto è ovviamente il Distributore, che, purtroppo, deve adeguarsi ad una situazione di generazione dispersa avendo a disposizione una rete pianificata e realizzata per una generazione concentrata.

In Figura 20 viene rappresentata un'ipotetica struttura futura della rete elettrica in presenza di forte penetrazione di GD.

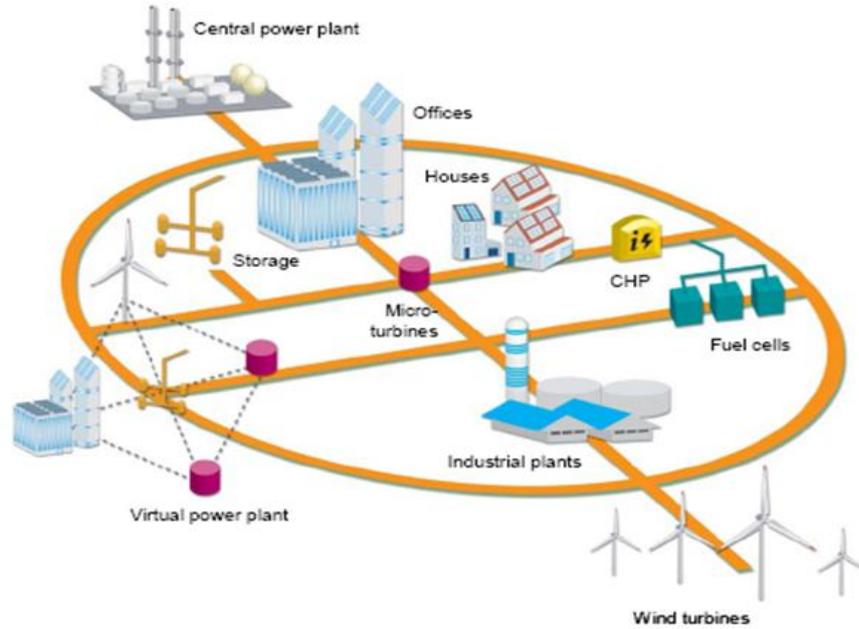


Figura 20 – Scenario futuro della rete elettrica

La generazione distribuita consente, quindi, una riduzione dei transiti sulla rete primaria portando notevoli vantaggi al sistema in termini di efficienza e riduzione delle perdite, ma, nel caso risulti eccessiva, rischia di causare criticità ed inefficienze al sistema. A tal proposito, degli studi [29] mostrano che ad elevati tassi di penetrazione della GD i benefici (dal punto di vista del Distributore) si riducono per effetto dei vincoli della rete di distribuzione, inizialmente concepita come puramente passiva, ovvero con energia transitante dalle reti a livello di tensione più elevato verso quelle a tensione più bassa (vedi Figura 21).

#### Il percorso dell'elettricità dalla centrale al consumatore

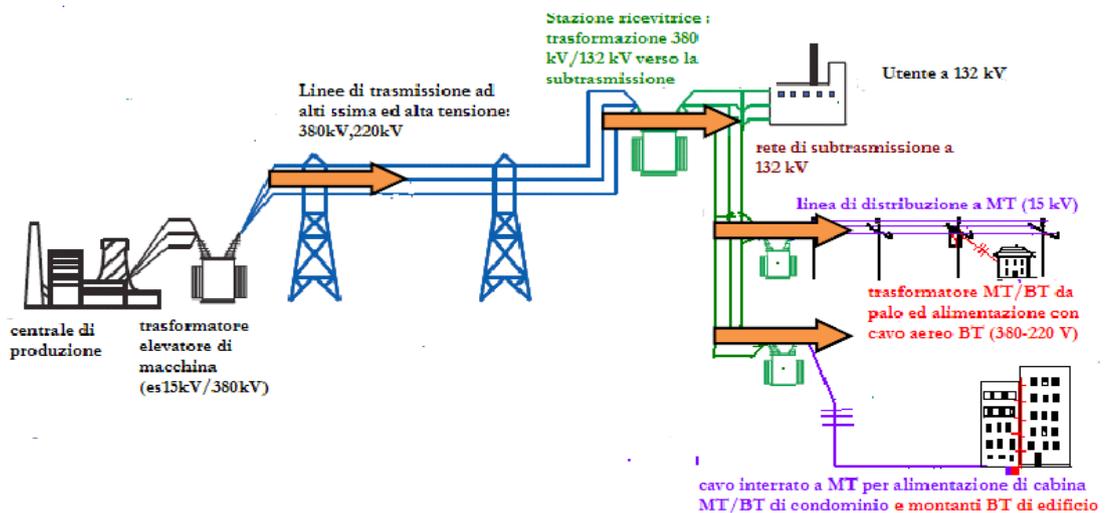


Figura 21 – Flussi di potenza in assenza di GD

I vantaggi legati allo sviluppo della GD sono evidenti fintanto che l'energia assorbita dai carichi proviene da generatori appartenenti alla stessa porzione di rete, nel momento in cui la generazione diventa eccessiva, ovvero nel caso superi la richiesta dei carichi collegati alla medesima linea, si ottiene l'effetto opposto, ovvero si verifica un'inversione di flusso (la potenza si muove verso reti a tensione maggiore). Il concetto può essere meglio compreso dall'osservazione del grafico in Figura 22.

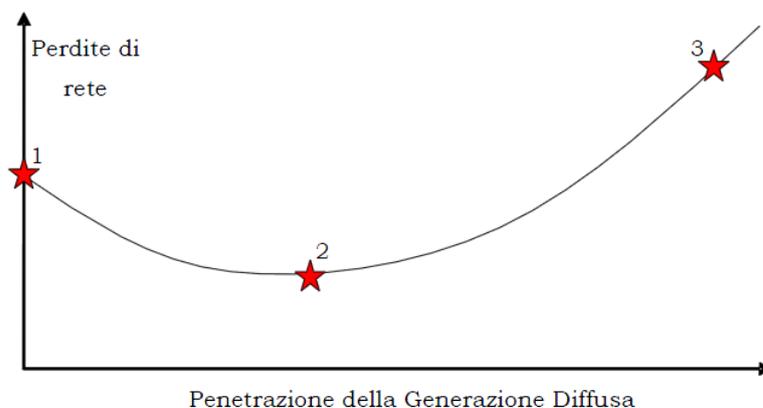


Figura 22 – Effetto della penetrazione della GD

Il punto 1 identifica lo stato della rete passiva, ovvero in totale assenza di GD, nel quale il flusso di potenza è unidirezionale verso le utenze (vedi Figura 21).

Il punto 2, invece, identifica il livello di penetrazione della GD ottimale, ovvero i consumi sono in buona parte o totalmente coperti dalle fonti locali e di conseguenza le perdite elettriche risultano minimizzate (vedi Figura 23).

**Il percorso dell'elettricità dalla centrale al consumatore**

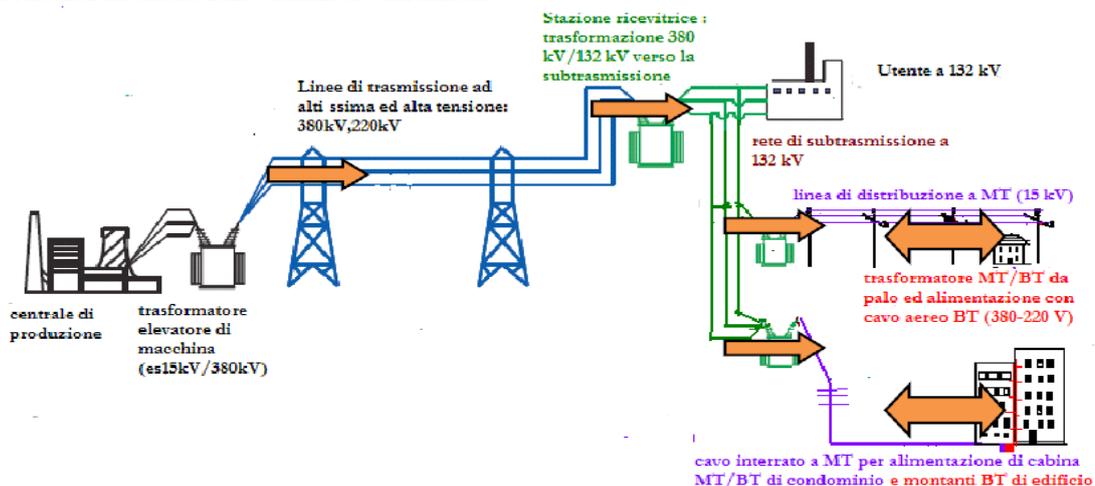


Figura 23 – Flussi di potenza ottimali della GD

Il punto 3 indica, infine, gli effetti di una eccessiva diffusione della GD che portano i flussi di potenza a fluire verso le reti ai livelli di tensione più elevati (vedi Figura 24).

#### Il percorso dell'elettricità dalla centrale al consumatore

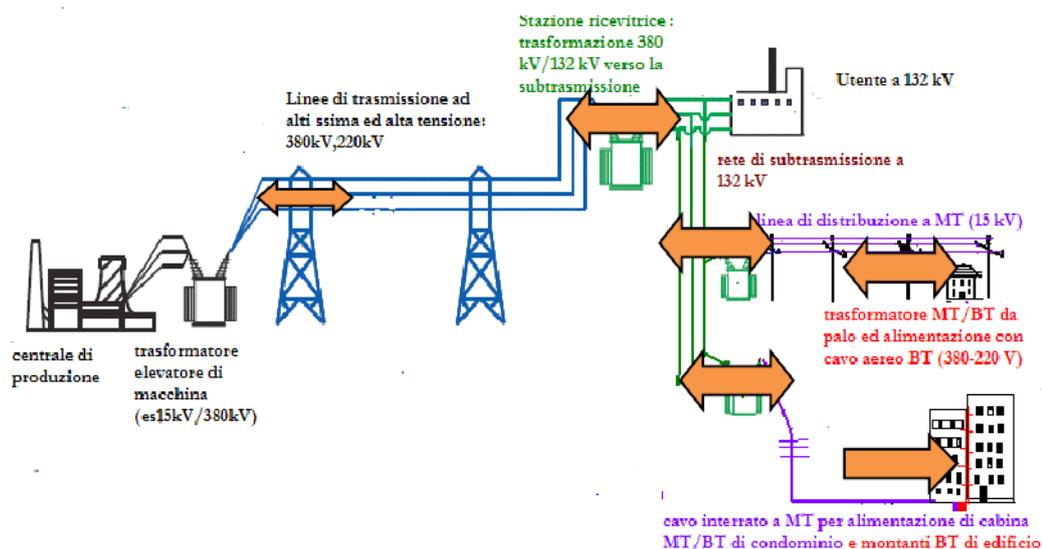


Figura 24 – Flussi di potenza in presenza di forte penetrazione di GD

Le problematiche fin qui descritte non sono le uniche legate alla GD, infatti, se ne aggiungono altre legate al fatto che non tutte le fonti sono in grado di erogare costantemente una potenza nota o di modularla, ad esempio, eolico e fotovoltaico sono legate a fonti di natura aleatoria, il vento ed il sole rispettivamente.

La connessione di fonti aleatorie alla rete potrebbe rivelarsi problematica dal punto di vista della distribuzione, dove variazioni non controllate e non prevedibili dei profili di scambio, possono causare dei problemi sommandosi alle aleatorietà già presenti legate ai prelievi.

L'aggregazione in Virtual Power Plant (VPP) mira a risolvere questi problemi realizzando un'aggregazione di più impianti di piccola taglia che da soli non potrebbero accedere alla borsa elettrica e alla fornitura di servizi ancillari. Grazie all'aggregazione in un unico VPP, tali unità di piccola taglia possono quindi partecipare alle contrattazioni e vendere la loro energia nel mercato libero, inoltre, diventando visibili non solo agli operatori di mercato ma anche agli operatori di rete potrebbero intervenire attivamente alla fornitura dei servizi di rete. Il centro di controllo di un VPP le può infatti gestire come se fossero un unico impianto [30-31].

## 4.2 Varie definizioni di VPP presenti in letteratura

L'approccio VPP consiste nell'aggregazione di Distributed Energy Resources (DER) con controllo centralizzato diretto delle unità DER. Questo controllo diretto permette di ottimizzare la partecipazione al mercato di tali unità DER le quali possono essere controllate in modo flessibile.

In letteratura sono presenti numerose definizioni di VPP. Di seguito vengono riportate le più importanti in modo tale da estrapolare le caratteristiche fondamentali di tale tipologia di aggregazione:

- All'interno del progetto europeo CRISP [32], il VPP è definito nel seguente modo *“A Virtual Power Plant is an aggregation of DER units dispersed among the network, but controllable as a whole generating system”*. In tale progetto viene anche definita una entità di livello superiore la quale aggrega più VPP, viene quindi introdotto il concetto di LSVPP del quale viene data la seguente definizione *“A Large-Scale Virtual Power Plant (LSVPP) is an aggregation of VPP or of DER units dispersed widely among the network, controllable as a whole generating system”*. Da tale definizione si possono estrarre due importanti aspetti del VPP. In primo luogo, vari livelli di aggregazione sono possibili e in secondo luogo, le unità DER sono controllabili dal VPP.
  
- All'interno del progetto europeo FENIX vengono date le seguenti definizioni di VPP [33]:
  - *“A Virtual Power Plant (VPP) [...] is a flexible representation of a portfolio of DER that can be used to make contracts in the wholesale market and to offer services to the system operator. There are two types of VPP, the Commercial VPP (CVPP) and the Technical VPP (TVPP). DER can simultaneously be part of both a CVPP and a TVPP”*.
  
  - *“A CVPP has an aggregated profile and output which represents the cost and operating characteristics for the DER portfolio. The impact of the distribution network is not*

*considered in the aggregated CVPP profile. Services/functions from a CVPP include trading in the wholesale energy market, balancing of trading portfolios and provision of services [...] to the system operator. The operator of a CVPP can be any third party aggregator or a Balancing Responsible Party (BRP) with market access; e.g. an energy supplier”.*

- *“The TVPP consists of DER from the same geographic location. The TVPP includes the real-time influence of the local network on DER aggregated profile as well as representing the cost and operating characteristics of the portfolio. Services and functions from a TVPP include local system management for DSO, as well as providing TSO system balancing and ancillary services. The operator of a TVPP requires detailed information on the local network; typically this will be the DSO”.*

- Il VPP viene definito da [Stohtert, Fritz, Suter, 2001] come *“un aggregato di impianti di diversa natura (idroelettrici, turbogas, a ciclo combinato, di cogenerazione, diesel, accumulatori termici, ecc.), gestiti da un ente supervisore che definisce i punti di lavoro dei singoli impianti secondo un criterio economico, in modo da garantire una determinata immissione di potenza elettrica e termica al minore costo di generazione e nel rispetto dei vincoli di impianto e di rete”.*
- Una lista degli aspetti caratteristici di un VPP è data in [34]:
  - aggregazione di una grossa quantità di generatori distribuiti,
  - comportamento simile ad una centrale elettrica convenzionale,
  - un sistema di gestione che coordina i generatori aggregati,
  - comunicazione bidirezionale,
  - tecnologia internet.

Sulla base delle definizioni presenti in letteratura, si ritiene idonea la seguente definizione di Virtual Power Plant:

*“Un Virtual Power Plant (VPP) è un sistema di informazione e comunicazione che aggrega unità energetiche distribuite controllabili attraverso un controllo centralizzato diretto”.*

In Figura 25 viene riportato un esempio di unità DER gestite in VPP.

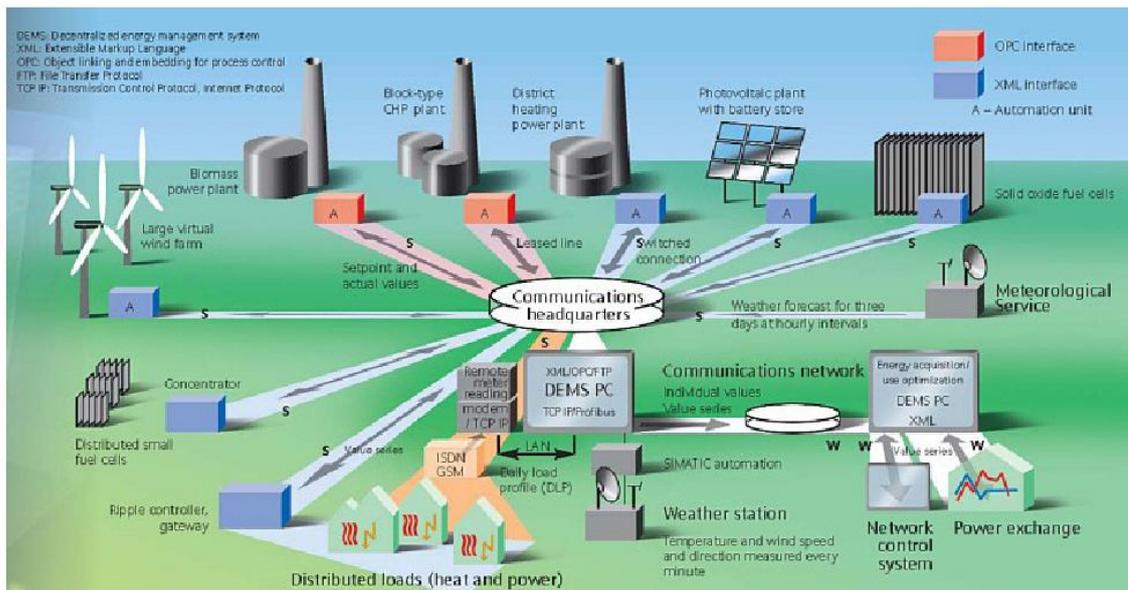


Figura 25 – Esempio di un aggregato di DER gestite in Virtual Power Plant

#### 4.3 Stato dell'arte delle strategie di gestione di un VPP

Le modalità di gestione di un VPP sono attualmente oggetto di grande studio in quanto a seguito del notevole sviluppo che stanno avendo le smart grid in senso lato e i VPP in senso stretto, nascono ovviamente problematiche su come effettivamente bisogna gestire tale aggregato di utenze.

Nella letteratura tecnica tesi contrastanti esistono sulla gestione di un VPP. Da una parte si assiste ad una scuola di pensiero che fa riferimento ad un criterio di minimo costo [35], [36], [37], [38], [39] e dall'altra parte si assiste a una scuola di pensiero che fa riferimento ad un criterio di massimo profitto [40], [41], [42], [43]. E' chiaro che la logica di ottimizzazione a minimo costo ben si sposa con una gestione del sistema del tipo verticalmente integrata, mentre in un'ottica di liberalizzazione del mercato l'obiettivo principe di un qualunque aggregato di risorse distribuite DER è quello di massimizzare i profitti.

Il passaggio da un sistema verticalmente integrato a un sistema liberalizzato ha dunque shiftato l'obiettivo da una minimizzazione dei costi a una massimizzazione del profitto. A tale scopo, molti lavori che si occupano della massimizzazione del profitto si riscontrano in letteratura. Da una parte si trovano documenti che si soffermano molto sull'algoritmo di ottimizzazione migliore da utilizzare [44-45], dall'altra parte si trovano documenti che si soffermano sulla architettura gerarchica di controllo di un aggregato di DER [46-47] con l'introduzione di un nuovo attore del

mercato “*l'aggregatore*” che fa da tramite tra le unità DER e gli altri attori del mercato quali potrebbero essere il TSO, il DSO, il mercato elettrico. La figura dell'aggregatore è una figura piuttosto nuova nell'ambito dei sistemi elettrici e attualmente è ancora oggetto di ricerca. Molti progetti europei si sono occupati e si stanno occupando delle modalità di gestione di un aggregato di DER con l'obiettivo di ottenere un'efficiente integrazione dei DER con il sistema elettrico. A tal proposito, come si diceva sopra, è stato sviluppato il concetto di VPP per migliorare la visibilità e il controllo dei DER ai SO (System Operators) e ad altri operatori del mercato, fornendo una adeguata interfaccia tra questi componenti del sistema.

### 4.3.1 Progetti europei presenti in letteratura

In letteratura sono presenti molti progetti che si sono occupati e che continuano ad occuparsi dei problemi relativi all'integrazione dei DER e delle strategie di gestione. Si scopre, che il progetto **EU-DEEP** si concentra sulla promozione dei DER basata su interazioni di mercato, ma fornisce poca o nessuna attenzione alla integrazione con il sistema elettrico [48]. Il progetto **Dispower** è invece finalizzato principalmente all'integrazione tecnica della generazione dispersa [49]. Il progetto **FENIX** si concentra nel portare l'aggregazione di DG e RES nel mercato in condizioni simili a quelle di una centrale elettrica convenzionale attraverso il concetto del VPP. Il progetto **ADDRESS** estende questi approcci considerando entrambi gli obiettivi concorrenti, mercato e integrazione con la rete elettrica in un unico quadro [50].

In Figura 26 vengono mostrati per via grafica gli obiettivi dei vari progetti.

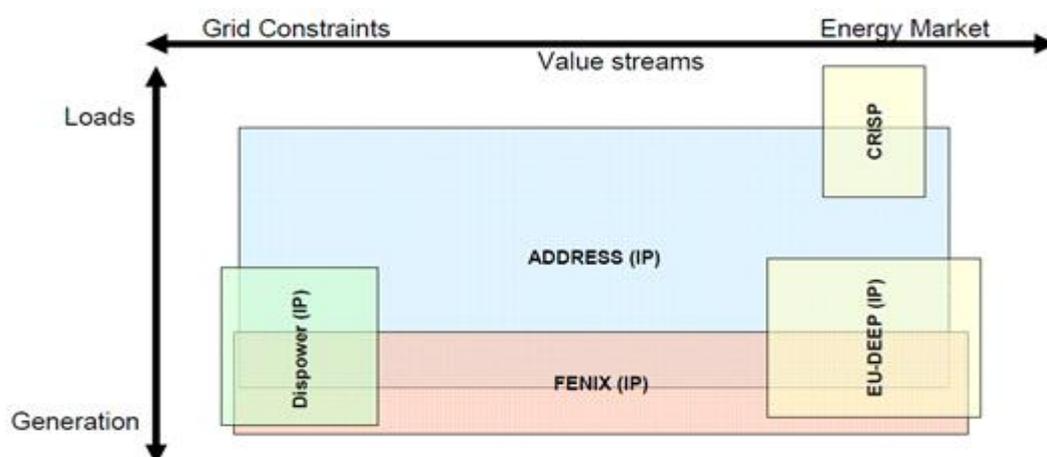


Figura 26 – Posizionamento dei vari progetti EU in funzione dei campi di cui si sono occupati

In Figura 27, viene fatto un confronto dei vari progetti relativamente all'architettura del sistema di controllo.

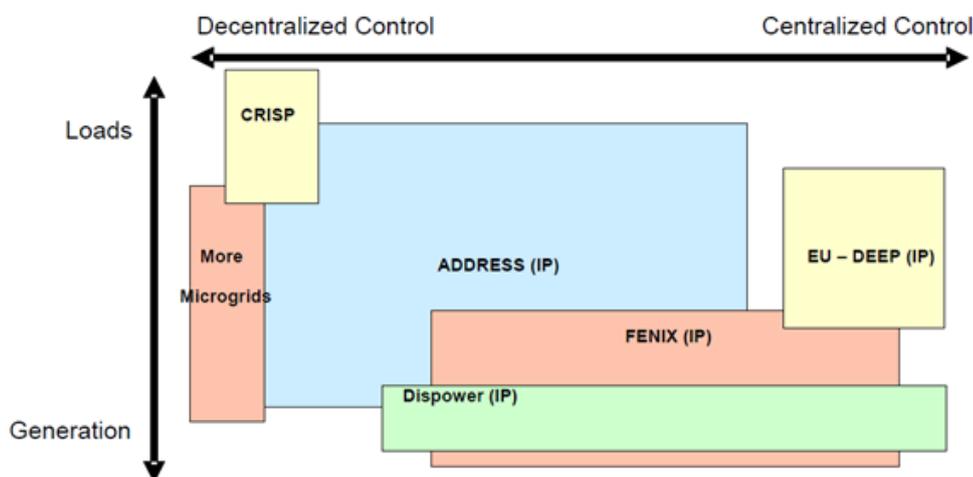


Figura 27 – Posizionamento dei vari progetti EU in funzione all'architettura di controllo

Il progetto **Dispower** si basa principalmente sulla struttura attuale centralizzata dell'architettura di controllo e considera algoritmi che coordinano le DG relativamente ad ogni singolo feeder. **EU-DEEP** non fa alcuna ricerca sul controllo della rete. **FENIX** si concentra sull'aggregazione delle DG distribuite ma non entra in un controllo distribuito della rete. **CRISP** si focalizza sull'uso dei carichi distribuiti come risorse per risolvere i problemi di rete considerando la possibilità di avere una architettura di controllo distribuita della rete. **ADDRESS** rappresenta un passo in avanti nell'architettura del sistema di controllo attraverso la definizione di un disegno decentrato in cui si assume che le sottostazioni siano in grado di gestire le risorse verso il basso, se necessario.

In parallelo con i progetti dell'UE, diversi progetti, europei e non, sono stati realizzati su temi simili o strettamente correlati, ad esempio il progetto AURA-NMS nel Regno Unito, i progetti EOS-LT e IOP-EMVT in Olanda, il progetto GAD in Spagna, il progetto HOMES in Francia e i progetti IntelliGrid e GridWise negli USA.

Nei capitoli che seguono verranno analizzati nel dettaglio i progetti FENIX e ADDRESS in quanto ritenuti quelli più interessanti in un'ottica di gestione di un aggregato di utenze.

# 5

## Progetto FENIX

### 5.1 Introduzione

Alla fine del 2005 un consorzio di 20 partner europei - fra i quali si annoverano partner industriali, università e istituti di ricerca provenienti da Austria, Francia, Germania, Paesi Bassi, Romania, Slovenia, Spagna e Regno Unito - ha dato il via, per conto della Commissione europea, ad un importante progetto denominato FENIX “Flexible Electricity Networks to Integrate the eXpected energy evolution”. La missione principale di questo progetto, dalla durata di 4 anni, è stata quella di analizzare e sviluppare strumenti e metodi tecnologici e commerciali con lo scopo di realizzare una rete elettrica intelligente, affidabile e sostenibile all'interno dell'Unione Europea. La sfida lanciata da FENIX prevede la minimizzazione dei problemi e la massimizzazione dei profitti che potrebbero derivare dalla forte penetrazione di risorse energetiche distribuite nella rete elettrica [51,52,53].

In Figura 28 sono mostrati i vari partner che hanno preso parte al progetto FENIX.

Le problematiche legate al cambiamento climatico, la diminuzione delle riserve di combustibili fossili, le diverse forme di energia, ecc. rappresentano le principali cause del cambiamento significativo dei parchi di produzione, infatti, si assiste oggi ad una forte crescita di impianti fotovoltaici, impianti eolici, impianti biogas, cogenerativi ecc.



Figura 28 – Partners che hanno lavorato nel progetto FENIX

Tuttavia, la crescente penetrazione delle risorse energetiche distribuite (DER) sta causando problemi non banali riguardanti la gestione delle reti di distribuzione, le quali hanno natura attualmente passiva nel senso che l'energia elettrica prelevata dalle reti di trasmissione AT giunge fino alle utenze finali tramite le reti di distribuzione MT e bt secondo un flusso di potenza unidirezionale. Inoltre, l'attuale filosofia di semplice collegamento delle unità DER alla rete non può essere più accettata, occorre invece ragionare in un'ottica di integrazione delle DER con la rete elettrica. Nuove soluzioni sono necessarie per permettere a queste nuove fonti di energia un supporto al sistema elettrico, attraverso la fornitura di servizi ancillari, in modo del tutto analogo a un generatore convenzionale. E' ovvio che occorre tenere ben presente la natura aleatoria e intermittente di alcune fonti di energia. Per far fronte a tale problema è necessario integrare le DER in Virtual Power Plants, infatti, l'aggregazione in VPP diventa il concetto chiave nel progetto FENIX attraverso il quale si riesce ad ottenere l'effettiva integrazione delle DER all'interno della rete elettrica.

Nella Figura 29 vengono rappresentati in modo molto schematico due possibili scenari che prevedono entrambi l'incremento della penetrazione di DER, nello scenario "Status quo Future" si suppone di continuare sulla filosofia di controllo centralizzato e reti di distribuzione passive, mentre, nell'altro scenario "FENIX Future" si suppone che le DER, nonché il Demand Side, siano completamente integrate nelle operazioni di rete mediante la decentralizzazione delle operazioni resa possibile dal fondamentale concetto sviluppato nel progetto, ossia quello del VPP. Nello scenario FENIX Future, quindi, le DER e il Demand Side saranno in grado di svolgere operazioni di supporto per il sistema elettrico e contribuiranno ad una forte riduzione di energia prodotta da impianti convenzionali. E' chiaro che per raggiungere tali obiettivi occorrerà cambiare la filosofia delle reti di distribuzione, da passive ad attive, passando da una filosofia tradizionale di controllo centralizzato ad un controllo di tipo distribuito, includendo l'importante contributo del Demand Side, allo scopo di migliorare la capacità di controllo del sistema.

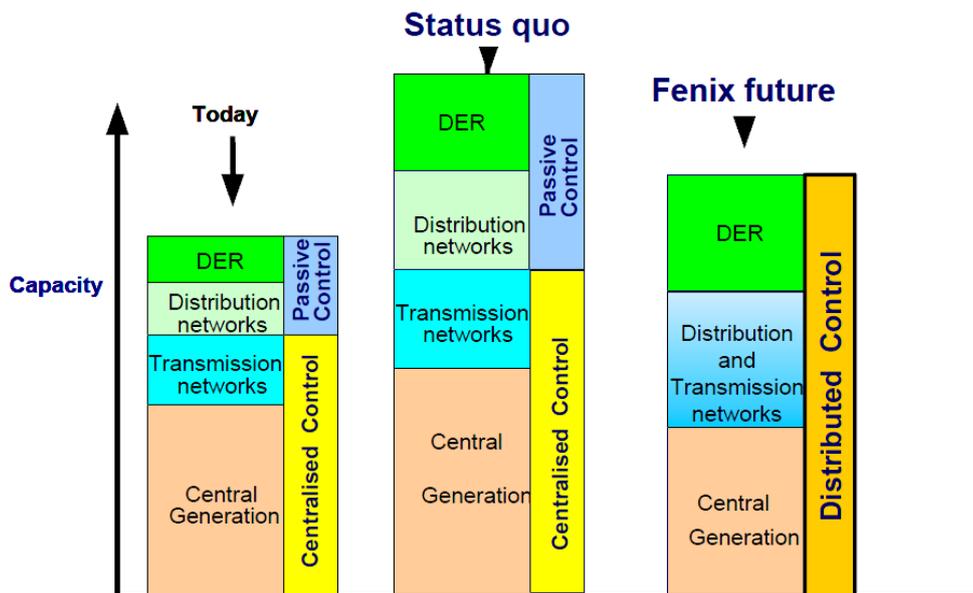


Figura 29 – Relativi livelli di capacità del sistema

## 5.2 Il Virtual Power Plant (VPP) secondo FENIX

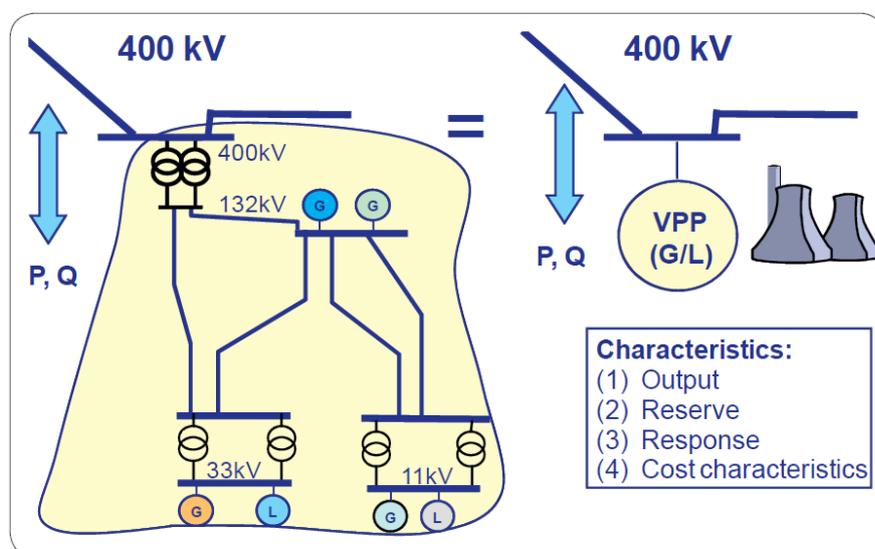
Il Virtual Power Plant (VPP) rappresenta il cuore del progetto FENIX, infatti, il VPP consente l'integrazione delle DER all'interno delle operazioni di rete. Attraverso questo concetto, tutte le singole risorse energetiche distribuite possono avere accesso e visibilità in tutti i mercati dell'energia beneficiando del mercato intelligente VPP per

ottimizzare la loro posizione e per massimizzare i loro profitti. Inoltre, anche il sistema elettrico può trarne beneficio dall'uso ottimale di tali risorse connesse alla rete migliorando l'efficienza di funzionamento. Il VPP garantisce visibilità delle risorse distribuite all'operatore di sistema e rappresenta una risorsa che può essere utilizzata per il controllo attivo delle reti. Quando si opera da soli, molte DER non hanno potenza sufficiente, flessibilità o controllabilità tali per partecipare nella gestione del sistema. Tuttavia, con la creazione di un VPP tali problemi possono essere superati. La definizione di Virtual Power Plant che viene data all'interno del progetto FENIX è la seguente [54]:

*"Un Virtual Power Plant è una rappresentazione flessibile di un portfolio di DER. Un VPP aggrega non solo la potenza di svariati DER, ma crea anche un singolo profilo operativo ottenuto dalla composizione dei parametri caratterizzanti i singoli DER ed incorpora i vincoli di rete all'interno della descrizione della capability del portfolio".*

In altre parole, il VPP è una rappresentazione flessibile di un portfolio di DER che può essere usato per fare contratti nel mercato elettrico e per offrire servizi agli operatori di sistema.

La visione FENIX per l'integrazione dei DER attraverso il VPP è analogo al concetto di impianto tradizionale connesso alla rete di trasmissione (Figura 30).



**Figura 30 – Unità DER aggregate in VPP**

Lo stesso modello può essere trasferito alle reti di distribuzione. In FENIX, la gestione della rete di distribuzione cambia da un approccio passivo ad un approccio

attivo. Le reti di distribuzione diventano una versione regionale della rete di trasmissione e il VPP fornisce una visibilità specifica della posizione dei DER che consente al gestore di rete locale di interfacciarsi direttamente con tali unità.

Il VPP è caratterizzato da parametri solitamente associati a un tradizionale impianto di produzione connesso alla rete di trasmissione, inoltre, poiché il VPP integra anche carichi controllabili, allora parametri come il profilo di carico, l'elasticità del carico, ecc. saranno utilizzati per la caratterizzazione del VPP. La Tabella 3 illustra alcuni esempi di parametri dei generatori e dei carichi controllabili che possono essere aggregati e utilizzati per caratterizzare il VPP.

**Tabella 3 – Caratterizzazione di un Virtual Power Plant**

Generator parameters	Controllable load parameters
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Schedule or profile of generation</li> <li>▪ Generation limits</li> <li>▪ Minimum stable generation output</li> <li>▪ Firm capacity and maximum capacity</li> <li>▪ Stand-by capacity</li> <li>▪ Active and reactive power loading capability</li> <li>▪ Ramp rate</li> <li>▪ Frequency response characteristic</li> <li>▪ Voltage regulating capability</li> <li>▪ Fault levels</li> <li>▪ Fault ride through characteristics</li> <li>▪ Fuel characteristics</li> <li>▪ Efficiency</li> <li>▪ Operating cost characteristics</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Schedule or profile of load</li> <li>▪ Elasticity of load to energy prices</li> <li>▪ Minimum and maximum load that can be rescheduled</li> <li>▪ Load recovery pattern</li> </ul>

Come ogni generatore connesso alla rete di trasmissione, il VPP può essere utilizzato per facilitare le DER nella negoziazione nei vari mercati energetici e per fornire servizi di supporto per la gestione del sistema elettrico (ad esempio riserva, regolazione di frequenza e tensione, ecc). Inoltre, il VPP, a differenza degli impianti connessi lato trasmissione, può anche contribuire alla gestione attiva delle reti di distribuzione. Nel progetto FENIX, tali attività di partecipazione al mercato e di gestione e supporto del sistema vengono indicate rispettivamente come attività "commerciale" e attività "tecnica", da cui derivano le due figure di VPP commerciale (CVPP) e VPP tecnica (TVPP).

## 5.2.1 Commercial Virtual Power Plant (CVPP)

L'output del CVPP è caratterizzato da un profilo aggregato che rappresenta le caratteristiche di costo e operative del portfolio DER. Tale profilo di output del CVPP non tiene conto dell'impatto della rete di distribuzione. Tra le attività svolte dal CVPP si annoverano la negoziazione nel mercato all'ingrosso dell'energia, il bilanciamento del portfolio e la fornitura di servizi ancillari. Il CVPP può essere composto da un numero qualsiasi di DER, una zona della rete di distribuzione potrebbe contenere vari CVPP ognuno dei quali gestisce il proprio portfolio. Questo ruolo commerciale del VPP può essere svolto da un certo numero di attori del mercato tra cui i fornitori di energia, terzi indipendenti o nuovi mercati. Le unità DER sono libere di scegliere un CVPP che meglio li rappresenti nel mercato all'ingrosso e al TVPP. L'approccio di aggregazione dei DER in un unico portfolio gestito dal CVPP, riduce il rischio associato a uno squilibrio e offre vantaggi legati alla diversità di risorse e a una maggiore capacità raggiunta attraverso l'aggregazione. Le unità DER grazie all'intelligente partecipazione nel mercato possono trarne beneficio massimizzando le loro opportunità di guadagno.

Nei sistemi che consentano un accesso senza restrizioni ai mercati all'ingrosso, i CVPP possono rappresentare le unità DER da qualsiasi posizione geografica della rete. Tuttavia, nei mercati in cui la posizione della risorsa di energia è critica, il portfolio CVPP dovrà considerare solo DER appartenenti alla stessa area (ad esempio stessa rete di distribuzione o nodo della rete di trasmissione). In questi casi un CVPP può ancora rappresentare DER da varie aree, ma l'aggregazione delle risorse deve avvenire in base alla località, con conseguente formazione di un set di portfolio di DER definiti dalla posizione geografica.

La Figura 31 riassume le attività del CVPP.

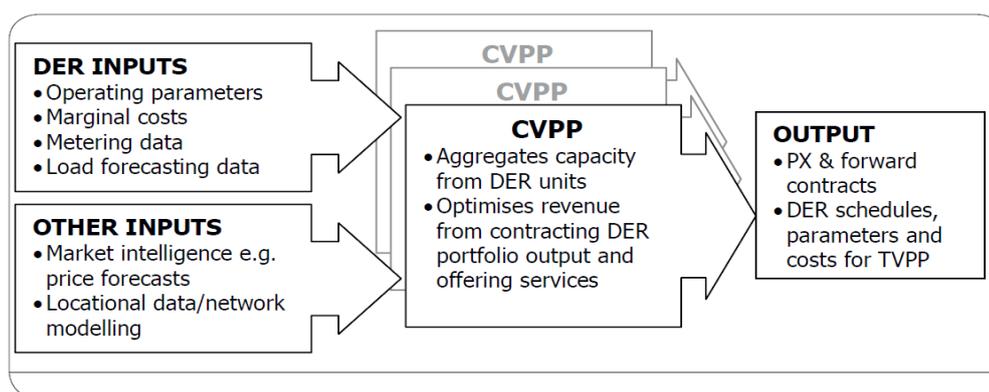


Figura 31 – Attività del CVPP

Ogni unità DER che fa parte del portfolio CVPP fornisce informazioni sui suoi parametri di funzionamento, caratteristiche del costo marginale ecc. Questi input vengono aggregati per creare il profilo unico del VPP che rappresenta la capacità combinata di tutte le unità DER appartenenti al portfolio. Il CVPP, adottando una strategia intelligente nel mercato, ottimizzerà il potenziale profitto del portfolio e alla chiusura del mercato invierà informazioni al TVPP sul programma di produzione oraria delle singole unità DER e le offerte per aggiustare tale punto di lavoro.

In un contesto commerciale, il VPP permette:

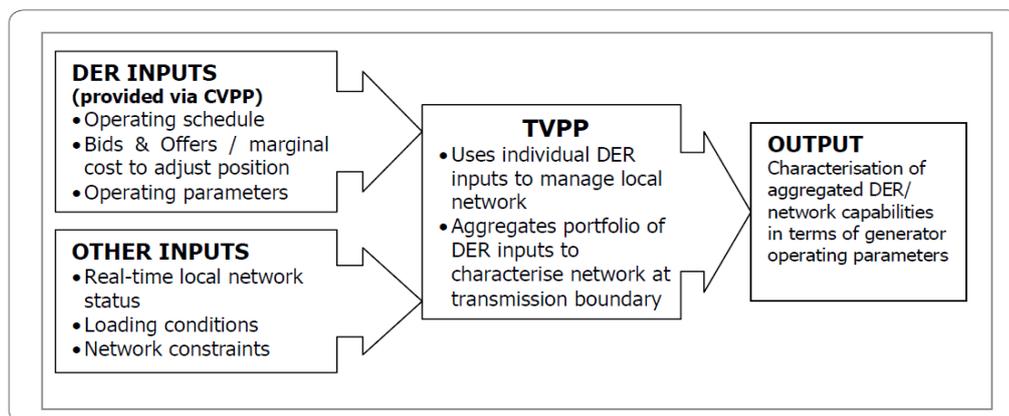
- Visibilità e partecipazione dei DER nei mercati dell'energia. Il raggruppamento di piccole risorse energetiche in un portfolio CVPP permette loro di diventare visibili agli operatori di mercato, ciò non sarebbe possibile (o sarebbe difficile) in caso di partecipazione individuale dei DER. L'aggregazione, inoltre, può ridurre potenzialmente i costi di transazione rispetto al caso di non aggregazione.
- Massimizzazione del valore dalla partecipazione dei DER nei mercati. Utilizzando la competenza di mercato dell'operatore commerciale CVPP, i generatori aggregati e i "responsive load" possono beneficiare dei movimenti favorevoli dei prezzi di mercato massimizzando i loro guadagni. Un valore aggiunto dovuto all'aggregazione può essere fornito dalla flessibilità dei DER che permette di migliorare la gestione dei rischi del portfolio in termini di esposizione al mercato di bilanciamento [55].

### **5.2.2 Technical Virtual Power Plant (TVPP)**

Il TVPP è costituito da risorse distribuite appartenenti alla stessa area geografica. Il TVPP è rappresentato attraverso un profilo aggregato il quale include l'influenza della rete locale sull'output del portfolio e anche le caratteristiche operative e di costo dei DER. Tra le attività del TVPP è inclusa la gestione della rete di distribuzione, così come la fornitura dei servizi ancillari e servizi di bilanciamento al TSO. L'operatore del TVPP richiede informazioni dettagliate della rete locale e le capability di controllo della rete, in genere il DSO sarà nella posizione migliore per svolgere questo ruolo [56]. In questo modo il ruolo del DSO può evolvere in modo da includere una gestione attiva della rete di distribuzione, in analogia al TSO. Il TVPP ha bisogno di

informazioni su ogni unità DER all'interno della sua area per facilitare la gestione attiva della rete locale. Informazioni sulle risorse distribuite all'interno della rete locale vengono fornite dai vari CVPP che operano in quell'area. Il TVPP userà queste informazioni insieme alle informazioni dettagliate della rete (ad es. topologia, vincoli di rete, ecc.) per caratterizzare il contributo della rete di distribuzione nel punto di connessione con la rete di trasmissione. Questa caratterizzazione può essere usata per fornire una certa gamma di servizi di rete quali bilanciamento, regolazione di frequenza e tensione, gestione delle congestioni di rete ecc. In questo modo il sistema può beneficiare della flessibilità fornita dall'aggregato di DER a livello di distribuzione integrando i servizi già forniti dai generatori connessi alla rete di trasmissione. Il TVPP caratterizza la rete locale nel punto di connessione con la rete di trasmissione utilizzando gli stessi parametri usati per caratterizzare un impianto connesso alla rete di trasmissione (vedi Tabella 3). Questo profilo relativo all'aggregato determinato dal TVPP e il calcolo del costo marginale (che riflette le capability di tutta la rete locale) può essere valutato dal TSO insieme ad altre offerte in modo da provvedere al bilanciamento del sistema in real-time.

La Figura 32 riassume le attività del TVPP. L'attività del TVPP comporta la gestione dei vincoli di rete locale e la determinazione delle caratteristiche della rete locale nel suo punto di connessione con la rete di trasmissione.



**Figura 32 – Attività del TVPP**

### 5.3 Interazione CVPP & TVPP

La Figura 33 illustra i rispettivi ruoli del CVPP e del TVPP e la loro interazione reciproca e con il mercato. Il CVPP è operativo nei mercati dell'energia ed è responsabile per il passaggio delle informazioni relative ai DER al TVPP. Il TVPP è

impegnato nella gestione del sistema e facilita la gestione dei vincoli di rete locale, nonché l'aggregazione dei DER con i parametri di rete locale per la presentazione alla rete di trasmissione. Il CVPP ottimizza la posizione del proprio portfolio con riferimento ai mercati all'ingrosso e passa gli schedules dei DER e i parametri operativi al TVPP. Il DSO/TVPP utilizza l'input fornitogli dai CVPP che operano nella sua area per la gestione dei vincoli di rete locale e determina le caratteristiche dell'intera rete locale presso il punto di connessione con la rete di trasmissione. A questo punto il TVPP può offrire la disponibilità ai servizi di bilanciamento e il TSO valuta queste offerte ma anche quelle relative agli impianti di generazione connessi alla rete di trasmissione.

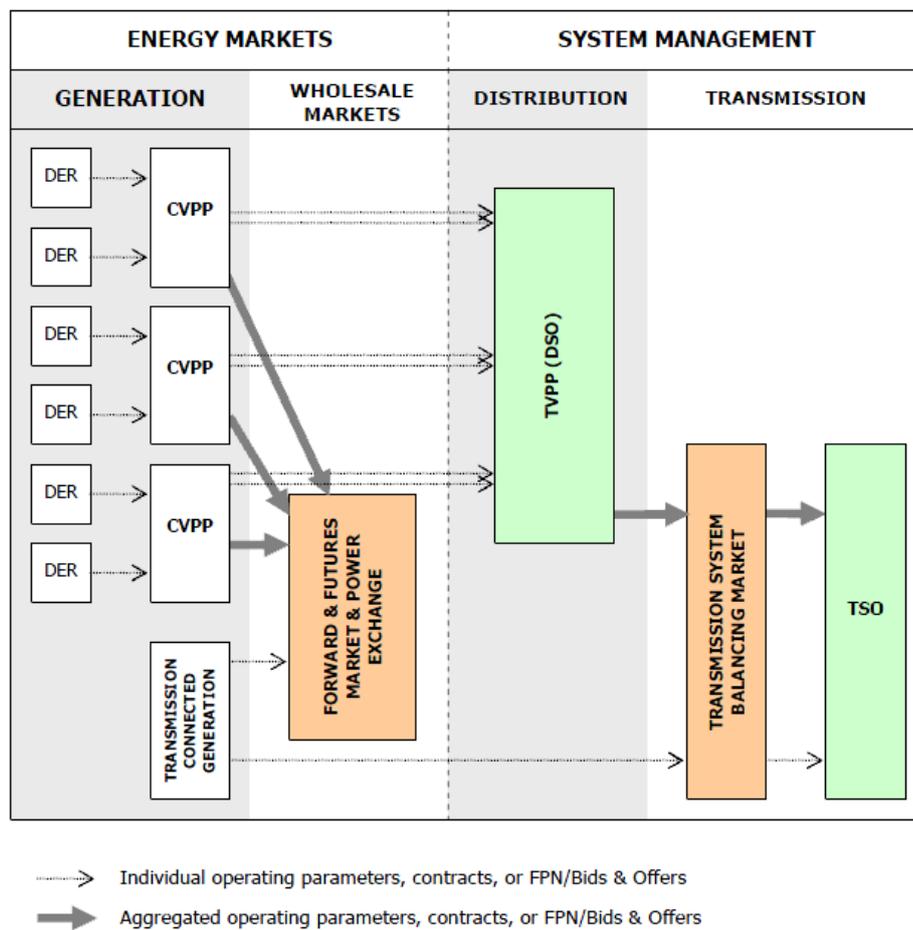


Figura 33 – Interazione fra CVPP e TVPP

#### 5.4 Architettura proposta in FENIX

L'aspetto chiave dell'approccio FENIX è costituito dalla piena integrazione delle unità DER e del Demand Side con la rete utilizzando il concetto di VPP su larga

scala LSVPP (Large Scale Virtual Power Plant). Il VPP è stato descritto come l'aggregazione di un gran numero di DER, responsive load e sistemi di accumulo che, una volta integrati, hanno una flessibilità e una controllabilità simile alle grandi centrali elettriche tradizionali. Per raggiungere questo obiettivo, nuove architetture di controllo e adeguate infrastrutture di comunicazione devono essere sviluppate per consentire l'attuazione del controllo distribuito. Inoltre, occorrerà prendere degli accorgimenti per permettere lo scambio di servizi fra tutti gli attori, compresi il TSO, il DSO e i VPP.

La Figura 34 riporta l'architettura generale proposta in FENIX. Tale architettura la si potrebbe applicare in qualsiasi paese europeo, infatti è stata realizzata in modo tale che abbracciasse le peculiarità di qualsiasi paese europeo. L'architettura proposta ha cercato di limitare l'impatto sugli esistenti sistemi di informazione e il numero di interazioni fra gli attori.

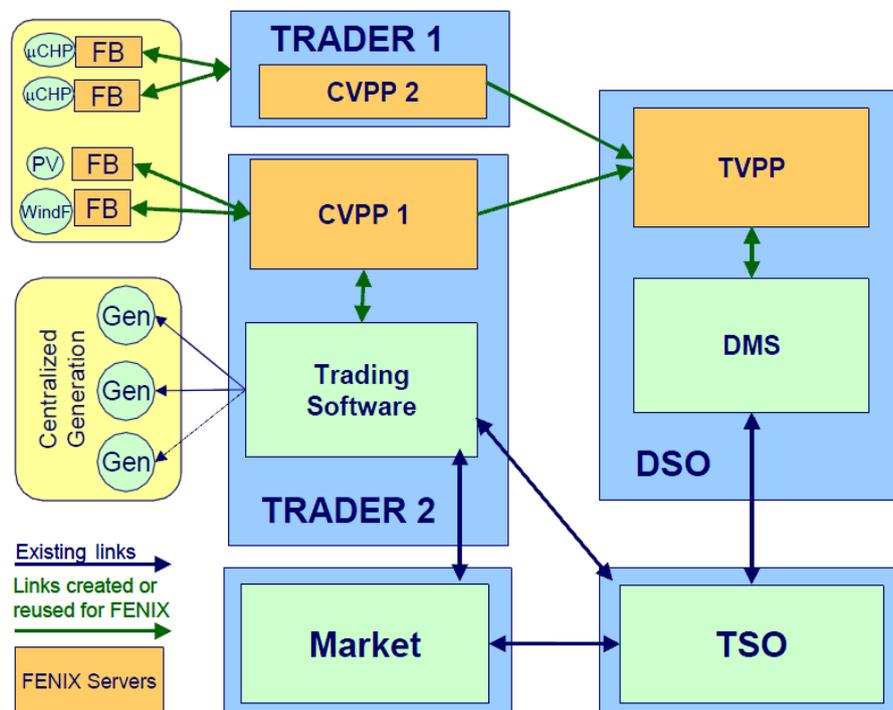


Figura 34 – Architettura generale proposta in FENIX

Tale architettura è basata su una struttura di tipo gerarchica. A livello dei DER, ogni unità, diventando parte del VPP, è collegata ad un "FENIX Box", un misuratore intelligente a basso costo con capacità di monitoraggio e controllo in grado di inviare dati e parametri di controllo/operativi ai VPP e ricevere istruzioni dagli stessi. Le

unità DER sono collegate al VPP attraverso una rete di comunicazione progettata per facilitare la progressiva concentrazione di segnali multipli di dati DER. Gli algoritmi di aggregazione FENIX-VPP calcoleranno il profilo composito di funzionamento e le capability del VPP, incorporando i parametri operativi e i vincoli di localizzazione di tutti i DER del portfolio. Questo profilo composito verrà poi utilizzato per accedere ai vari mercati e ai servizi di sistema.

Quindi, questa architettura generale FENIX introduce tre nuovi elementi:

- Il FENIX Box (FB), che fa da interfaccia fra le unità DER e i CVPP consentendo l'accesso remoto per il monitoraggio e il controllo.
- Il CVPP, che è responsabile della programmazione e dell'ottimizzazione delle unità DER svolgendo funzioni quali quelle di aggregare l'output dai FENIX Box/VPP (prima della chiusura del mercato), facilitare l'accesso al mercato dell'energia, ridurre il rischio di sbilanciamento.
- L'applicazione TVPP implementata nel Demand Management System (DMS) che esegue alcuni tipi di funzioni, per esempio: valida il programma di generazione, ridispaccia le unità DER per risolvere eventuali violazioni dei vincoli di tensione e/o corrente sulla rete di distribuzione, ecc.

In Figura 35 viene mostrata un'architettura gerarchica di controllo dei DER supponendo un incremento man mano più elevato delle unità DER.

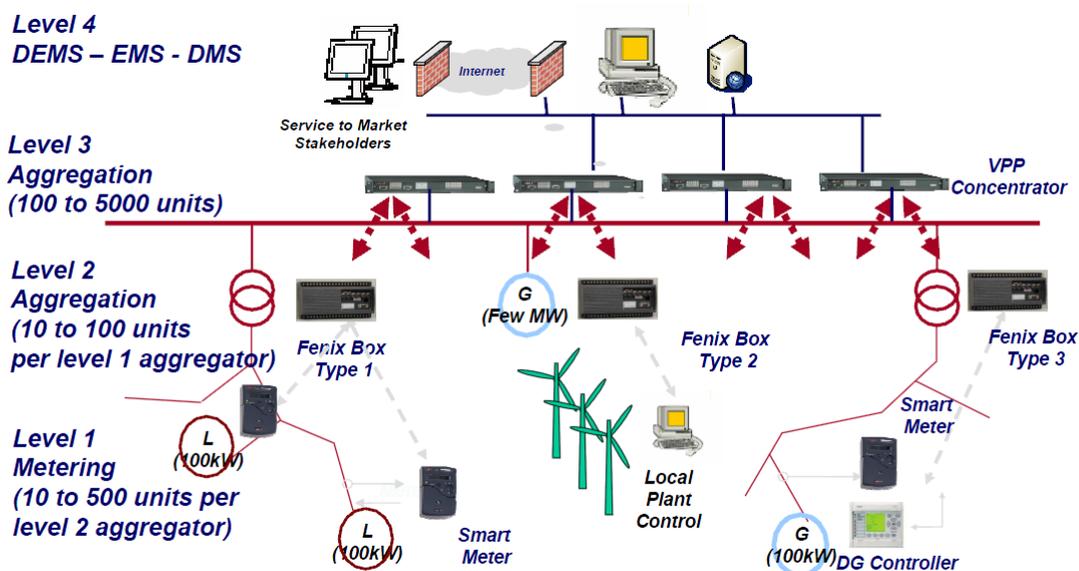


Figura 35 – Architettura gerarchica di controllo delle unità DER

### 5.4.1 Architettura a duplice obiettivo

Nei sistemi elettrici del futuro, la flessibilità dell'utente finale costituisce un punto fondamentale sia per i fornitori che per gli operatori di rete. Attraverso un'intelligenza locale, i dispositivi degli utenti finali forniscono automaticamente flessibilità sia al fornitore che all'operatore di rete ogniqualvolta tale operazione è particolarmente favorevole per il proprietario del dispositivo. Ciò implica che una efficiente rete elettrica del futuro ha bisogno di combinare le funzionalità del CVPP e del TVPP in una sola infrastruttura ICT (Information and Communication Technology).

La Figura 36 mostra una architettura a duplice obiettivo che supporta la situazione sopra descritta. Essa mostra vari fornitori di energia ciascuno dei quali svolge la funzione di CVPP "Commercial Aggregation". Allo stesso modo, ci sono vari DSO, ciascuno dei quali svolge il ruolo di TVPP "Network Service Aggregation".

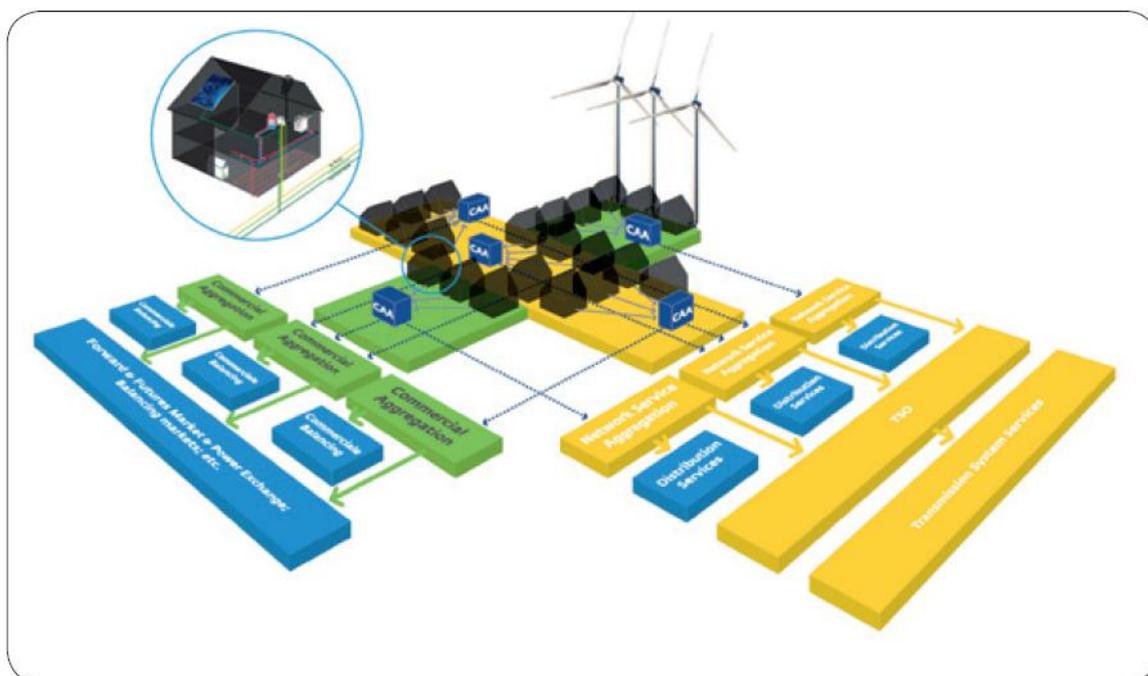


Figura 36 – Architettura a duplice obiettivo

Un fornitore di energia evita i costi di bilanciamento quando il portfolio da lui gestito è in equilibrio, vale a dire, il volume negoziato è uguale al volume effettivo scambiato con la rete. Per mantenere l'equilibrio del portfolio, il CVPP seleziona le opzioni di flessibilità più interessanti fornite dagli utenti finali all'interno del portfolio gestito dal fornitore.

Il generico DSO utilizza un TVPP per la gestione attiva della flessibilità degli utenti finali all'interno della rete da lui gestita. E' nell'interesse del DSO ottimizzare l'utilizzo della rete e la sicurezza della stessa. Il TVPP incentiva gli utenti finali affinché forniscano servizi per la gestione della rete.

Nell'architettura a duplice obiettivo, un CVPP ha a che fare con diversi TVPP e viceversa. Le singole unità DER presso i locali del cliente (nella figura rappresentate da una casa), comunicano soltanto con i CVPP. Il Commercial Aggregating Agent (CAA) aggrega tutti i DER appartenenti al portfolio del fornitore corrispondente localizzato nell'area di rete comune. Ogni CAA fornisce servizi commerciali direttamente al suo CVPP, ma fornisce anche servizi di rete locale al DSO. Quindi, ogni CAA risponde agli incentivi sia del CVPP che del TVPP che coprono la sua area di rete. I CAA senza un conflitto interno risponderanno sia alla richiesta del CVPP che del TVPP. In tal senso, i servizi di flessibilità dei DER verranno utilizzati basandosi su un ordine di merito.

## **5.5 Quadro contrattuale**

Al fine di permettere la realizzazione del progetto FENIX, occorre sviluppare nuovi modelli contrattuali per disciplinare i rapporti fra TSO, DSO, VPP e gli operatori delle unità DER [57-58].

Di seguito si prende come riferimento l'attuale mercato elettrico vigente in Gran Bretagna perché considerato il più maturo fra i mercati liberalizzati a livello europeo. E' altresì vero che le considerazioni che verranno fatte le si potranno tranquillamente applicare ai mercati elettrici di qualsiasi altro paese europeo salvo piccole modifiche. Verranno esaminati brevemente i contratti attualmente utilizzati e come questi dovranno essere modificati nell'ottica FENIX. Nello sviluppare i modelli di contratto che regolano i rapporti con TSO, DSO, operatori DER e VPP, occorrerà considerare una serie di problematiche fra cui le più importanti sono:

- Identificazione e valutazione dei servizi che potrebbero essere forniti dai VPP al TSO e DSO, considerando anche la scala dei tempi dei contratti (annuale/mensile/giornaliero o mercato spot);
- Considerazione degli accordi commerciali compresi i meccanismi per il monitoraggio della fornitura dei servizi;

- Sviluppo di accordi di mancata fornitura;
- Considerazione sulle interazioni fra servizi ancillari forniti a livello di rete di trasmissione e quelli forniti a livello di rete di distribuzione attraverso i VPP.

### 5.5.1 La struttura contrattuale in FENIX

La Figura 37 rappresenta schematicamente la struttura contrattuale richiesta in FENIX.

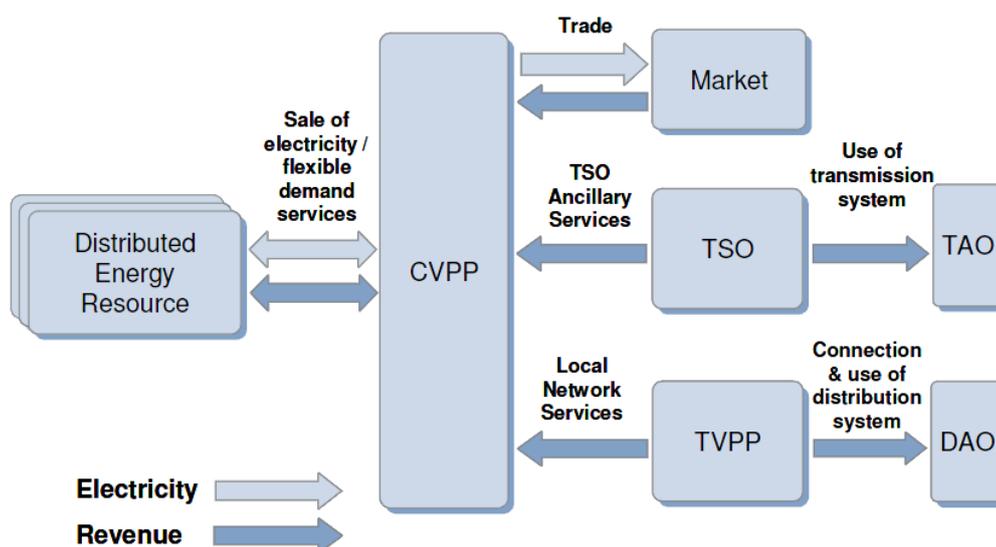


Figura 37 – Struttura contrattuale richiesta in FENIX

Dei rapporti mostrati in Figura 37, ci concentreremo solo su quelli che richiedono sostanziali modifiche, ossia: i rapporti fra DER e CVPP, i rapporti fra CVPP e TVPP, i rapporti fra CVPP e mercato e i rapporti fra CVPP e TSO.

### 5.6 Percorsi di accesso al mercato per i DER in ambito FENIX

Il concetto FENIX permetterebbe alle unità DER di partecipare più attivamente nei mercati rispetto all'attuale partecipazione che avviene in misura limitata e solo al di sopra di una certa taglia. Tali mercati sono il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e il mercato per la fornitura di servizi ancillari lato trasmissione e lato distribuzione. Questi mercati sono strutturati in modo molto diverso, ma sono tutti sostenuti da quadri contrattuali. Dove FENIX apre nuove strade di mercato o rafforza quelle già esistenti, nuovi accordi contrattuali dovranno essere sviluppati.

### 5.6.1 Accesso al mercato elettrico

I mercati dell'energia elettrica variano, anche se non in modo sostanziale, da paese a paese. Nel seguito verrà preso come riferimento il mercato elettrico adottato in Gran Bretagna (GB). Verranno illustrate in alcuni casi le modalità attuali di accesso dei DER a questo mercato e si vedrà come in un'ottica FENIX si crei un percorso aggiuntivo attraverso il quale le unità DER possono avere accesso al mercato.

Il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica in GB nella sua forma attuale è conosciuto come BETTA (British Electricity Trading and Transmission Arrangements). Sebbene il mercato sia aperto a tutti gli attori, in pratica i partecipanti attivi tendono ad essere grossi generatori, fornitori e aggregatori. I piccoli utenti e i piccoli produttori di energia elettrica sono assorbiti nel portfolio di questi partecipanti di grandi dimensioni.

La maggior parte delle unità GD non partecipa direttamente nel mercato all'ingrosso perché occorre superare una soglia minima per averne accesso. Inoltre, i costi di negoziazione che le unità GD dovrebbero sostenere, qualora avessero accesso al mercato, sarebbero fortemente proibitivi. Pertanto i piccoli generatori spesso vendono la loro intera produzione ad un unico fornitore o aggregatore mediante la stipulazione di contratti solitamente pluriennali.

Una caratteristica comune dei contratti stipulati con i fornitori è quella che essi tendono a limitare l'esposizione di un generatore ai movimenti sui mercati all'ingrosso dell'energia elettrica per tutta la durata del contratto, nonché a ridurre l'esposizione ai rischi di squilibrio del portfolio gestito dal fornitore. Il fornitore si accolla i costi e i rischi di negoziazione.

In alternativa, i generatori di piccole dimensioni possono negoziare la loro produzione con un aggregatore che la scambia per conto loro. In base a tale accordo, il piccolo generatore evita i costi ed i rischi delle negoziazioni e riduce il rischio di squilibrio dal momento che entra a far parte del portfolio dell'aggregatore, ma può comunque essere esposto a tutti i rischi e i benefici dei movimenti dei prezzi della vendita all'ingrosso.

Per quanto concerne, invece, la partecipazione della domanda nel mercato elettrico, attualmente si assiste ad una scarsa partecipazione anche perché la maggior parte dei consumatori domestici e altri piccoli consumatori non vengono monitorati ogni mezz'ora e quindi non hanno informazioni circa la variazione dei prezzi intra-

giornalieri. I grossi siti di domanda (superiori a 100kW) vengono controllati ogni mezz'ora e alcuni di loro stipulano accordi bilaterali con i loro fornitori fornendo la disponibilità a ridurre la loro domanda ogniqualvolta il fornitore glielo chiede.

In un'ottica FENIX, il ruolo dell'aggregatore verrebbe svolto dal CVPP il quale consentirebbe una terza via di accesso al mercato per i DER, in aggiunta alle attuali opzioni di negoziazione con fornitori o aggregatori. Il CVPP svolgerebbe lo stesso ruolo dei fornitori o aggregatori dalla prospettiva di limitare l'esposizione dei DER alle fluttuazioni dei prezzi sul mercato all'ingrosso e assumendosi la responsabilità di negoziazione. In aggiunta a tali funzioni, il CVPP sarebbe anche in grado di interagire con i DER influenzandone il loro comportamento fisico. Questa funzione crea un ulteriore valore aggiunto attraverso il dispacciamento di piccole unità GD in intervalli di tempo ottimali e consentendo l'uso di piccoli sistemi di accumulo e una gestione più attiva dei siti di domanda.

Mettendo a confronto le vie di mercato disponibili per i DER in un'ottica FENIX e le opzioni attualmente disponibili, è possibile vedere come FENIX crei valore per i DER. La Tabella 4 riassume le varie strade di accesso al mercato attualmente esistenti per i vari tipi di DER, ossia: contratti con fornitori, contratti con aggregatori, partecipazione diretta al mercato all'ingrosso. Accanto alle opzioni esistenti, la tabella mostra il percorso di mercato offerto da FENIX e i relativi benefici che ne comporta.

**Tabella 4 - Vie di accesso al mercato elettrico per vari tipi di DER sotto gli accordi di mercato correnti e nell'ottica FENIX**

	Accordi correnti			FENIX
	Contratto con fornitore	Contratto con aggregatore	Partecipazione diretta al mercato	Contratto con CVPP
<b>Grossa domanda controllabile</b>	Contratto di fornitura. La tariffa è tempo variabile e la fatturazione è basata sulla misurazione della domanda ogni mezzora.	[Attualmente non possibile]	[Attualmente non possibile]	Le unità forniscono i parametri operativi al CVPP, possibilmente sotto forma di curtailment dei costi della domanda e delle quantità durante periodi definiti. Il CVPP indica quando la domanda dovrebbe essere ridotta e manda indietro una percentuale del valore creato.
<b>Piccola domanda controllabile</b>	[Attualmente non possibile]			

<b>Grossi impianti eolici</b>	Power Purchase Agreement. Il contratto ha una struttura semplice. Il fornitore prende tutto il volume generato. Il rischio di sbilanciamento, i costi di negoziazione, eventuali incentivi produzione da fonti rinnovabili vengono tenuti in considerazione nel prezzo pagato dal fornitore.	Power Purchase Agreement. L'aggregatore vende l'output del generatore. L'aggregatore fornisce al generatore un'elevata percentuale del guadagno associato alla vendita di energia elettrica, eventuali incentivi per produzione da fonti rinnovabili, nonché le spese sostenute per squilibrio. L'aggregatore trattiene una quota per coprire i costi della sua attività di trading.	Negoziazione dell'output nel mercato. Piena esposizione alle fluttuazioni dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, al rischio di sbilanciamento e al rischio di negoziazione.	Il generatore eolico indica i costi di riduzione della produzione al CVPP. Dove i costi di sbilanciamento sono più alti rispetto ai costi di riduzione forniti al CVPP dal generatore eolico, allora il CVPP invita il generatore eolico a ridurre la produzione al fine di bilanciare la posizione del CVPP.
<b>Medi impianti eolici</b>			[Attualmente non possibile]	
<b>Piccoli impianti eolici</b>	Contratto "Top up and Spill". Il prezzo dell'energia acquistata non subisce variazioni con le stagioni o con l'ora del giorno.	[Attualmente non possibile]	[Attualmente non possibile]	
<b>Grossi CHP</b>	Power Purchase Agreement. Il contratto ha una struttura semplice. Il fornitore prende tutto il volume generato. Il rischio di sbilanciamento, i costi di negoziazione, eventuali incentivi CHP vengono tenuti in considerazione nel prezzo pagato dal fornitore.	Power Purchase Agreement. L'aggregatore vende l'output del generatore e fornisce al generatore un'elevata percentuale del guadagno associato alla vendita di energia elettrica, eventuali incentivi CHP, nonché le spese sostenute per squilibrio. L'aggregatore trattiene una quota per coprire i costi della sua attività di trading.	Negoziazione dell'output nel mercato. Piena esposizione alle fluttuazioni dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, al rischio di sbilanciamento e al rischio di negoziazione.	Il CHP fornisce i parametri operativi al CVPP, determinati dal suo carico termico. Il CVPP indica al CHP quando dovrebbe generare. Il CVPP passa indietro al generatore una percentuale delle maggiori entrate associate alla vendita di energia elettrica, insieme a tutti gli incentivi CHP.
<b>Medi CHP</b>			[Attualmente non possibile]	
<b>Micro CHP</b>	Contratto "Top up and Spill". Il prezzo dell'energia acquistata non subisce variazioni con le stagioni o con l'ora del giorno.	[Attualmente non possibile]		
<b>Grossi e medi sistemi di accumulo</b>	[Attualmente non possibile]	[Attualmente non possibile]	Negoziazione dell'output nel mercato. Piena esposizione alle fluttuazioni dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, al rischio di sbilanciamento e al rischio di negoziazione.	Le unità forniscono i parametri operativi al CVPP. Il CVPP indica quando accumulare e quando scaricare e poi fa avere una percentuale del valore creato.
<b>Piccoli sistemi di accumulo</b>			[Attualmente non possibile]	

## 5.6.2 Accesso al mercato dei servizi ancillari lato trasmissione

Oltre all'accesso al mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, FENIX consentirebbe ai DER di partecipare anche alla fornitura di servizi ancillari lato trasmissione. Questo paragrafo illustra le attuali modalità di approvvigionamento di servizi ancillari nel mercato della Gran Bretagna e come FENIX potrebbe consentire ai DER di partecipare a questo mercato.

### 5.6.2.1 *Disposizioni attuali per l'accesso al mercato dei servizi ancillari lato trasmissione*

In Gran Bretagna, vi è un solo un acquirente di servizi ancillari lato trasmissione "TAS" (Transmission-level Ancillary Services), e questo è il gestore del sistema (National Grid). National Grid ha sviluppato una serie di contratti standard per i generatori che forniscono TAS. Questi possono essere suddivisi in tre categorie: risposta in frequenza, riserva, potenza reattiva; le prime due relative al bilanciamento e l'ultima per regolare la tensione. Vengono anche stipulati contratti attraverso accordi commerciali a lungo termine con generatori per i servizi di Black Start e Fast Start.

Le piccole unità DER non partecipano alla fornitura di servizi ancillari al TSO. National Grid tende a stipulare contratti con grossi impianti, anche se è possibile, in linea di principio, per un aggregato di piccoli generatori fornire servizi ancillari come, ad esempio, la riserva.

### 5.6.2.2 *Vie di accesso al mercato dei servizi ancillari in ambito FENIX*

In FENIX, il CVPP sarebbe in grado di offrire l'output aggregato del suo portfolio di DER al TSO allo scopo di fornire servizi ancillari. Ciò permetterebbe ai DER l'accesso ad un mercato che attualmente non possono accedere.

Tale fornitura di servizi ancillari si basa sulla comunicazione e controllo in tempo reale tra il CVPP e il DER. Ovviamente, occorreranno degli accordi contrattuali tra le due parti per permettere ciò.

La Tabella 5 mostra le vie di accesso al mercato dei servizi ancillari, lato trasmissione, per vari tipi di DER sotto gli accordi di mercato correnti e nell'ottica FENIX.

**Tabella 5 - Vie di accesso al mercato dei servizi ancillari, lato trasmissione, per vari tipi di DER sotto gli accordi di mercato correnti e nell'ottica FENIX**

	<b>Accordi correnti</b>	<b>FENIX</b>
	<b>Fornitura diretta al TSO</b>	<b>Fornitura via CVPP</b>
<b>Grossi CHP</b>	Contratti con il TSO per fornire riserva.	Forniscono i parametri operativi al CVPP. Il CVPP contratta con il TSO per la fornitura di servizi ancillari. Questi servizi ancillari possono comprendere riserva, risposta in frequenza, black start e la fornitura di potenza reattiva. Il CVPP passa indietro all'unità una percentuale del valore ottenuto dal contratto con il TSO. (Diversi metodi possono essere utilizzati per trasmettere questo valore, tra cui un prezzo fisso, un passaggio diretto di una percentuale delle entrate ecc.)
<b>Medi CHP</b>	Potrebbero stipulare contratti con il TSO per fornire riserva.	
<b>Micro CHP</b>	[Attualmente non possibile]	
<b>Grosse turbine eoliche</b>	[Attualmente non possibile]	
<b>Piccola turbina eolica</b>	[Attualmente non possibile]	
<b>Grossi sistemi di accumulo</b>	I grossi impianti potrebbero fornire una serie di servizi ancillari al SO, in particolare la riserva.	
<b>Piccoli sistemi di accumulo</b>	[Attualmente non possibile]	Fornisce i parametri operativi al CVPP. Il CVPP contratta con il TSO per la fornitura dei servizi ancillari. Questi servizi ancillari possono comprendere riserva e risposta in frequenza. Il CVPP passa indietro all'unità una percentuale del valore ottenuto dal contratto con il TSO.
<b>Domanda controllabile</b>	Ci sono alcuni siti di domanda controllabili, sistemi di riscaldamento o di raffreddamento che possono essere temporaneamente disattivati per scaricare la rete.	

### 5.6.3 Accesso al mercato dei servizi ancillari lato distribuzione

I mercati per la fornitura dei servizi ancillari lato distribuzione non sono molto diffusi e nemmeno ben sviluppati sia in Gran Bretagna che negli altri paesi europei. Ciò è dovuto principalmente alla natura del quadro normativo per le reti di distribuzione, il quale fornisce scarsi incentivi per operare in reti attive. In una ottica FENIX, i DER potrebbero fornire servizi ancillari alla rete di distribuzione consentendo al TVPP (operatore della rete di distribuzione) alcuni benefici fra cui quello di evitare, o comunque ritardare, gli investimenti per l'adeguamento della rete.

Nella Tabella 6 viene fatto un confronto fra gli attuali servizi ancillari forniti lato distribuzione in Gran Bretagna e i servizi ancillari che i DER fornirebbero qualora venisse applicata la logica FENIX.

**Tabella 6 - Vie di accesso al mercato dei servizi ancillari, lato distribuzione, per vari tipi di DER sotto gli accordi di mercato correnti e nell'ottica FENIX**

	<b>Accordi correnti</b>	<b>FENIX</b>
	<b>Fornitura diretta al DSO</b>	<b>Fornitura via TVPP</b>
<b>Grossi CHP</b>	Potrebbero in alcune circostanze fornire potenza reattiva per il supporto di tensione, e/o accettare di ridurre l'output per gestire i flussi di potenza.	Forniscono i parametri operativi al TVPP. Il TVPP comunica con il generatore in tempo reale, chiedendogli di alzare o abbassare o cambiare le caratteristiche di potenza reattiva, al fine di gestire i flussi e le tensioni sulla rete. Il TVPP passa indietro all'unità una percentuale del valore ottenuto attraverso gli evitati o ritardati investimenti. (Diversi metodi possono essere utilizzati per trasmettere questo valore).
<b>Medi CHP</b>	[Attualmente non si verifica]	
<b>Micro CHP</b>	[Attualmente non si verifica]	
<b>Grosse turbine eoliche</b>	Potrebbero in alcune circostanze fornire potenza reattiva per il supporto di tensione, e/o accettare di ridurre l'output per gestire i flussi di potenza.	
<b>Piccola turbina eolica</b>	[Attualmente non si verifica]	
<b>Grossi sistemi di accumulo</b>	[Attualmente non si verifica]	Forniscono i parametri operativi al TVPP. Il TVPP comunica con l'unità in tempo reale, chiedendogli di alzare o abbassare la sua generazione o domanda o cambiare la sua caratteristica di potenza reattiva, al fine di gestire i flussi e le tensioni sulla rete. Il TVPP passa indietro all'unità una percentuale del valore ottenuto attraverso gli evitati o ritardati investimenti.
<b>Piccoli sistemi di accumulo</b>	[Attualmente non si verifica]	
<b>Domanda controllabile</b>	[Attualmente non si verifica]	Forniscono i parametri operativi al TVPP. Il TVPP comunica con l'unità in tempo reale, chiedendogli di incrementare o ridurre la sua domanda al fine di gestire i flussi sulla rete. Il TVPP passa indietro all'unità una percentuale del valore ottenuto attraverso gli evitati o ritardati investimenti. (Diversi metodi possono essere utilizzati per trasmettere questo valore).

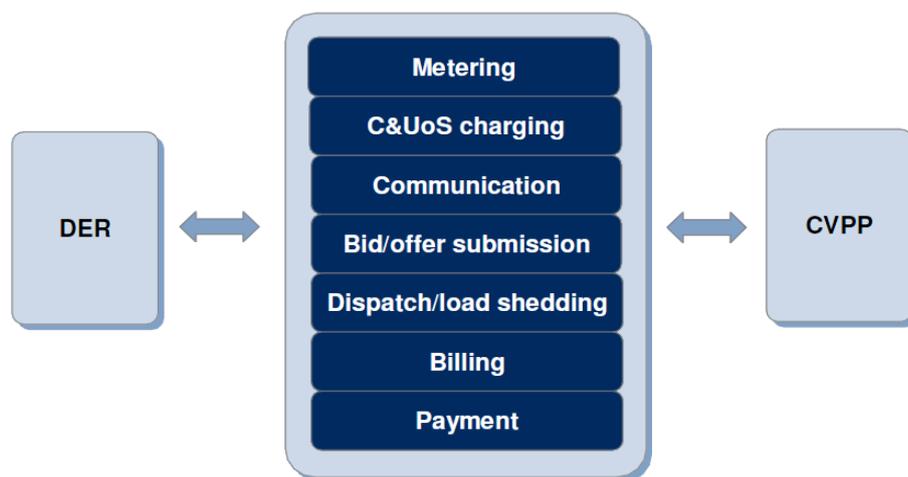
## 5.7 DER - CVPP

Le risorse energetiche distribuite comprendono i generatori elettrici connessi alla rete di distribuzione, sia in bassa che in media tensione, la "demand responsive" che comprende sia consumatori domestici che grossi impianti di refrigerazione controllati in remoto e accumulatori elettrici dispersi. Un CVPP permette ai DER sia di accedere al mercato elettrico, sia di fornire servizi ancillari, inoltre il CVPP si impegna in attività relative alla gestione attiva delle reti. Il CVPP sarà impegnato nella negoziazione bidirezionale di energia elettrica con i DER, accettando offerte di vendita e di acquisto provenienti dai DER ed inviando istruzioni ai DER in modo da bilanciare la sua posizione nei mercati elettrici.

Il CVPP eserciterà il controllo sui DER – o effettuando un qualche tipo di controllo tecnico diretto sui DER oppure utilizzando segnali di prezzo per influenzare il loro comportamento - al fine di fornire servizi ancillari al TSO e al DSO.

In particolare, un rapporto contrattuale tra il DER e il CVPP deve prevedere:

- misura del flusso di potenza dal DER al CVPP e viceversa ;
- calcolo degli oneri per l'uso del sistema ecc;
- un protocollo concordato per le comunicazioni tra il CVPP e il DER;
- presentazione delle offerte al CVPP da parte dei DER (prima del tempo reale);
- un accordo per tenere conto delle differenze tra i volumi pianificati e quelli effettivamente realizzati;
- dispacciamento (generatori) o distacco (carichi) dei DER (in tempo reale);
- fatturazione e pagamento.



**Figura 38 – Requisiti contrattuali DER – CVPP**

Il contratto che più si avvicina a quello richiesto per una relazione CVPP-DER potrebbe essere del tipo "top-up e Spill". Si tratta di un contratto tipico tra un fornitore e un utente ove quest'ultimo ha sia produzione che domanda. L'utente potrebbe richiedere una importazione di energia elettrica, "top-up", quando la sua produzione non soddisfa la sua richiesta, oppure potrebbe riversare energia verso la rete "spill" quando è in presenza di elevata produzione o bassa domanda.

I requisiti di un rapporto contrattuale tra i DER e il CVPP sono illustrati in Figura 38.

I proprietari dei DER accettano di vendere l'energia elettrica prodotta al CVPP (questa potrebbe essere l'intera produzione o solo l'energia in eccesso). Essi pagano gli oneri di connessione, calcolati utilizzando una metodologia standard, inoltre il CVPP si fa pagare per l'uso del sistema utilizzando una metodologia standard che dipende dalla posizione dei DER e dal momento in cui avvengono le importazioni (esportazioni) dalla rete (verso la rete).

Per quanto riguarda la presentazione delle offerte di acquisto/vendita, i DER:

- indicano al CVPP la loro disponibilità e il prezzo in un tempo concordato;
- informano il CVPP se si accorgono di essere non disponibili per un dato periodo a causa di problemi tecnici o altre circostanze impreviste.

Inoltre, nel presentare le offerte di acquisto/vendita di energia si deve tener conto delle esigenze dei diversi tipi di DER, infatti a seconda del tipo di DER si potrebbero presentare le seguenti offerte:

- un'offerta statica di acquisto ad un prezzo che varia a seconda del momento della giornata (ad esempio micro CHP domestico);
- una disponibilità stimata il giorno prima e una stima più certa una o due ore prima del tempo reale (ad esempio, piccolo generatore eolico);
- un programma di disponibilità più complesso, con disponibilità limitata a un numero specifico di ore del giorno (ad esempio, carichi di riscaldamento/raffreddamento).

In alternativa alle offerte di acquisto/vendita, potrebbe essere opportuno implementare un sistema in cui i DER vengono controllati direttamente dal CVPP secondo concordati parametri operativi, con il valore del servizio che viene condiviso tra il DER e il CVPP.

Per quanto riguarda il dispacciamento dei generatori e il *load shedding*, il CVPP dà istruzioni relative al dispacciamento dei generatori e al distacco dei carichi; i DER devono rispondere a queste istruzioni entro un periodo di tempo concordato. In alternativa, la risposta dei DER alle istruzioni del CVPP potrebbe essere automatica, previo accordo tra le parti, attraverso opportuni sistemi di controllo o attraverso segnali di start provenienti da un misuratore intelligente e/o FENIX Box.

In caso di mancata consegna o consegna parziale di energia da parte dei DER, il CVPP combina delle sanzioni a carico di quest'ultimi.

## 5.8 CVPP - TVPP

Il TVPP rappresenta l'aggregato di DER con il fine di sostenere la rete attraverso l'offerta di servizi ancillari e servizi di bilanciamento. Il TVPP potrebbe essere un'applicazione o un modulo inserito all'interno del sistema di controllo del DSO o, eventualmente, un soggetto giuridico indipendente.

Il rapporto tra il TVPP e il CVPP costituisce un elemento cardine nella logica FENIX. L'uso dei DER per la fornitura dei servizi ancillari a livello di distribuzione e a livello di trasmissione richiede un rapporto funzionale tra il TVPP e il CVPP che permetta di raggiungere un compromesso ottimale tra gli obiettivi del CVPP di dispacciare un particolare set di DER e le responsabilità del TVPP di gestire la rete utilizzando le informazioni di localizzazione che esso ha sui DER. L'interazione tra il CVPP e il TVPP sarà anche cruciale per garantire che i vincoli di rete siano trattati in modo ottimale.

Per quanto riguarda la fornitura di servizi ancillari lato distribuzione "DAS" (Distribution Ancillary Services), essi includono una serie di operazioni che contribuiscono alla sicurezza e alla qualità di fornitura, alla gestione della tensione e alla gestione delle congestioni della rete di distribuzione.

Tali servizi potrebbero includere:

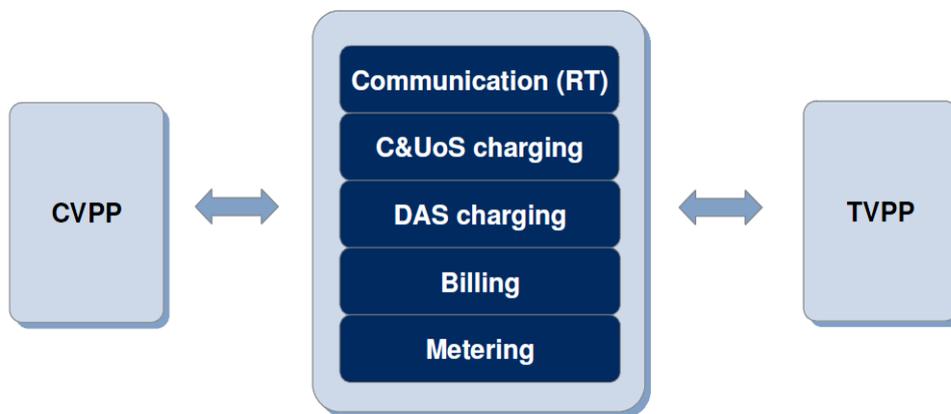
- Funzionamento in isola (per permettere una maggiore sicurezza di fornitura);
- Fornitura di potenza reattiva (per il supporto di tensione);
- Fornitura di potenza attiva (per il supporto di tensione e/o gestione dei flussi di potenza).

Il CVPP e il TVPP comunicheranno in tempo reale, scambieranno informazioni sui vincoli di rete, sulle offerte di acquisto e di vendita dei generatori (e dei DER in generale, includendo i sistemi di accumulo e la demand responsive) e sui requisiti per i servizi ancillari. Tali attività dovranno essere supportate da appropriati sistemi di misurazione e fatturazione.

Nell'ottica FENIX, il CVPP e il TVPP dovranno sviluppare un accordo contrattuale, come illustrato in Figura 39, che consenta:

- la comunicazione dei requisiti e delle disponibilità in tempo reale;
- la misurazione;

- la fatturazione;
- il pagamento al CVPP per i costi di generazione aggiuntivi che il CVPP deve sostenere su richiesta del TVPP a causa dei vincoli di rete (questo implica un quadro normativo dove ci sia un incentivo finanziario per il DSO per gestire attivamente i vincoli di rete piuttosto che investire nuovi capitali per rimuovere tali vincoli);
- il pagamento al TVPP per l'uso del sistema.



**Figura 39 - Requisiti contrattuali CVPP – TVPP**

Il CVPP decide il programma ottimale di generazione e domanda per i DER che appartengono al suo portfolio basandosi solo su informazioni dei DER (non di localizzazione) e sulla sua posizione nel mercato dell'energia all'ingrosso e nel mercato dei servizi ancillari lato trasmissione. Il CVPP deve comunicare al TVPP, con congruo anticipo rispetto al tempo reale, la programmazione del suo portfolio. Il TVPP invierà al CVPP una lista di dispacciamento sulla base dei vincoli di rete.

## **5.9 CVPP – Mercato**

Anche se le modalità di mercato variano da paese a paese, tutti i sistemi elettrici liberalizzati avranno un qualche meccanismo che permetta all'energia di essere venduta dai generatori e acquistata dai fornitori.

La principale differenza tra la situazione attuale nella maggior parte dei paesi e il modello FENIX è che mentre i grandi generatori collegati alla rete di trasmissione possono partecipare ai mercati, i piccoli generatori, in particolare se connessi alla rete

di distribuzione, tendono ad esserne tagliati fuori. Questo è dovuto principalmente alla mancanza di adeguate tecnologie di misurazione e di raccolta dati.

Nell'ottica FENIX, occorrerà un rapporto contrattuale tra il CVPP e il mercato che consenta:

- la comunicazione di offerte di acquisto e di vendita a un sistema centrale di dispacciamento;
- la misurazione dell'output del CVPP;
- la fatturazione e il pagamento;
- il dispacciamento del CVPP dal sistema centrale (l'operatore di mercato informa il CVPP, con congruo anticipo rispetto al tempo reale, su quanta generazione sarà richiesta).

La forma del contratto fra il CVPP e il mercato dipenderà fortemente dal mercato in cui il CVPP sarà operativo. Una possibile struttura di tale contratto è mostrata in Figura 40.



**Figura 40 – Possibile struttura di contratto CVPP – Market**

## **5.10 CVPP – TSO**

I servizi ancillari richiesti dal TSO sono ben definiti. Esempi di servizi chiave sono: bilanciamento, stabilità di tensione e black start. Il modo in cui il TSO negozia attualmente questi servizi, e le condizioni di tali contratti, variano da paese a paese. Dal punto di vista del CVPP, il contribuire a tali servizi potrebbe richiedere la fornitura di potenza attiva e potenza reattiva (o l'equivalente modifica nella domanda), talvolta in una specifica area geografica.

I servizi ancillari lato trasmissione (TAS), di solito fanno riferimento a quei servizi che consentono all'ISO di:

- mantenere la stabilità del sistema di trasmissione, garantendo il bilanciamento in tempo reale fra la produzione e il carico;
- mantenere le tensioni ai nodi del sistema a un livello adeguato.

I servizi ancillari forniti all'operatore di sistema includono:

- *fast start*: la capacità di entrare in produzione in tempi brevi e di incrementare la produzione in modo significativo in un breve periodo di tempo;
- *riserva*: la capacità produttiva resa disponibile al TSO;
- *risposta in frequenza*: la capacità di rispondere dinamicamente alle variazioni di frequenza del sistema;
- *black start*: capacità di avviamento autonomo di una centrale in assenza di tensione sulla rete;
- *potenza reattiva*: fornitura potenza reattiva, induttiva o capacitiva, al fine di consentire il controllo della tensione di rete ed, eventualmente, la minimizzazione delle perdite.

Nella logica FENIX, il concetto di Virtual Power Plant implica che dal punto di vista del gestore di sistema, un CVPP dovrebbe apparire come una qualsiasi centrale elettrica tradizionale nella fornitura dei servizi ancillari. I CVPP sarebbero tecnicamente in grado di offrire una gamma di servizi ancillari contemporaneamente. Un CVPP offre una maggiore flessibilità nella fornitura di servizi ancillari rispetto ad altri fornitori di servizi ancillari perché dispone di un mix di DER all'interno del suo portfolio. Nel mercato della Gran Bretagna, il TSO limita il numero di servizi ancillari che un impianto può offrire contemporaneamente, al fine di evitare la possibilità di chiamata simultanea per la fornitura di due o più differenti e conflittuali servizi ancillari. Questo non rappresenta lo stesso problema per un CVPP, quindi il CVPP si troverebbe in una posizione più forte rispetto ad un impianto convenzionale dal momento che sarebbe in grado di offrire numerosi servizi ancillari contemporaneamente, questo perché il CVPP potrebbe dedicare sottogruppi di unità all'interno del portfolio che lui controlla nella fornitura di diversi servizi simultaneamente.

Anche se l'attuale quadro fornito sugli accordi per la fornitura di TAS potrebbe essere sufficiente per consentire ai CVPP di offrire TAS, alcune modifiche delle attuali strutture contrattuali potrebbero essere necessarie al fine di consentire ai vari DER, di differenti aree geografiche, la fornitura di TAS come un'unica entità.

In particolare, il rapporto contrattuale che dovrà esistere tra il TSO e il CVPP dovrà consentire:

- bandi di gara per la fornitura di TAS in un modo che sia equo per i CVPP;
- la comunicazione di istruzioni dal TSO per la fornitura del servizio;
- misurazione dell'output del CVPP durante la fornitura del servizio;
- la fatturazione e il pagamento.

Il rapporto contrattuale fra CVPP e TSO è mostrato in Figura 41.



**Figura 41 – Possibile struttura di contratto CVPP – TSO**

A causa della natura dinamica del CVPP, la capacità di fornire un determinato servizio ancillare potrebbe essere definita in modo diverso in differenti momenti della giornata o dell'anno. Inoltre, il CVPP deve specificare i periodi durante i quali è in grado di offrire la disponibilità dei servizi, il relativo costo per la disponibilità offerta e le altre informazioni di interesse.

# 6

## FENIX: casi studio dimostrativi

### 6.1 Introduzione

In questa sezione vengono presentati i due casi studio dimostrativi realizzati da EDF Energy nel Regno Unito e da Iberdrola in Spagna, noti rispettivamente come Northern Scenario e Southern Scenario. Queste due dimostrazioni sono state realizzate in maniera da completarsi a vicenda. Infatti, nello scenario del Nord si è voluto dimostrare il valore della partecipazione al mercato del CVPP per quanto riguarda generatori su piccola scala come generatori domestici, CHP, PV connessi nelle reti di bassa tensione. Invece, nello scenario del Sud si sono considerate le opportunità per la generazione distribuita, connessa nelle reti di media tensione, di fornire servizi ancillari al TSO e al DSO [51].

Inoltre, all'interno di questo capitolo, un'ulteriore dimostrazione viene riportata, si tratta di una dimostrazione realizzata in Germania presso il laboratorio DeMoTec Fraunhofer IWES.

## 6.2 Northern scenario: Woking Borough Council (Regno Unito)

La simulazione del Northern Scenario è stata realizzata nell'area Woking Borough Council (WBC) in quanto dotata di un cluster di vari tipi di generatori. In tale area è stata monitorata la generazione, mentre, la dimostrazione dei concetti FENIX, non facilmente dimostrabili nella rete reale, è stata realizzata attraverso simulazioni presso l'Imperial College di Londra (ICL).

L'area WBC ha un portfolio di oltre 3 MW comprendenti varie tecnologie tra cui una cella a combustibile di 200 kW.

L'obiettivo di tale dimostrazione, oltre ad aumentare la visibilità e il controllo in real-time della generazione integrata su piccola scala, è quello di dimostrare come un CVPP possa gestire un assemblato di DER in modo tale da poter partecipare ai mercati all'ingrosso di energia elettrica (negoziiazione bilaterale, scambio di potenza e meccanismo di bilanciamento) e ai servizi ancillari (ad esempio, riserva) per capire il potenziale guadagno commerciale che si sarebbe potuto realizzare.

L'ipotesi di base è che il CVPP possa operare nei mercati esattamente come una centrale elettrica convenzionale su larga scala, con un adeguato software per aggregare e disaggregare il comportamento composito dei DER.

Nella dimostrazione si è cercato di capire il valore creato per i vari attori che partecipano al mercato, ossia:

- **National Grid**, il quale rappresenta il TSO in UK e ha quindi la responsabilità di garantire la sicurezza del sistema. National Grid procura servizi ancillari per bilanciare generazione e carico.
- **EDF Energy**, rappresenta la società di fornitura con accesso al mercato dell'energia. EDF Energy gestirà un portfolio di generazione e tenterà di ridurre al minimo l'esposizione del portfolio allo sbilanciamento. EDF Energy assumerà il ruolo di Commercial Virtual Power Plant (CVPP).
- **EDF Energy Networks**, rappresenta il proprietario e l'operatore delle reti di distribuzione. Esso assumerà il ruolo di DSO e utilizzerà il TVPP per gestire i vincoli di rete.
- **WBC**, rappresenta, come detto sopra, il proprietario dei DER il quale vuole ottimizzare la sua generazione e fornire servizi agli operatori di sistema attraverso il CVPP.

La Figura 42 e la Figura 43 mostrano l'architettura FENIX realizzata nel Northern Scenario.

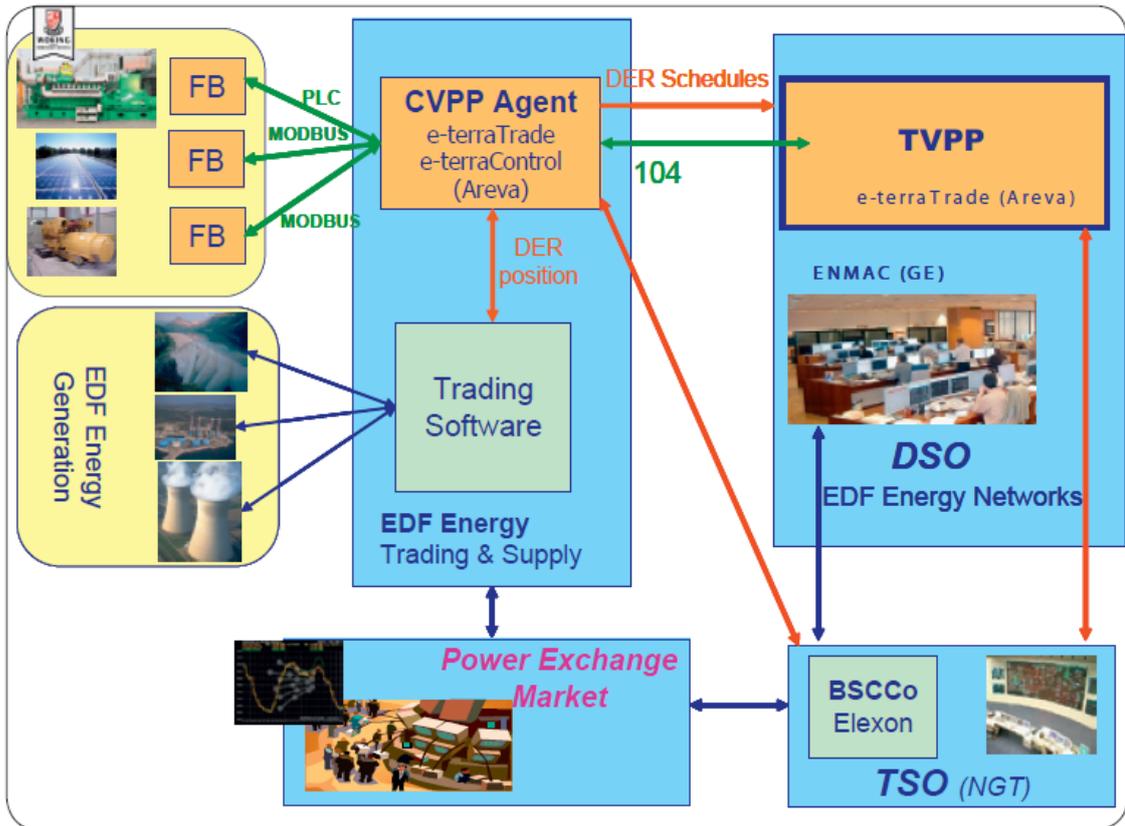


Figura 42 – Architettura realizzata nel Northern Scenario

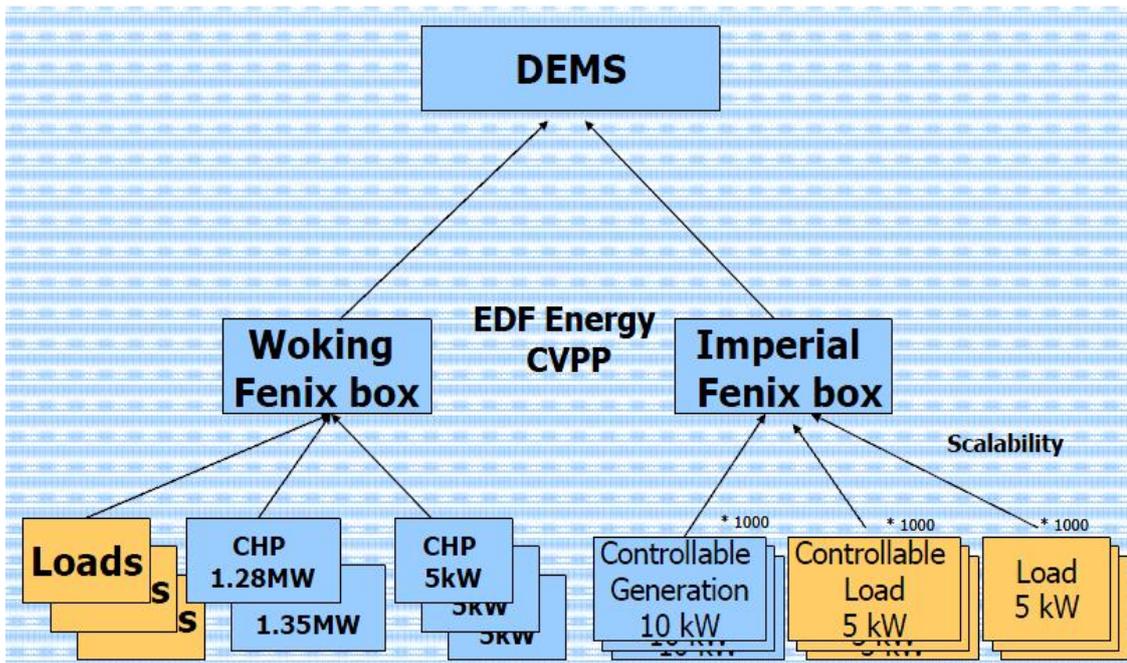


Figura 43 – Northern Scenario

La dimostrazione ha richiesto l'installazione di smart meters (contatori intelligenti) su tutti i generatori di piccole dimensioni che non erano monitorati dal sistema SCADA esistente nel WBC. Sono state realizzate delle interfacce tra le unità DER e i sistemi FENIX AREVA. Una rete privata virtuale (VPN) con comunicazione GPRS (General Packet Radio Service) è stata realizzata tra i concentratori, i sistemi AREVA ed ECN e i laboratori dell'Imperial College di Londra (ICL) i quali erano collegati alla VPN attraverso internet.

Il sistema CVPP è composto da:

- Areva e-terraTrade, insieme con Intra-Day Process Optimization (IPO), gestisce il CVPP come un'entità nel mercato britannico. Lui è il responsabile della gestione degli accordi bilaterali, della capacità di generazione e dei programmi orari di produzione, delle offerte di acquisto e di vendita.
- Areva e-terracontrol gestisce il sistema SCADA per i DER nella rete.
- ECN (Energy Research Centre of the Netherlands) PowerMatcher aggrega i DER in un'unica unità composita per e-terraTrade e invece disaggrega le istruzioni di ritorno verso i DER. Tale PowerMatcher Multi Agent System è costituito da un VPP Agent che fa da interfaccia con il mercato, un Matcher Agent per l'aggregazione/disaggregazione, singoli agenti per i vari tipi di DER (Figura 44).

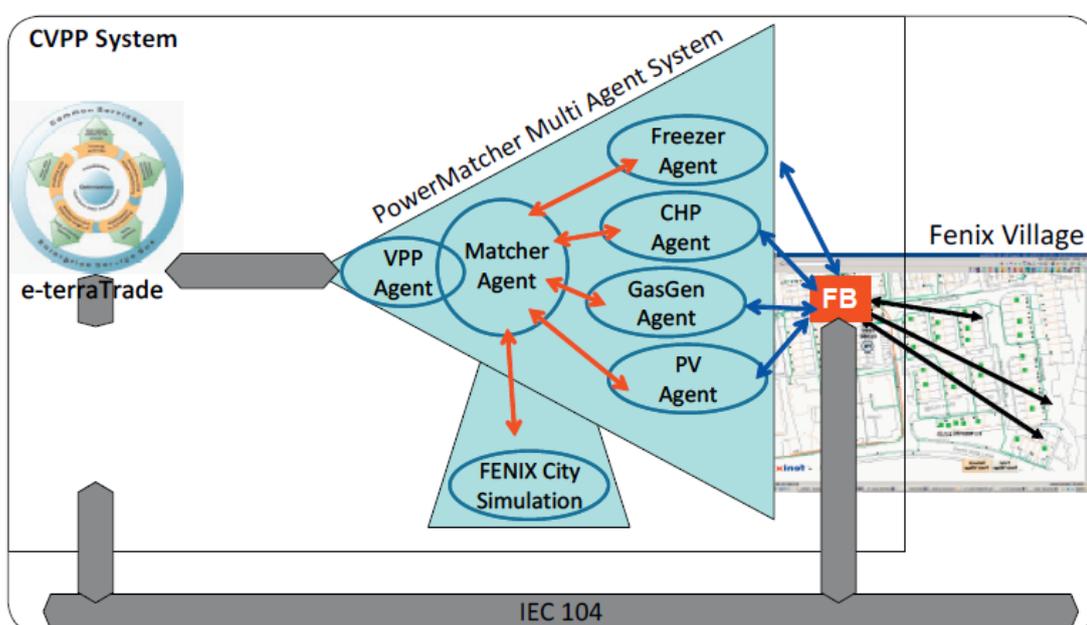


Figura 44 – Questo schema illustra i componenti del CVPP utilizzati nel Northern Scenario

- FENIX Boxes, i concentratori installati al Woking sono passivi in quanto si limitano semplicemente a inviare le misurazioni effettuate al sistema SCADA, ma quello presso l'Imperial College è anche capace di ricevere segnali di controllo.
- emulatori DER presso l'Imperial College che utilizzano una combinazione di dispositivi elettrici simulati e reali per rappresentare una serie di generatori e carichi. Letture di potenza e segnali di controllo sono comunicati direttamente da e verso il FENIX Box.

### 6.2.1 Funzionamento del CVPP

Il modo in cui il CVPP opera è il seguente: il FENIX box fornisce agli agenti del PowerMatcher lo stato corrente e le misure, ad esempio del freezer o del PV. Da questi, gli agenti dello specifico dispositivo determinano le caratteristiche operative dei DER: capability di generazione/carico, minimo e massimo tempo di "on" e "off", velocità di rampa e curve di costo.

Il Matcher Agent mette insieme tutti questi singoli valori per determinare le proprietà composite del CVPP, in particolare la curva dei prezzi. Il VPP Agent invia queste proprietà composite all'e-tertrade, insieme con le offerte di acquisto/vendita. E-tertrade gestisce queste notifiche smistandole verso il mercato e gli operatori di rete.

Il programma di generazione per il CVPP viene comunicato dal PowerMatcher, che a sua volta utilizza la curva di prezzo composita per fissare l'equivalente "segnale di prezzo" che viene comunicato agli agenti DER. Ogni singolo agente agisce sul segnale di prezzo per il controllo del DER, con il risultato che la generazione richiesta dovrebbe essere soddisfatta.

Se un'offerta di acquisto/vendita è accettata nel mercato di bilanciamento, questa è ricevuta da e-tertrade che riesegue l'IPO, ossia ottimizza la programmazione di breve periodo dal momento che si ha una richiesta addizionale di energia, successivamente tale programmazione ottimale a sua volta viene nuovamente inviata al PowerMatcher. E-tertrade, quindi, ottimizza iterativamente i programmi di produzione in base all'evoluzione della domanda (ad esempio, le accettazioni di

offerte di acquisto/vendita) e della capability del CVPP (a causa della natura dinamica delle proprietà composite del CVPP).

I FENIX box forniscono le letture all'Areva SCADA, attraverso il protocollo IEC 104, le quali vengono visualizzate in e-terracontrol. Il sistema SCADA aggrega tali misure con le misure ricevute da e-tertrade, in modo che la performance del CVPP possa essere tracciata nel corso del tempo.

E-terracontrol permette anche all'operatore di inviare comandi per collegare o scollegare i DER.

In definitiva, i FENIX box nel WBC forniranno visibilità alla generazione disponibile e alla domanda corrente. Tale disponibilità o flessibilità verrà inviata al sistema di gestione distribuito e-terra il quale fornisce informazioni al CVPP sul modo migliore per dispatchare la generazione del suo portfolio.

In un futuro FENIX con alta penetrazione di DER e gestione attiva delle reti di distribuzione, il DSO sarà coinvolto nella gestione dei vincoli di rete e per intraprendere questa attività (ridispatchare i DER per gestire la rete) il DSO avrà bisogno della visibilità di tutti i DER presenti nella rete e inoltre avrà bisogno di informazioni da parte del CVPP relativamente alle attività di quest'ultimo nel mercato dell'energia. Occorrerà inoltre una adeguata infrastruttura di comunicazione in maniera tale da superare le limitazioni dell'attuale tecnologia esistente.

### **6.3 Southern scenario: Alava distribution network (Spagna)**

La rete di distribuzione selezionata per questa dimostrazione si trova nel nord della Spagna, nella provincia di Alava (vedi Figura 45) e gestita da Iberdrola Distribución, uno dei partner del progetto. La provincia di Alava si estende per un'area di 2,963 km<sup>2</sup> con una popolazione di circa 300.000 persone. La rete di distribuzione in Alava offre un servizio a 169.000 utenti in bassa tensione di cui il 70% di essi urbani, 12% sub-urbani e il 17% aree rurali. E' suddivisa in due livelli di tensione, 30 kV e 13 kV, presenta otto trasformatori AT/MT con potenza nominale di 60 MVA ciascuno per una potenza totale installata di 480 MVA. Questa rete di distribuzione comprende 1.907 km di linee (80% aeree e 20% cavi interrati).

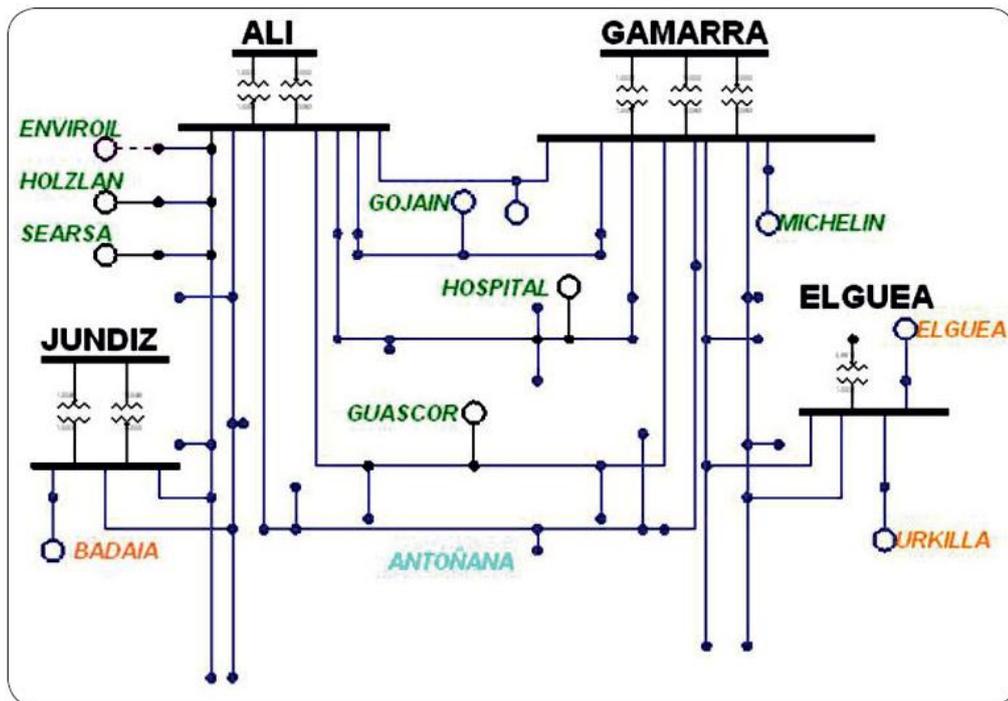


Figura 45 – Mappa della provincia di Alava

Anche se la rete a 30 kV è magliata, essa viene esercita radialmente con diversi interruttori aperti, al fine di ridurre la corrente di corto circuito.

Le fonti di generazione più significative si trovano nella rete a 30 kV, e quasi tutte le tecnologie DER sono presenti: fotovoltaico, eolico, cogenerazione, mini-idro e impianto a biomasse. Come mostrato in Figura 45, sono presenti quattro sottostazioni, con una potenza installata di 480 MVA, che alimentano la rete la quale ha una domanda di picco pari a 253 MW e una potenza dei DER installata di circa 170 MVA. Non tutti i DER parteciperanno attivamente alla dimostrazione, parteciperanno: Urkilla Wind Farm, Guascor Biomass plant, Guascor I+D, Energy Works Vitvall Michelin cogeneration plant, Salineras de Añana cogeneration plant e altri.

E' stata effettuata una triplice dimostrazione []:

- partecipazione del VPP al mercato del giorno prima;
- offerta di riserva terziaria;
- contributo nel mantenere i livelli di tensione nella rete di trasmissione e distribuzione.

Per raggiungere questi tre diversi obiettivi, vari dispositivi sono stati sviluppati e installati (vedi Figura 46):

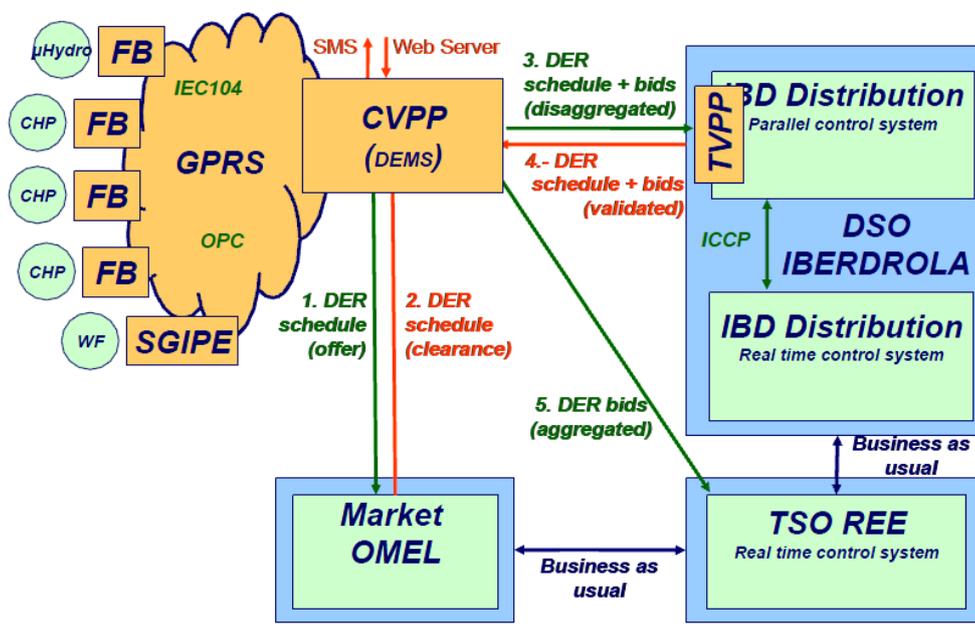
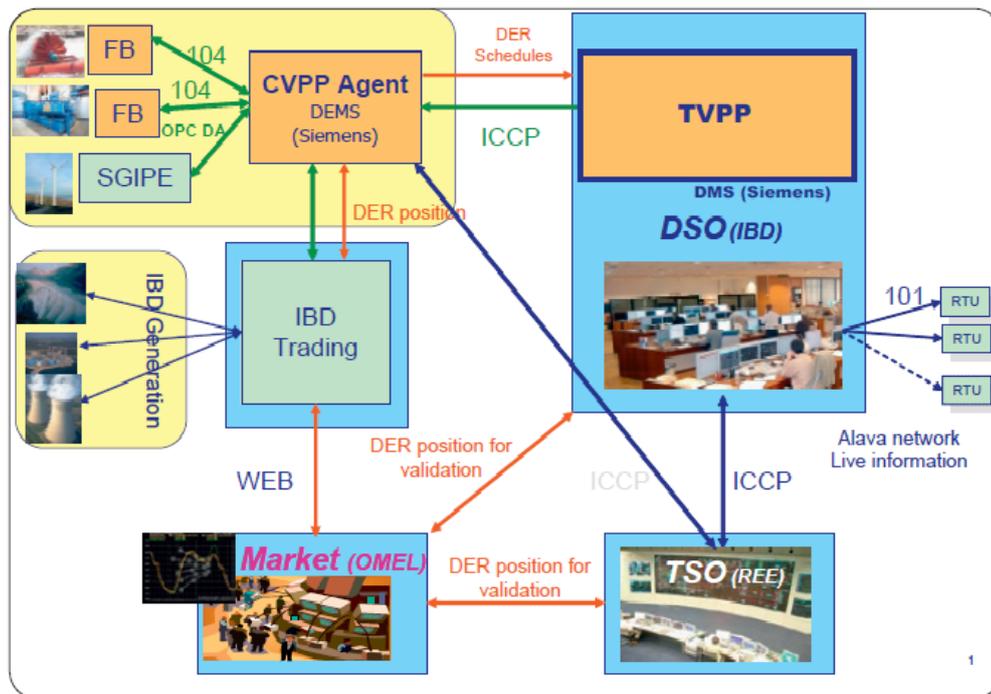


Figura 46 – Architettura realizzata nel Southern Scenario

- Un sistema di controllo parallelo (sistema di controllo FENIX) è stato installato per l'utility, contenente tutti gli elementi pertinenti alla rete di Alava. I dati del sistema di controllo FENIX vengono aggiornati attraverso un collegamento ICCP (Inter-control Centre Communication Protocol) con il sistema SCADA che fornisce i valori in tempo reale. Il motivo di questo sistema parallelo è quello di ridurre le interferenze con il normale funzionamento della rete.

- Un sistema DEMS (Distributed Energy Management System), in qualità di VPP, è stato sviluppato e adattato alle esigenze di scenario, in modo da fornire le funzioni commerciali di aggregazione/disaggregazione. Il DEMS comunica in tempo reale con il TSO (REE), il DSO (Iberdrola), il mercato attraverso Iberdrola e con tutti i DER del suo portfolio tramite un collegamento GPRS. Tutte le comunicazioni si basano su protocolli e interfacce standard.
- Per integrare le varie unità DER con il DEMS, viene utilizzato il FENIX Box (FB), il quale si basa sulla tecnologia smart metering. Il FENIX box permette lo scambio di informazioni con il DEMS e l'interoperabilità con le unità di generazione. Anche se il FB è in grado di supportare tutti i mezzi di comunicazione standard (PLC, FO, digital radio, ecc), per questa dimostrazione si è scelto di utilizzare la tecnologia GPRS. Il FB può essere utilizzato per visualizzare i DER e i loro outputs di potenza attiva e reattiva ai fini della fatturazione, del controllo e altri scopi.
- Adattamento dei DER. Alcuni DER presentavano già avere moderni dispositivi di controllo e quindi non necessitavano dell'installazione del FB. Altri, invece, sono stati adattati con adeguate attrezzature di controllo e connessi con il FB attraverso protocolli standard (MODBUS, SNMP ...). Dispositivi DER muniti di vecchi dispositivi di controllo hanno subito un adattamento molto complesso e l'integrazione è stata fatta via SMS e attraverso operazioni manuali.

### **6.3.1 Mercato del giorno prima**

L'obiettivo di tale dimostrazione è quello di permettere alle varie unità DER di accedere al mercato come un unico aggregato VPP, ottimizzando l'intero portfolio. Inoltre, con l'approccio FENIX, il DSO ha la possibilità di validare la fattibilità del programma del giorno prima. Durante il processo di negoziazione, il DSO non prende parte alla validazione tecnica. L'unica possibilità che il DSO ha, è quella di respingere un dato programma orario dei DER e di comunicare al TSO i vincoli. Seguendo lo stesso approccio del TSO, l'obiettivo primario del DSO è quello di validare le offerte di generazione e di produrre una lista di merito che sarà poi utile per selezionare le unità più adatte.

Le unità DER inviano le loro offerte al VPP il quale le aggrega in una sola e la invia all'operatore di mercato (Figura 47). Successivamente, il VPP invia le offerte disaggregate al DSO per la validazione tecnica il quale accetta o rifiuta le offerte a seconda della loro fattibilità tecnica e invia il risultato di convalida al VPP (Figura 48). L'interazione tra le unità DER e il VPP ai fini del mercato del giorno prima è fatta via Internet. Considerando i risultati che provengono dal mercato, il DSO fa l'aggregazione tecnica dei DER e calcola le quantità risultanti iniettate ai nodi di confine con il TSO. Allo stesso modo, il TSO esegue il processo di risoluzione dei vincoli e le altre procedure per garantire la sicurezza del sistema.

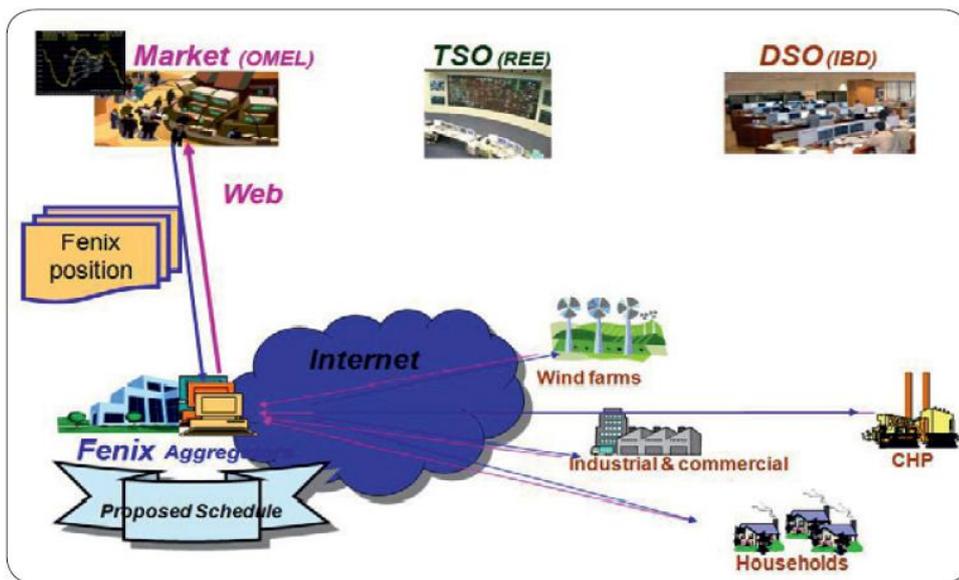


Figura 47 – Mercato del giorno prima

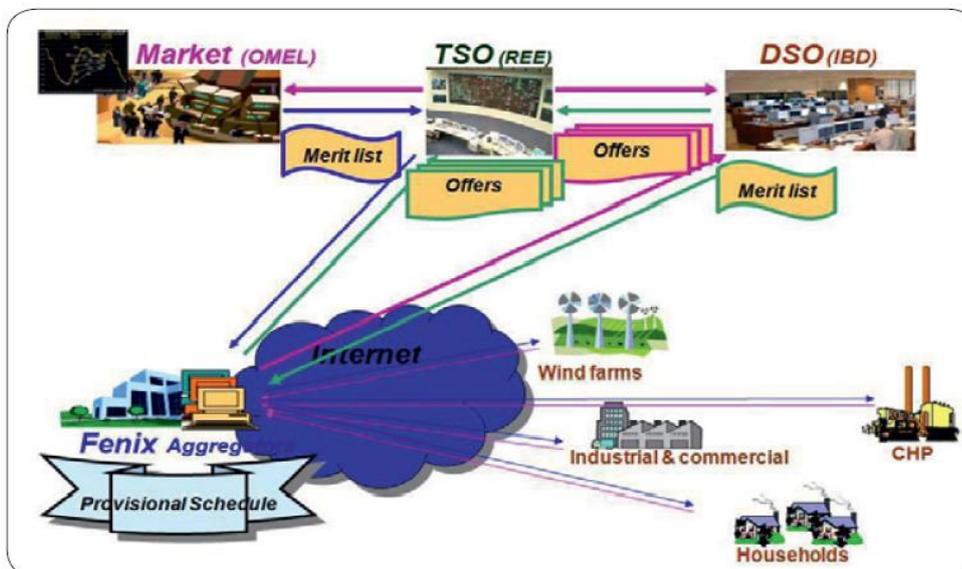


Figura 48 – Validazione del programma di generazione del giorno prima

La Figura 49 riassume brevemente la logica sopra descritta.

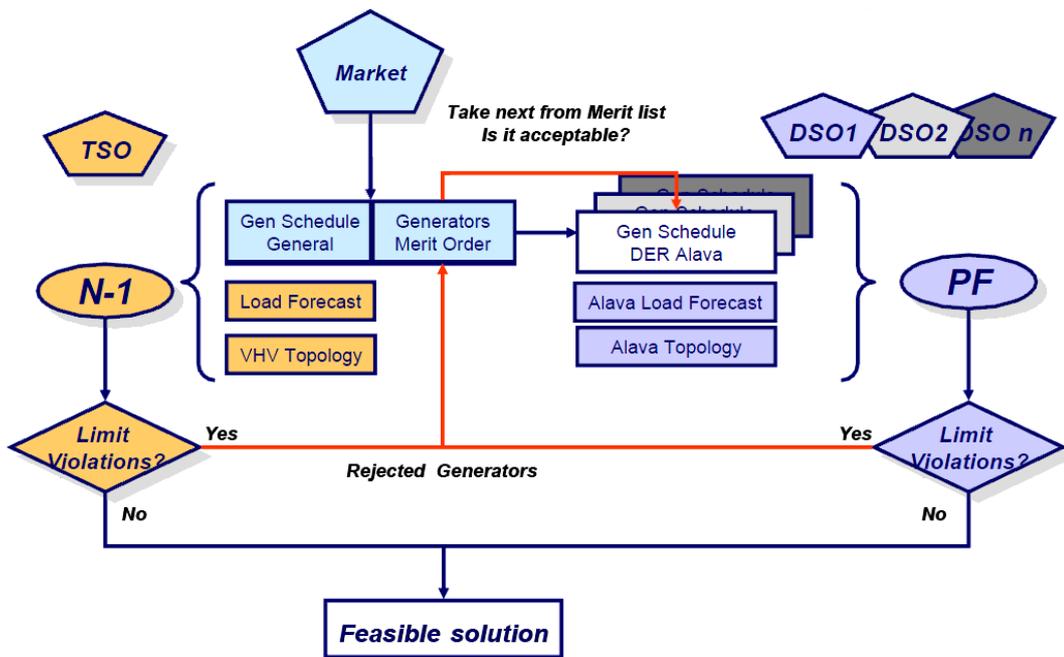


Figura 49 – Algoritmo applicato nel mercato del giorno prima

### 6.3.2 Riserva terziaria

Per quanto riguarda la riserva terziaria, attualmente, lo Spanish Royal Decree 661/2007 permette la partecipazione per la fornitura di riserva terziaria solo ad alcune unità di generazione controllabili la cui produzione non è condizionata dalla risorsa energetica primaria, in modo da garantire un sufficiente livello di energia tutte le volte che il TSO ha bisogno per permettere un funzionamento sicuro del sistema elettrico.

Tuttavia, un aggregato di DER potrebbe partecipare al mercato di riserva terziaria nell'ipotesi che l'aggregato abbia una sufficiente potenza installata. In questo modo, il TSO potrebbe far ricorso alla riserva terziaria fornita dall'aggregato di DER.

Tutti i DER che partecipano alla riserva terziaria hanno ottenuto preliminarmente la validazione tecnica dal DSO. Tale validazione viene effettuata durante il mercato del giorno prima, infatti, il CVPP dopo aver aggregato le offerte dei DER in una sola in modo da presentarla al mercato, disaggrega le offerte e le invia al DSO per la validazione tecnica il quale accetta o rifiuta le offerte a seconda della loro fattibilità tecnica.

Quando il TSO ha bisogno di riserva terziaria (Figura 50), assegna i nuovi programmi di generazione in funzione delle offerte presentate nel mercato di bilanciamento. Se viene chiamato a fornire riserva terziaria un dato CVPP, questo ha il compito di comunicare il nuovo set point di potenza attiva ai DER appartenenti al suo portfolio.

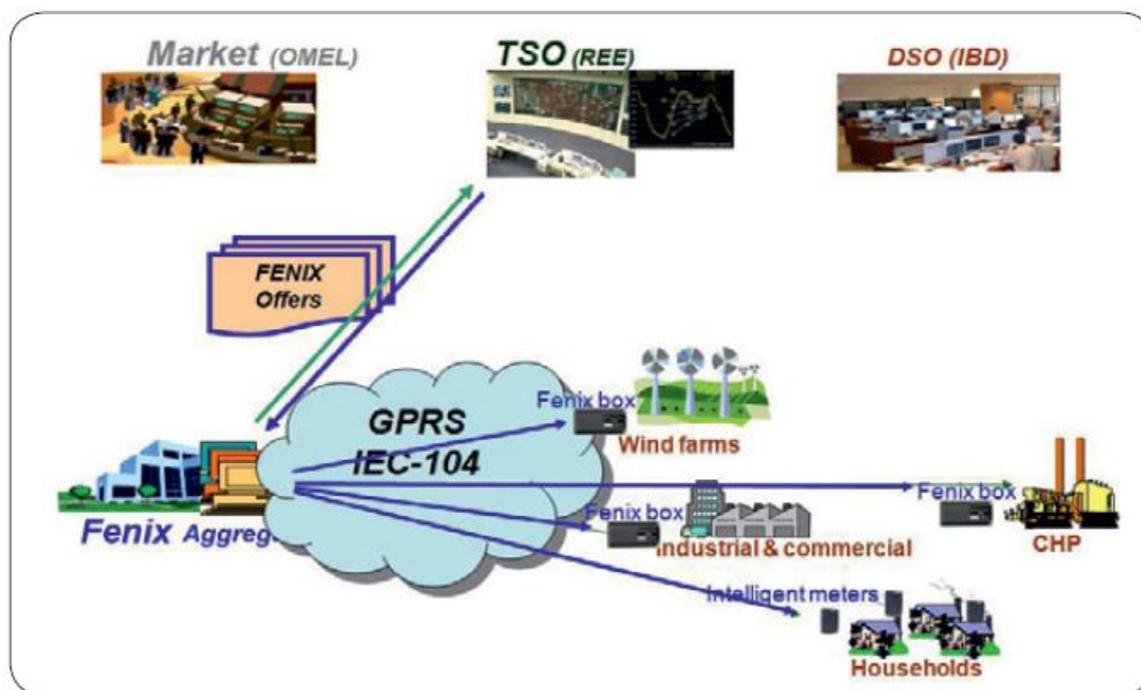


Figura 50 – Riserva terziaria in tempo reale

Va notato che i valori massimi e minimi accettabili di riserva terziaria sono stati calcolati durante il processo di risoluzione dei vincoli e quindi offerte non accettabili sono già state respinte in questa fase. Allo scopo di avere una elevata prontezza di risposta, occorrerà che i DER e il VPP comunichino in tempo reale.

### 6.3.3 Controllo della tensione

Le unità DER sono fisicamente collegate alla rete di distribuzione e il loro comportamento può influire sulla qualità del servizio offerto.

La controllabilità e la visibilità dei DER, resa possibile dall'aggregazione in VPP, può permettere ai DER anche la possibilità di contribuire al controllo della qualità del servizio sui nodi della rete di distribuzione tramite la vendita di potenza reattiva. Inoltre, i DER possono aiutare a mantenere un certo livello di tensione, predeterminato dal TSO, nelle sbarre delle sottostazioni in alta tensione.

Per sfruttare al meglio questa possibilità, è stata sviluppata una applicazione per il DMS chiamata Volt Var Control (VVC). Il VVC si basa su un algoritmo OPF che contribuisce a determinare quali azioni di controllo occorre adottare per mantenere adeguati livelli di tensione. Ci sono tre possibili tipi di intervento:

- cambiare l'output di potenza reattiva dei DER;
- agire sul variatore di rapporto sottocarico del trasformatore;
- agire sui banchi di condensatori.

Il VVC determina la potenza reattiva richiesta per ognuno dei DER, integrando i DER nelle operazioni di sistema, immediatamente un set point di potenza reattiva viene inviato in tempo reale, via GPRS, a ciascuno di essi dal CVPP.

Il TSO e il DSO concordano un profilo di tensione nei punti di confine mantenendo allo stesso tempo la qualità del servizio a livello di rete di distribuzione. Attraverso una connessione ICCP, il TSO comunica al DSO i livelli di tensione desiderati in tempo reale. Questi vincoli di tensione vengono convertiti in riferimenti per il fattore di potenza dei trasformatori di confine tra la rete di trasmissione e la rete di distribuzione (vedi Figura 51).

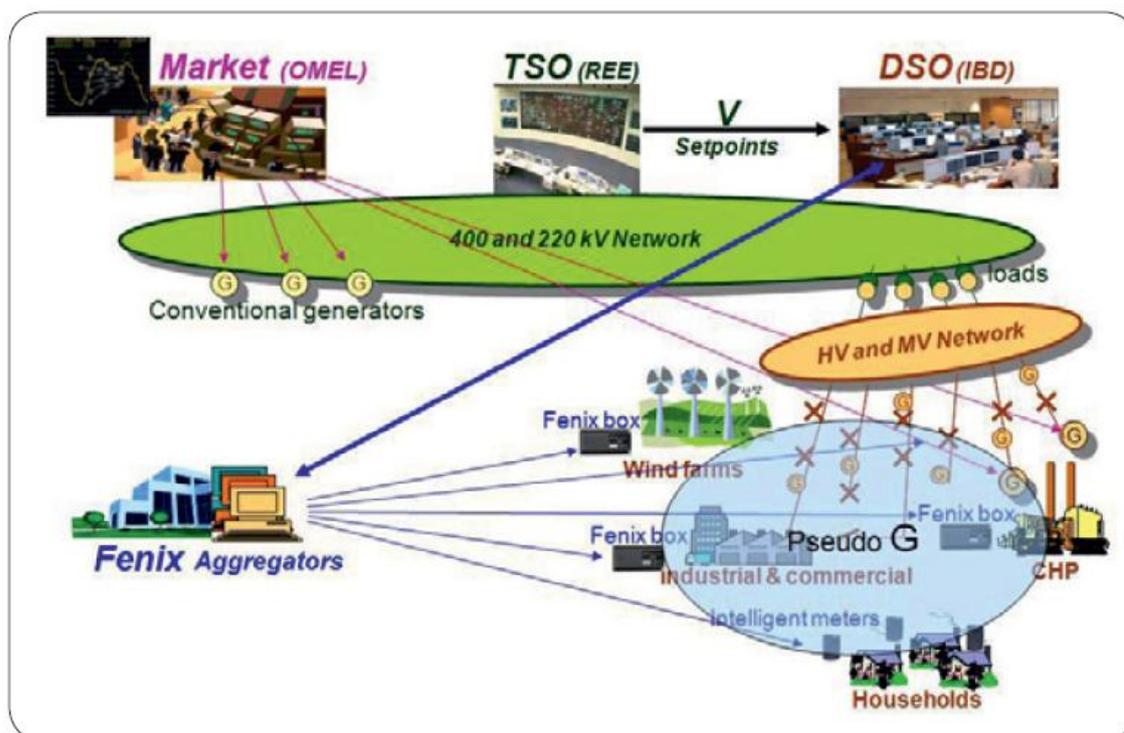


Figura 51 – Voltage Var Control (VVC)

#### 6.4 Dimostrazione in laboratorio presso il Fraunhofer IWES (Germania)

Il concetto di VPP permette il controllo della potenza attiva e reattiva di uscita delle unità DER al fine di supportare le operazioni di rete. Il laboratorio DeMoTec (Design Centre for Modular Supply Technology), presso il Fraunhofer IWES, ha fatto da cornice per la dimostrazione della fornitura di servizi ancillari da parte delle unità DER aggregate all'interno del laboratorio in VPP.

Sulla falsariga del concetto VPP, è stata implementata una infrastruttura di informazione, comunicazione e controllo (vedi Figura 52) che prevede:

- un sistema centrale di controllo e acquisizione di dati (SCADA) che rappresenta il CVPP;
- cinque Remote Terminal Units (RTU) per l'interfacciamento e il controllo delle unità DER presenti in laboratorio che rappresentano i FENIX box;
- una simulazione in tempo reale della rete (utilizzando DigSilent - PowerFactory) che rappresenta il TVPP;
- un'applicazione che rappresenta il sistema di controllo del TSO per la regolazione secondaria della frequenza.

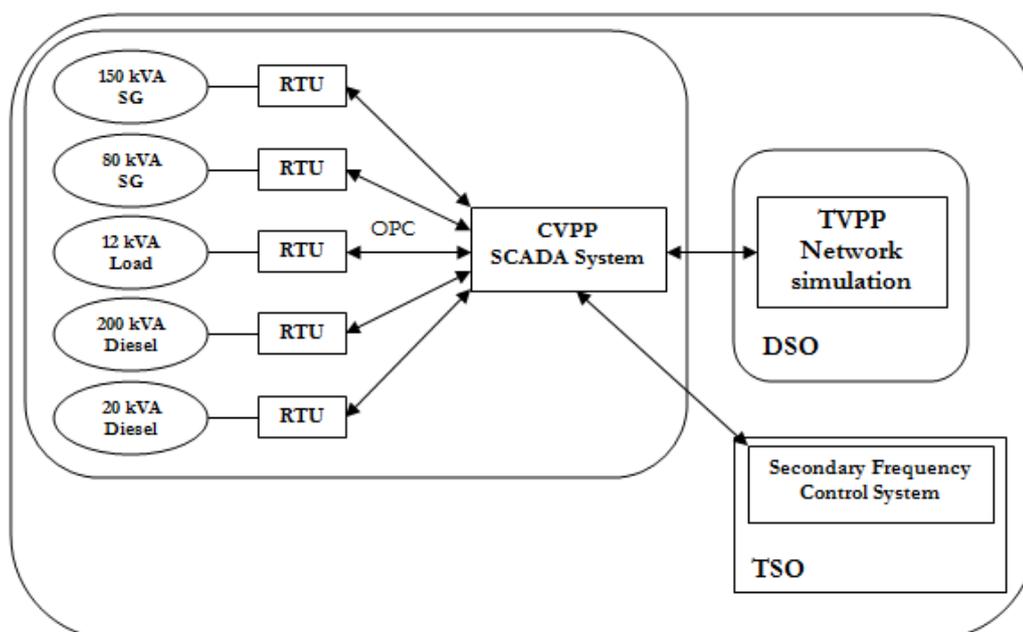


Figura 52 - Architettura VPP in DeMoTec

Cinque diverse unità DER nel laboratorio DeMoTec sono state migliorate per poter essere controllate dal CVPP attraverso una comunicazione OPC con gli RTU.

Queste unità sono:

- generatore diesel da 200 kVA
- generatore sincrono (SC) da 80 kVA
- generatore diesel accoppiato con inverter a velocità variabile da 20 kVA
- generatore sincrono da 15 kVA
- carico da 12 kVA

La topologia di rete in DeMoTec permette la connessione di queste unità DER sia sulle sbarre a 400 V che sulla sbarra a 10 kV (vedi Figura 53).

Le dimostrazione che sono state fatte nel laboratorio sono state:

- regolazione secondaria della frequenza,
- controllo della potenza reattiva.

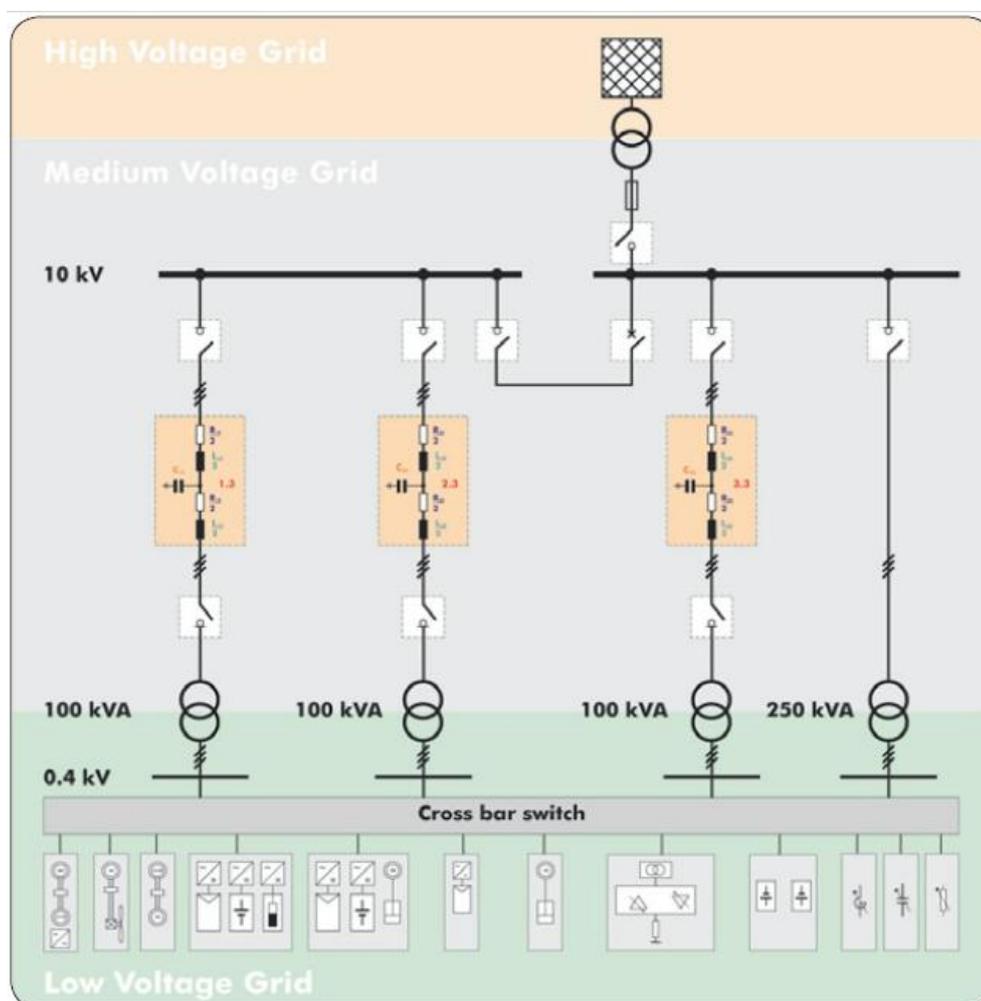


Figura 53 – Topologia di rete configurabile in DeMoTec

### 6.4.1 Regolazione secondaria della frequenza

Il portfolio DeMoTec-VPP presenta fonti di energia rinnovabili (eolico, biogas), così come un utente industriale e un'area di parcheggio con veicoli elettrici. Il CVPP fornisce potenza al TSO per la regolazione secondaria di frequenza. La dimostrazione in laboratorio DeMoTec mostra come tutti i tipi di unità DER controllabili (generatori, carichi e accumulatori) possono essere utilizzati per questo servizio ancillare e come il CVPP ottimizza la fornitura con il portfolio che ha a disposizione. La Figura 54 mostra il segnale di controllo secondario fornito dal TSO e la distribuzione ottimale dei segnali di potenza attiva alle unità, al minimo costo, per il portfolio VPP.

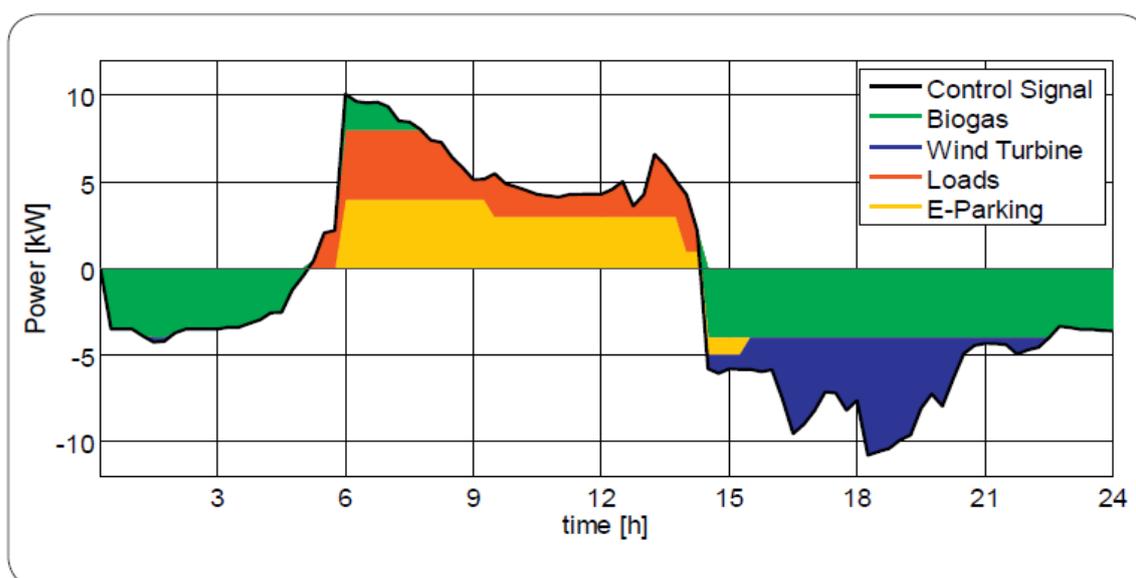


Figura 54 – Distribuzione ottimizzata delle variazioni di potenza attiva delle unità di energia distribuita in seguito a un segnale di richiesta per la regolazione secondaria di frequenza inviato al portfolio DeMoTec-VPP

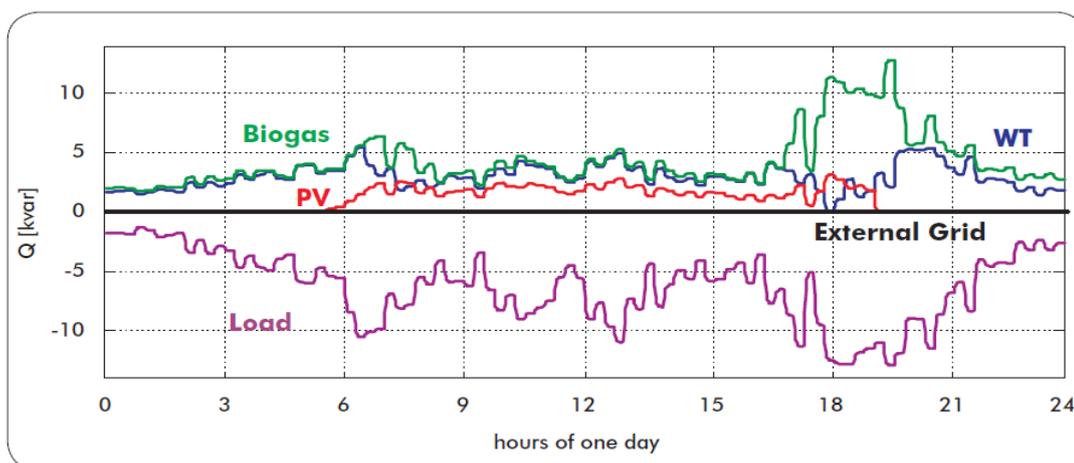
### 6.4.2 Controllo della potenza reattiva

Il controllo della potenza reattiva delle unità DER può essere utilizzata nelle operazioni della rete di distribuzione per:

- fornire un profilo di potenza reattiva a un dato nodo di rete,
- mantenere i limiti di tensione,
- ridurre eventuali congestioni di rete,
- ridurre le perdite di rete.

La novità di questa dimostrazione è che l'algoritmo di ottimizzazione non solo include le perdite di rete e i vincoli (come l'attuale algoritmo Optimal Power Flow "OPF"), ma anche le perdite nelle unità DER e i loro vincoli.

Un uso ottimizzato di potenza reattiva da unità DER viene calcolato considerando l'economia del gestore di rete così come l'economia degli operatori delle unità DER. Questo algoritmo di ottimizzazione è applicato dal TVPP, simulato con PowerFactory e dimostrato in DeMoTec. La potenza reattiva è controllata a minimi costi operativi (Figura 55).



**Figura 55 - Distribuzione della fornitura di potenza reattiva dei tre generatori distribuiti (turbina eolica (WT), impianto fotovoltaico (PV) e impianto biogas) al minimo costo di esercizio**

## 6.5 Nuovi prodotti e funzionalità sviluppate dai costruttori

### 6.5.1 Sistemi di gestione SIEMENS

Sistemi di controllo per i sistemi elettrici come l'Energy Management Systems (EMS), il Distribution Management System (DMS) e il Decentralized Energy Management System (DEMS) sono le soluzioni attualmente disponibili. Nell'ambito dell'applicazione FENIX, si introducono nuove funzioni all'interno di questi software.

#### *Controllo della tensione (VVC)*

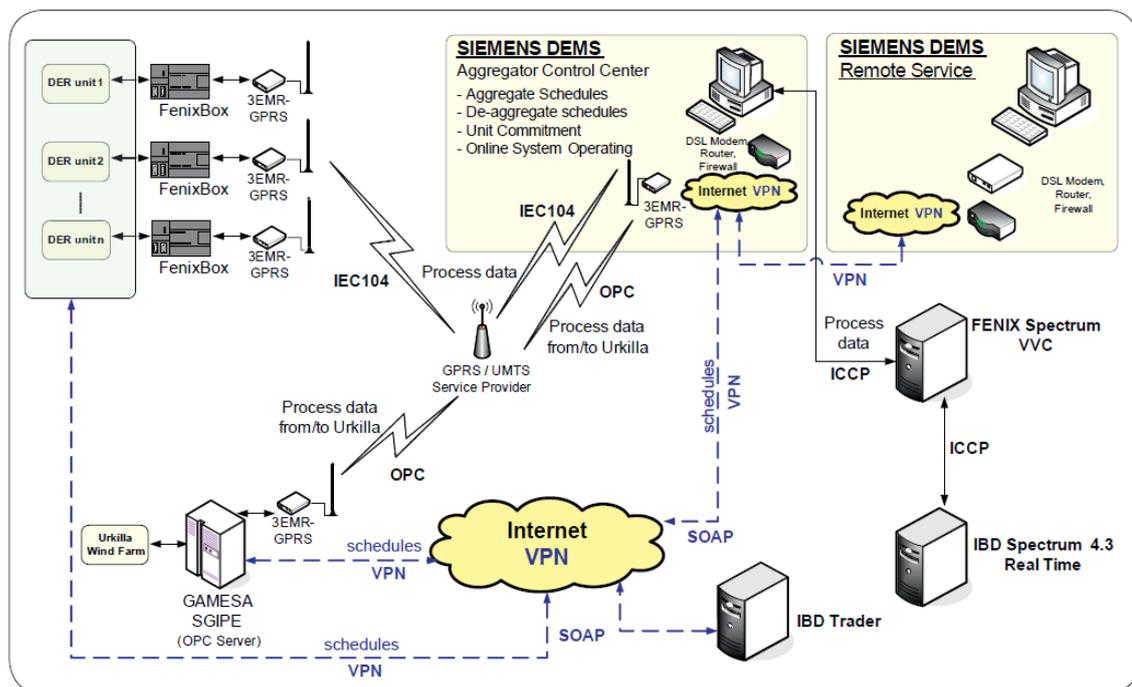
Volt Var Control (VVC) è una delle funzioni avanzate all'interno del DMS. Nell'ottica FENIX vengono aggiunti ulteriori requisiti al VVC, come ad esempio il rispetto dei limiti contrattuali di tensione per l'utente finale e/o requisiti relativi al

fattore di potenza sui nodi di frontiera. Con l'evoluzione e la forte penetrazione delle tecnologie DER, sono disponibili nuove possibilità per il controllo della potenza reattiva; le potenze reattive generate/consumate dai DER costituiscono potenti variabili di controllo per il controllo della tensione nelle reti di distribuzione. Il DSO può influenzare la tensione nei nodi nella direzione desiderata, nel rispetto dei valori previsti dal TSO, controllando la potenza reattiva consumata/generata all'interno della sua rete di distribuzione.

### *Decentralized energy management system (DEMS)*

In FENIX, i DER possono partecipare più attivamente nei mercati rispetto all'attuale situazione ove questa possibilità è riservata solo a poche unità. Il CVPP (DEMS) ha come obiettivo quello di consentire l'accesso delle unità DER ai mercati dell'energia e dei servizi ancillari con una flessibilità e una controllabilità simile alle grandi centrali elettriche tradizionali.

L'approccio di base è fare in modo che la programmazione oraria dei DER sia compatibile con le condizioni fisiche e operative della rete di distribuzione e trasmissione. L'architettura per lo scambio di informazioni con gli operatori di rete e gli aggregatori si basa sullo scambio di valori e schedules fra le diverse parti coinvolte in FENIX ed include anche lo sviluppo di interfacce per le unità DER (Figura 56).



**Figura 56 – Architettura per l'interazione fra DER, DEMS, DSO e mercato**

### **6.5.2 Le nuove funzionalità di AREVA**

Il progetto FENIX ha permesso ad AREVA di migliorare e-terraplatform con ulteriori applicazioni, integrando nuove funzionalità per la gestione dei DER a vantaggio dei proprietari dei DER, degli operatori dei DER e degli operatori di sistema (TSO e DSO).

Questi miglioramenti possono essere riassunti come segue:

- Modellazione delle risorse DER. Le risorse DER vengono modellizzate come se fossero unità di generazione equivalenti. Un cluster di DER è completamente modellato in modo da fornire una stima in tempo reale dell'iniezione di potenza nel feeder della rete di distribuzione ove è collegato.
- Stima dell'output dei DER non tele-misurati sulla base di misure su DER vicini combinate con tecniche di scaling-up.
- Aggregazione degli output dei DER (sia misurati che stimati) con il criterio della topologia della rete: trasformatore in cabina primaria, sottostazione, area.
- Integrazione dell'output previsto per DER che sfruttano risorse rinnovabili aleatorie (output di un parco eolico basandosi sulla previsione del vento).
- Miglioramento della funzione Intra-Day Plan Optimization che si interfaccia con i VPP per ottimizzare il loro programma di generazione.
- Pannello e meccanismi di allarme: in caso di importanti differenze tra i valori misurati/stimati e le previsioni ma anche in caso di improvvisa variazione dell'output di alcuni DER (ad esempio per un parco eolico se il vento cala improvvisamente).
- Gestione della generazione distribuita.

### **6.5.3 FENIX box**

L'implementazione di un Virtual Power Plant richiede il monitoraggio e/o il controllo dei DER. Da un punto di vista tecnico, è necessario installare nuovi dispositivi per la misurazione, la comunicazione e la gestione dei dati i quali forniscono informazioni alle applicazioni di livello superiore dove ha luogo l'aggregazione.

ZIV P+C ha sviluppato una nuova generazione di dispositivi "FENIX box" che rappresentano l'intelligenza a livello locale per le smart grid del futuro (Figura 57). Il FB rende visibile i DER alla rete di distribuzione, fornisce una capability di controllo sia per i carichi che per i generatori alla rete di distribuzione utilizzando protocolli standard e assegna agenti locali per le operazioni locali automatizzate.



**Figura 57 – FENIX box**

Le caratteristiche principali del FENIX box sono di seguito riportate:

- Concentratore di dati con un database in tempo reale per contatori intelligenti e DER.
- Agenti integrati per l'automatizzazione, operazioni locali tramite MSMQ e WEB.
- Protocolli standard per comunicare con i livelli superiori (ad esempio IEC 870-5-104) e con i contatori intelligenti e i DER (ad esempio IEC 870-5-102, MODBUS, SNMP).
- Diverse interfacce di comunicazione quali PLC, Ethernet, RS232, che consentono comunicazioni wireless basate sulle più recenti tecnologie (GPRS o 3G).

Il FENIX Box rappresenta un elemento chiave all'interno dell'architettura FENIX, garantendo ai vari consumatori e DER una interfaccia standard con i sistemi di gestione.

## Progetto ADDRESS

### 7.1 Introduzione

Il progetto ADDRESS (Active Distribution networks with full integration of Demand and distributed energy RESources) è un progetto europeo lanciato nel Giugno del 2008 con durata di quattro anni. Il coordinatore del progetto è ENEL Distribuzione SpA e hanno preso parte a tale progetto un consorzio di 25 partners provenienti da 11 diverse nazioni europee (Figura 58).

ADDRESS si pone come obiettivo quello di fornire un quadro globale da un punto di vista commerciale e tecnico relativamente allo sviluppo dell'"Active Demand" (AD) nelle smart grid del futuro. Il target in ADDRESS è dunque la domanda attiva (AD), ossia la partecipazione attiva di utenti domestici e piccoli utenti commerciali nei mercati elettrici e nella fornitura di servizi ai vari attori che partecipano nel sistema elettrico con ruoli differenti. Tale AD coinvolge tutti i tipi di apparecchiature installate all'interno dei locali del consumatore quali ad esempio: carichi (controllabili o non attraverso segnali esterni), unità DG (PV, microturbine ecc), sistemi di accumulo elettrico o termico.

## Obiettivo ADDRESS

**Active Demand (AD):** partecipazione attiva di *utenti domestici e piccoli utenti commerciali* nei mercati elettrici e nella fornitura di servizi ai vari attori che partecipano nel sistema elettrico.

L'AD coinvolge tutti i tipi di apparecchiature installate all'interno dei locali del consumatore: carichi, generazione distribuita (PV, microturbine,...) e sistemi di accumulo elettrici e termici.

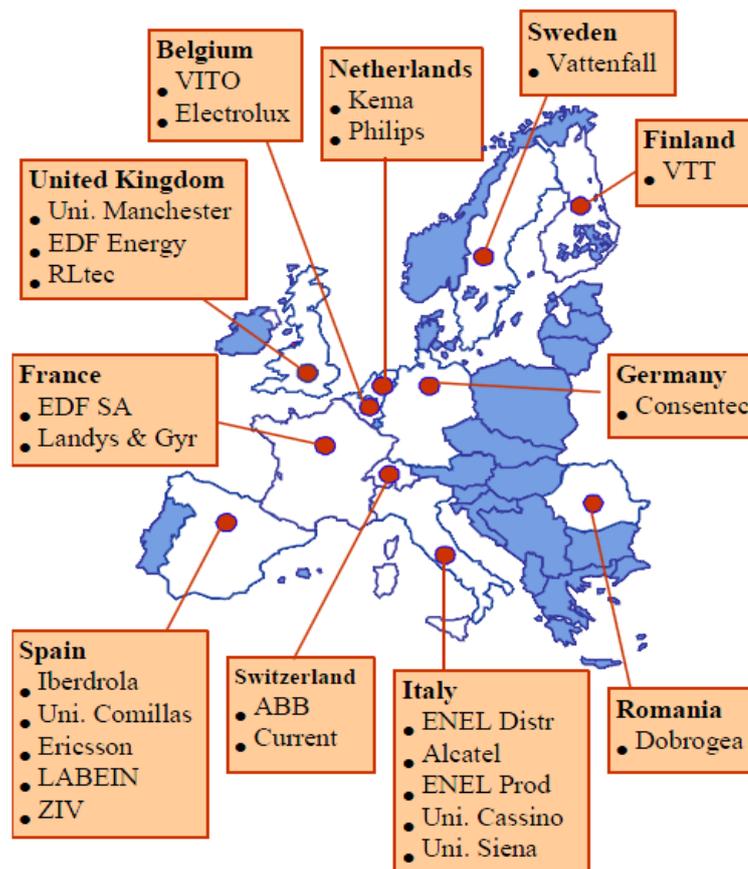


Figura 58 – Consorzio ADDRESS

ADDRESS intende sviluppare soluzioni tecniche sia a livello dei locali dei consumatori, sia a livello di sistema elettrico per consentire alla domanda di diventare "attiva" e permettere, quindi, che i consumatori possano dare una risposta in tempo reale<sup>3</sup> alle richieste che provengono dai mercati e/o dagli altri partecipanti. Ovviamente, questo implica l'identificazione di possibili barriere allo sviluppo dell'AD ed eventualmente proporre soluzioni per rimuoverle.

<sup>3</sup> In ADDRESS, per tempo reale si intende una scala di tempo che va dai 20 ai 30 minuti.

E' chiaro che ADDRESS ha come obiettivo quello di sviluppare soluzioni con la finalità di massimizzare i benefici per i vari attori legati all'AD, quindi cercherà di sviluppare un'architettura commerciale che possa stimolare lo sviluppo dell'AD. All'interno di tale architettura commerciale un ruolo di rilevante importanza sarà ricoperto dalla figura dell'aggregatore il quale rappresenta il cuore di ADDRESS.

I risultati attesi da ADDRESS potrebbero potenzialmente essere i seguenti:

- creare valore per le utenze commerciali e domestiche permettendo ad esse l'accesso ai mercati e alla fornitura di servizi;
- facilitare la diffusione su larga scala e l'effettiva integrazione di DG e RES (Renewable Energy Sources);
- contribuire allo sviluppo dell'energia decentralizzata e dei mercati dei servizi ancillari, sviluppo di nuovi modelli di business e gestione flessibile dei contratti;
- incrementare l'efficienza, la flessibilità, la sicurezza, l'affidabilità e la qualità dei sistemi elettrici europei;
- ecc.

## **7.2 Architettura proposta in ADDRESS**

In Figura 59 viene rappresentata l'architettura proposta in ADDRESS la quale è stata costruita prendendo come riferimento l'architettura sviluppata nel progetto europeo FENIX. Il progetto FENIX, così come ADDRESS, si basa sul concetto dell'aggregazione ma lo scopo è differente anche se complementare. FENIX studia l'aggregazione di DER (principalmente DG, sistemi di accumulo e grosse utenze industriali) all'interno di Virtual Power Plants (VPP). Essendo i due progetti complementari è chiaro che si possono sfruttare i risultati ottenuti dal progetto FENIX in ADDRESS in combinazione però della Active Demand.

Vediamo di analizzare i rispettivi ruoli che hanno i vari attori che compaiono nell'architettura ADDRESS [60]. Nei paragrafi successivi verranno poi presi in considerazione i rapporti che dovranno intercorrere fra i vari attori.

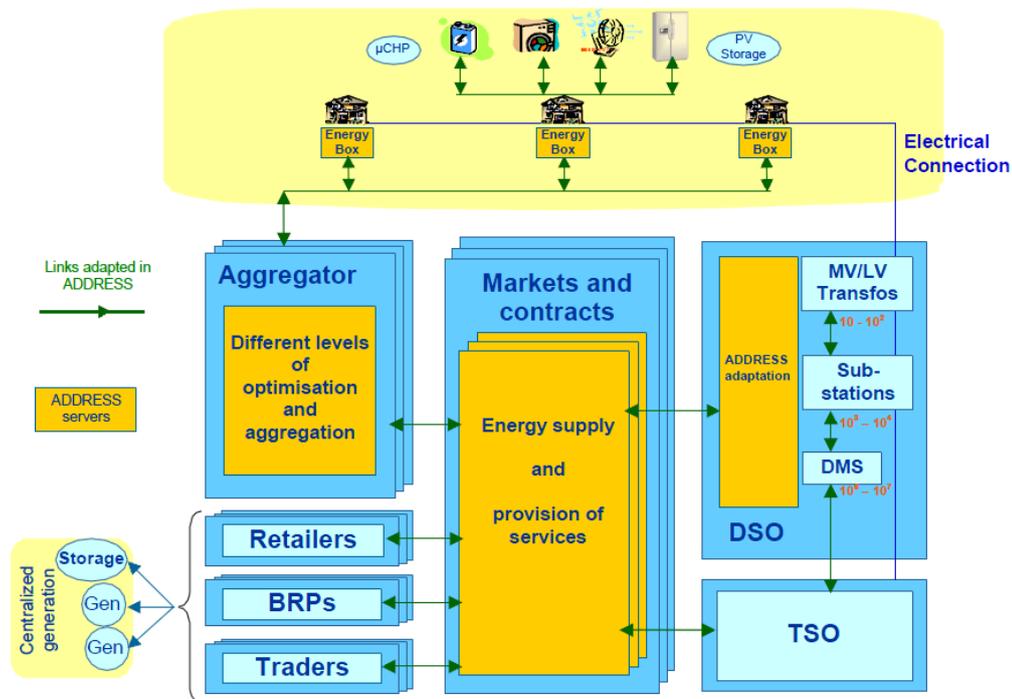


Figura 59 – Architettura proposta in ADDRESS

### Il consumatore

Per "consumatore" si intende non solo l'utente che dispone di carichi puri ma anche quell'utente in grado di generare energia elettrica essendo dotato, ad esempio, di impianti fotovoltaici, microturbine ecc. Il consumatore si interfaccia con l'aggregatore attraverso l'Energy Box. Quest'ultimo è un misuratore intelligente posizionato presso il consumatore e potrebbe interagire con il contatore dell'utente. Tale Energy Box rappresenta il consumatore dalla prospettiva dell'aggregatore.

### L'aggregatore

L'aggregatore costituisce la figura di mediazione fra l'AD e gli altri stakeholders. Sia le operazioni finanziarie che l'architettura ICT devono consentire all'aggregatore di svolgere tale ruolo. In ADDRESS, il ruolo dell'aggregatore potrebbe non essere svolto dall'operatore di rete (DSO o TSO) bensì potrebbe essere svolto da un attore competitivo (nuovo o esistente) al fine di aumentare la competitività nel mercato elettrico. E' chiaro comunque che il rapporto fra un aggregatore e l'operatore di rete (DSO e/o TSO) è molto importante, infatti la corretta gestione della rete è uno dei principali obiettivi e per permettere ciò gli aggregatori contribuiranno attraverso segnali di prezzo e segnali di volume che invieranno ai loro consumatori.

Nell'architettura proposta da ADDRESS, l'aggregatore è concepito come un attore indipendente fra il consumatore da una parte e i mercati e i contratti dall'altra parte. Attraverso i mercati e i contratti l'aggregatore può offrire la flessibilità della domanda agli altri attori. Nella Figura 59 si suppone che tutti i consumatori siano collegati ad un aggregatore e non direttamente al mercato.

In un contesto di mercato elettrico attuale, il ruolo dell'aggregatore potrebbe essere ricoperto dai rivenditori. Tuttavia, il ruolo e le attività di un aggregatore dipenderanno fortemente da un futuro quadro normativo ed economico che occorrerà sviluppare in un contesto di integrazione dell'AD.

Nel paragrafo 7.5.1 verranno analizzate più in dettaglio le principali attività svolte dall'aggregatore.

### Il DSO

Il DSO gioca anche lui un importante ruolo in ADDRESS dato che l'AD riguarda utenti connessi alle reti di distribuzione. Il DSO ricoprirà un ruolo chiave nelle reti attive del futuro, interagirà con gli altri attori e in particolare con gli aggregatori attraverso il mercato e avrà un'interazione diretta con il TSO per garantire la sicurezza del sistema. A seconda del quadro regolatorio, il DSO potrebbe anche essere responsabile del bilanciamento energetico della sua rete. Se uno sbilanciamento o qualche altro problema dovesse verificarsi, il DSO potrebbe acquistare energia o servizi dagli aggregatori i quali rappresentano i consumatori nella sua rete.

### Il TSO

Il TSO interagirà con gli altri attori (inclusi il DSO e l'aggregatore) attraverso i mercati ma potrà anche interagire direttamente con i DSO per garantire la sicurezza delle operazioni di rete. L'obiettivo del TSO dovrebbe essere quello di acquisire flessibilità della domanda allo scopo di agevolare la gestione delle sue attività.

### Mercati e contratti

Per "mercati" si intendono tutti i tipi di accordi commerciali fra i vari attori (contratti bilaterali, mercato del giorno prima, mercato intragiornaliero, mercati in real-time).

Altri mercati per diversi servizi potrebbero essere considerati quali, ad esempio: servizi ancillari, servizi di bilanciamento, sovraccarichi, congestioni di rete ecc.

E' possibile distinguere due diverse forme di contratti:

- *Negoziabili*: il prodotto finale è un prezzo concordato e un volume concordato (in un concordato periodo). Si tratta di un contratto bilaterale frequentemente usato in molti mercati all'ingrosso ma raramente nei mercati al dettaglio.
- *Non negoziabili*: questi contratti sono del tipo "prendere o lasciare", non c'è nessuna forma di negoziazione. I prezzi o le condizioni saranno modificate dal venditore di volta in volta in accordo con le sue aspettative. L'acquirente può solamente accettare o meno. Tale forma di contratto è frequentemente utilizzata in molti mercati al dettaglio.

### **7.3 Descrizione dei servizi forniti dall'Active Demand (AC)**

Per quanto riguarda i servizi forniti dall'AD, occorre distinguere due principali tipologie di partecipanti nel sistema elettrico:

- partecipanti regolamentati: DSO e TSO,
- partecipanti deregolamentati o partecipanti in competizione.

Relativamente a questi ultimi, sono stati identificati 9 partecipanti oltre ai consumatori (domestici e piccoli consumatori commerciali) e all'aggregatore. Questi sono stati suddivisi in tre categorie principali:

- *Produttori*: produttori centralizzati, decentralizzati, produttori con tariffe regolamentate e obblighi (riserva, volume, curtailment ecc.);
- *Intermediari*: rivenditori, aggregatori di produzione, broker, traders, BRP;
- *Consumatori*: grossi consumatori.

I partecipanti appartenenti a queste categorie ovviamente avranno ognuno le proprie esigenze e aspettative che potranno essere soddisfatte dai servizi AD.

Relativamente alle esigenze e alle aspettative dei partecipanti regolamentati (DSO e TSO), potrebbero anche loro essere soddisfatte ricorrendo ai servizi AD. La Tabella 7 riporta le principali aspettative del DSO e del TSO con rispetto all'AD.

**Tabella 7 – Sommario delle aspettative dei DSO e TSO**

Aspettative	DSO	TSO
Controllo flussi di potenza/Soluzione congestioni di rete	x	x
Black start	x	x
Controllo frequenza/Riserva	x	x
Controllo tensione e potenza reattiva di compensazione	x	
Funzionamento in isola/Microgrids	x	x
Riduzione delle perdite di rete	x	x
Sviluppo e uso ottimizzato della rete	x	

Le aspettative sopra riportate possono essere ulteriormente compattate in tre tipi principali di servizi AD (vedi Tabella 8):

- Regolazione della tensione e controllo dei flussi di potenza
- Controllo potenza attiva terziaria
- Intelligente riduzione del carico

Ognuna di esse richiede una modifica del consumo (o produzione) in risposta alle richieste del DSO/TSO con tempo di risposta che dipende dal servizio fornito.

**Tabella 8 – I tre principali tipi di servizi AD per DSO e TSO**

Aspettative	Regolazione della tensione e controllo dei flussi di potenza	Controllo potenza attiva terziaria	Intelligente riduzione del carico
Controllo flussi di potenza/Soluzione congestioni di rete	x		x
Controllo frequenza/Riserva		x	
Black start			x
Controllo tensione e potenza reattiva di compensazione	x		
Riduzione delle perdite di rete	x		x
Sviluppo e uso ottimizzato della rete	x		x

Nella Tabella 8 vengono, dunque, riportati i seguenti servizi:

- *regolazione della tensione e controllo dei flussi di potenza*: gli operatori di sistema (DSO e TSO) possono ricorrere ai servizi AD per svolgere funzioni di regolazione di tensione e di controllo dei flussi di potenza.

- *Controllo potenza attiva terziaria*: la riserva terziaria viene utilizzata come azione non-automatica per ripristinare adeguati margini di capability dei generatori. Il responsabile del controllo della frequenza è il TSO. Tuttavia, in un'ottica di reti di distribuzione attive, i DSO potrebbero essere anche loro coinvolti nella fornitura dei servizi per questo controllo.
- *Riduzione intelligente del carico*: sia il TSO che il DSO potrebbero aver bisogno di una qualche forma di riduzione del carico in una certa area delle loro reti, quando, a causa di problemi di manutenzione o a seguito di guasti nella rete, è necessaria una riduzione del carico. Al giorno d'oggi, se si verifica tale problema, interi feeders vengono disalimentati. L'AD potrebbe contribuire alla riduzione intelligente del carico effettuato da aggregatori che vendono questi servizi ai TSO e ai DSO.

### 7.3.1 Servizi e prodotti ADDRESS

Questo primo esercizio sulle esigenze e le aspettative degli attori del sistema elettrico rispetto all'AD ha portato all'identificazione di un gran numero di diversi servizi AD, e più precisamente:

- 24 diversi servizi AD per i 9 partecipanti deregolamentati,
- 7 diversi servizi AD per le 3 categorie di servizi forniti al DSO e TSO.

In primo luogo, abbiamo bisogno di definire rispettivamente un prodotto AD e un servizio AD:

- Un **prodotto AD** è quello che fornisce un aggregatore (vende) ai partecipanti i quali usano tale prodotto per creare i servizi.
- I prodotti AD diventano **servizi AD** quando vengono acquistati e utilizzati dai partecipanti. La terminologia qui è tale che i servizi si riferiscono in realtà al soddisfacimento di specifiche esigenze dei partecipanti.

Tale differenziazione deriva dal fatto che alcuni prodotti identici AD possono avere diverse applicazioni (ad esempio fornitura di servizi diversi) quando vengono usati dai diversi partecipanti.

In secondo luogo, dobbiamo definire le caratteristiche primarie dei prodotti AD:

- La fornitura condizionata o incondizionata dello specifico prodotto:
  - o *Fornitura condizionata*: l'erogazione di potenza associata al prodotto deve essere "attivata" da parte dell'acquirente. L'acquirente ha la facoltà di richiedere un volume di potenza pre-accordato con l'aggregatore.
  - o *Fornitura incondizionata*: l'acquirente non deve fare nulla. L'aggregatore ha l'obbligo di fornire la forma di alimentazione specificata durante uno specificato periodo di consegna, questo significa che la fornitura del prodotto è effettivamente "programmata".
- Fornitura *bidirezionale* (cioè che consente sia la riduzione che l'aumento della domanda) o *unidirezionale* (cioè che consente solo la riduzione della domanda o solo l'aumento della domanda) di un range di volume nel caso di fornitura condizionata dei prodotti.

Tenendo in mente queste caratteristiche, i tre prodotti AD base definiti in ADDRESS sono:

- Scheduled Re-Profiling (SRP);
- Conditional Re-Profiling (CRP);
- Bi-directional Conditional Re-Profiling (CRP-2).

Le caratteristiche di tali prodotti sono riportate in Tabella 9:

**Tabella 9 – Prodotti AD e loro principali caratteristiche**

AD Product	Conditionality	Typical example
<b>Scheduled reprofiling (SRP)</b>	Unconditional (obligation)	The aggregator has the obligation to provide <i>a specified</i> demand modification (reduction or increase) at a given time to the product buyer.
<b>Conditional reprofiling (CRP)</b>	Conditional (real option)	The aggregator must have the capacity to provide <i>a specified</i> demand modification during a given period. The delivery is called upon by the buyer (similar to a reserve service).
<b>Bi-directional conditional reprofiling (CRP-2)</b>	Conditional (real option)	The aggregator must have the capacity to provide <i>a specified</i> demand modification during a given period in a bi-directional range $[-y, x]$ MW, including both demand increase and decrease. The delivery is called upon by the buyer of the AD product (similar to a reserve service).

Nella Tabella 10 di seguito riportata vengono elencati tutti i servizi che l'AD può fornire ai vari attori regolamentati e deregolamentati [61].

**Tabella 10 – Servizi AD per attori regolamentati e deregolamentati**

Player	Principali servizi	Tipi di prodotti AD
<b>Retailer</b>	Short-term load shaping in order to Optimise Purchases and Sales.	SRP
	Management of Energy Imbalance in order to minimise deviations from declared consumption programme and reduce imbalance costs.	SRP
	Reserve capacity to manage short-term Risks.	CRP
<b>Centralised Producer</b>	Short-term optimisation through load shaping in order to Optimise the Operation of its Generation portfolio.	SRP
	Management of Energy Imbalance in order to reduce imbalance costs.	SRP
	Tertiary Reserve provision in order to meet obligation of tertiary reserve provision contracted with the TSO.	CRP
<b>Decentralised electricity Producer or Production Aggregator</b>	Short-term Management of Energy Imbalance in order to minimise deviations from declared production programme (low uncertainty).	SRP
	Load shaping in order to Optimise its Economic Profits.	SRP
	Tertiary reserve provision in order to meet contracted tertiary reserve programme.	SRP
	Reserve capacity to Short-term Manage Energy Imbalance in order to minimise deviations from declared production programme (high uncertainty).	CRP-2
	Reserve capacity to Short-term Manage Energy Imbalance but the DP knows the direction of the imbalance probably because the time to the forecasted imbalance is shorter (medium uncertainty).	CRP
	Reserve capacity to manage provision of contracted Tertiary Reserve (medium uncertainty).	CRP
	Reserve capacity to manage provision of contracted Tertiary Reserve (medium uncertainty).	CRP-2
<b>Producer with Regulated tariffs</b>	Short-term Local Load Increase in order to compensate the effect of network evacuation limitations and to be able to produce more.	SRP
	Short-term Load Increase in order to avoid being cut-off.	SRP
	Local Load Increase reserve in order to compensate the effect of network evacuation limitations and to be able to produce more or to invest more in generation capacity	CRP
	Load Increase reserve in order to avoid being partially cut off, or even to be authorized to invest more.	CRP
	Reserve capacity to Manage Energy Imbalance in order to minimise deviations from the production program previously declared and reduce the imbalance costs.	CRP-2
<b>Traders and brokers</b>	Short-term Optimisation of Purchases and Sales by load shaping	SRP
	Short-term Optimisation of Purchases and Sales through Reserve Capacity	CRP
<b>Balancing Responsible Parties</b>	Management of Energy Imbalance (low uncertainty)	SRP
	Management Energy Imbalance (medium uncertainty)	CRP
	Management Energy Imbalance (high uncertainty)	CRP-2
<b>Large consumers</b>	Minimisation of Energy procurement Costs	SRP
<b>DSO/TSO</b>	Scheduled Re-Profiling Load Reduction (slow).	SRP
	Scheduled Re-Profiling Load Reduction (fast).	SRP
	Scheduled Re-Profiling for Voltage Regulation and Power Flow Control (slow)	SRP
	Conditional Re-Profiling Load Reduction (Fast).	CRP
	Conditional Re-Profiling for Voltage Regulation and Power Flow control (Fast).	CRP
<b>TSO</b>	Bi-directional Conditional Re-Profiling for Tertiary Reserve (Fast).	CRP-2
	Bi-directional Conditional Re-Profiling for Tertiary Reserve (Slow).	CRP-2

### **7.3.2 Relazioni fra i vari attori**

Al fine di descrivere l'architettura tecnica e commerciale in ADDRESS, è necessario esaminare nel dettaglio tutte le relazioni che intercorrono fra i diversi attori coinvolti nell'AD [62-63].

In tale paragrafo verranno analizzati:

- i rapporti tra i soggetti regolamentati;
- i rapporti tra i soggetti regolamentati e deregolamentati.

#### **7.3.2.1 Relazioni fra i partecipanti regolamentati**

Un buon coordinamento è necessario fra il TSO e il DSO. A tale scopo, ricordiamo che:

- il DSO ha la conoscenza della rete di distribuzione e della configurazione dei consumatori nel punto di consegna,
- il DSO ha la responsabilità di garantire la sicurezza della rete di distribuzione e la qualità della fornitura.

Il DSO deve essere informato di qualsiasi richiesta del TSO per i servizi AD nel mercato, in quanto potrebbero avere ripercussioni sul funzionamento del sistema di distribuzione. Occorre poi valutare se la richiesta non è in contraddizione con le precedenti richieste e se è tecnicamente compatibile con il funzionamento della rete di distribuzione.

Allo stesso modo, tenendo in considerazione che il TSO è responsabile della sicurezza, del bilanciamento energetico e del controllo della frequenza dell'intero sistema elettrico, dovrebbe essere informato di qualsiasi richiesta del DSO per i servizi AD in quanto potrebbero determinare ripercussioni sul funzionamento della rete di trasmissione.

Quindi, è necessario definire dei chiari meccanismi e criteri per stabilire la priorità delle diverse azioni. Ovviamente, il DSO non può arrestare o ritardare le possibili richieste del TSO, allo stesso modo il TSO non può arrestare o ritardare le possibili richieste del DSO.

### **Rapporti Commerciali**

Dal punto di vista commerciale ci potrebbero essere alcuni servizi, come il controllo della tensione e del reattivo, che potrebbero avere una forte dipendenza topologica e per i quali alternative ai servizi AD possono essere fornite dai DSO. Il TSO fa richiesta al DSO il quale decide il modo più efficiente per fornire i servizi utilizzando l'AD o altri mezzi (banchi di condensatori, commutatori sotto carico, ecc.). Poi, se sono richiesti servizi AD, il DSO potrebbe richiedere tali servizi ad aggregatori che si trovano in quei specifici luoghi ove i servizi sono richiesti.

### **Rapporti tecnici**

Relativamente ai rapporti tecnici tra aggregatori, DSO e TSO, esistono diverse possibilità:

- Un possibile approccio potrebbe essere quello in cui l'aggregatore è l'attore che invia informazioni sul servizio AD per ottenere la validazione del servizio dal DSO e successivamente dal TSO. In questo caso non c'è bisogno di una relazione diretta tra il TSO e il DSO per scopi di validazione tecnica, poiché gli aggregatori inviano direttamente tutte le informazioni al DSO e al TSO e ricevono direttamente da loro tutte le validazioni.
- Un'altra possibilità è che l'informazione per la validazione tecnica viene inviata aggregata, a livello di rete di distribuzione, dall'aggregatore al DSO, ove quest'ultimo aggrega tutte le attività svolte da tutti gli aggregatori e poi invia le relative informazioni aggregate a livello di rete di trasmissione al TSO. I risultati della validazione tecnica poi seguono il percorso inverso: dal TSO al DSO prima e dal DSO agli aggregatori dopo. Questa è la procedura adottata in ADDRESS per quanto riguarda i partecipanti deregolamentati.
- Se la struttura del mercato è tale per cui l'acquirente del servizio è l'attore che aggrega la situazione, le suddette due possibilità potrebbero essere ancora utilizzate con la differenza che in questo caso l'acquirente è l'attore incaricato di inviare informazioni sul servizio AD al DSO e/o al TSO. Questa è la procedura adottata in ADDRESS per i servizi AD forniti agli attori

regolamentati, con l'eccezione che in questo caso l'acquirente del servizio è il DSO o il TSO e l'aggregatore sarà incaricato di inviare le informazioni necessarie per il TSO o il DSO (a seconda dei casi). L'acquirente del servizio informa l'aggregatore dei risultati della verifica tecnica.

### **7.3.2.2 Relazioni fra i partecipanti regolamentati e i partecipanti deregolamentati**

Nasce ora il problema su chi deve informare il DSO e il TSO delle azioni AD ai fini della verifica tecnica. Sia il venditore del servizio (aggregatore) che l'acquirente del servizio potrebbero farlo (in forma aggregata a livello di rete di distribuzione).

Sembra ragionevole che sia l'aggregatore ad informare gli operatori del sistema. Infatti, le informazioni per la validazione tecnica devono contenere i dati di localizzazione dei consumatori coinvolti e l'aggregatore è l'attore che sa come collegare tali dati di localizzazione con le azioni AD che si intende svolgere. Diversi tipi di relazioni e scambi di informazioni sono necessari tra aggregatori e DSO/ TSO al fine di gestire i seguenti aspetti:

- acquisto di prodotti AD da parte del DSO/TSO dagli aggregatori;
- validazione tecnica delle azioni AD;
- condivisione delle informazioni relative alla topologia/localizzazione;
- monitoraggio della risposta dei consumatori e degli aggregatori.

Queste relazioni sono particolarmente importanti dal momento che il DSO/TSO deve garantire la sicurezza e l'efficienza della rete. Tali relazioni fanno parte dell'architettura commerciale e tecnica proposta in ADDRESS.

#### **Rapporti commerciali**

Rapporti puramente commerciali con l'acquisto di prodotti AD da parte del TSO/DSO da un aggregatore. I rapporti commerciali tra TSO/DSO e gli aggregatori è definito dalle caratteristiche dei prodotti che l'aggregatore può offrire ai TSO/DSO allo scopo di soddisfare alcuni dei loro bisogni.

### **Validazione tecnica da parte degli operatori di sistema**

Le azioni eseguite dagli aggregatori attraverso la gestione del loro portfolio di consumatori determina ovviamente ripercussioni sui flussi di potenza nelle linee e sulle tensioni nei nodi di rete e quindi potrebbero verificarsi situazioni in cui vengono violati i vincoli di rete. Allo scopo di evitare tali violazioni dei vincoli di rete, il DSO e il TSO dovrebbero verificare l'impatto di potenziali azioni AD e prendere opportuni provvedimenti quando queste azioni causano o potrebbero causare violazioni dei vincoli di rete. Tali verifiche tecniche consisteranno principalmente nell'esecuzione di calcoli di load flow sulla rete, prendendo in considerazione l'incremento o il decremento dei consumi comunicati dall'aggregatore relativamente a determinate aree di carico o aree geografiche. Dopo aver eseguito il load flow, il DSO/TSO verificherà che tutti i vincoli di rete non siano stati violati, cioè i flussi di potenza e i profili di tensione nelle linee e nei nodi rientrano nei limiti ammissibili. Se si dovessero avere violazioni di alcuni vincoli, il DSO/TSO cercherà di adottare soluzioni a sua disposizione per risolvere il problema, altrimenti, se tali soluzioni dovessero dimostrarsi inefficaci, il DSO/TSO adotterà un curtailment per i prodotti AD (ad es. limite sui MW) in modo tale che nessun vincolo venga violato, in caso contrario respingerà totalmente il prodotto AD.

Ai fini della verifica, ogni DSO deve conoscere quanta energia potrebbe essere iniettata nei nodi della propria rete da ogni proposta di azione AD. Il TSO deve essere informato su quanta energia potrebbe essere iniettata nei nodi di confine con ciascuna rete di distribuzione da tutte le azioni AD che coinvolgono quella rete. Se nessun vincolo viene violato, le azioni AD sono accettate e vengono inviati segnali di validazione agli aggregatori.

E' ragionevole supporre che nelle fasi iniziali dello sviluppo dell'AD probabilmente non sarà necessario effettuare alcuna verifica tecnica poiché l'AD non avrà un impatto apprezzabile a livello di reti di distribuzione e trasmissione. Gli operatori di sistema si limiteranno ad imporre, quindi, solo alcuni limiti. Tuttavia, a seguito di un notevole sviluppo futuristico della AD, è ragionevole pensare che i limiti fissati da TSO/DSO dovranno essere rimossi e sarà probabilmente necessaria una validazione tecnica delle azioni AD.

## 7.4 Casi d'uso dei servizi AD

Dopo aver fatto un po' di chiarezza sui rapporti fra i vari attori coinvolti nel sistema elettrico, analizziamo alcuni casi di utilizzo dei servizi AD i quali sono molto importanti per lo sviluppo dell'architettura tecnica e commerciale in ADDRESS. Il caso d'uso di un servizio mostra tutte le interazioni in sequenza temporale fra gli attori coinvolti nella fornitura di quel servizio (inclusi quelli coinvolti nella verifica tecnica).

Nel seguito vengono riportati quattro casi d'uso prendendo come base i servizi forniti al rivenditore e al DSO, due per i prodotti SRP e due per i prodotti CRP. I casi d'uso per il rivenditore potrebbero essere adattati con qualche piccola modifica a tutti gli attori deregolamentati. Allo stesso modo i casi d'uso per il DSO sono molto simili a quelli per il TSO.

### 7.4.1 Casi d'uso per attori deregolamentati (sulla base del rivenditore)

*Servizio SRP: modellazione del carico a breve termine allo scopo di ottimizzare gli acquisti e le vendite*

Tenuto conto delle condizioni sul mercato all'ingrosso e delle proprie attività al dettaglio, il rivenditore cerca l'abbinamento ottimale della sua domanda a quelle condizioni. Questo può voler dire rivendere o acquistare energia elettrica sui mercati all'ingrosso. Nel fare ciò, il rivenditore cerca di utilizzare l'AD per permettergli di eseguire tali operazioni commerciali senza il rischio di rimanere fuori equilibrio. La sua ottimizzazione del giorno prima determina il prezzo con il quale il rivenditore dovrebbe acquistare o vendere energia.

#### Descrizione del caso d'uso

1. Il rivenditore effettua il suo processo di ottimizzazione e definisce le sue esigenze.
2. Il rivenditore va sul mercato, al fine di valutare le offerte per soddisfare le sue esigenze. Esso può anche emettere un bando di gara per la stipula di contratti bilaterali.
3. Gli aggregatori preparano le loro offerte per il mercato.

4. Gli aggregatori inviano le loro offerte per il mercato.
5. Gli altri partecipanti al mercato preparano le loro offerte per il mercato.
6. Gli altri partecipanti al mercato inviano le loro offerte al mercato.
7. Alla chiusura del mercato, il mercato avvia il processo di corrispondenza.
8. Il mercato invia i risultati del processo di corrispondenza al rivenditore.
9. Il mercato invia i risultati del processo di corrispondenza agli altri partecipanti al mercato.
10. Il mercato invia i risultati del processo di corrispondenza all'aggregatore.
11. L'aggregatore invia tali risultati al DSO con le relative informazioni della propria offerta (ad esempio, l'ammontare dei MW, la durata e il periodo dell'offerta e il nodo/i elettrico in cui le AD sono connesse).
12. Il DSO verifica la fattibilità tecnica del servizio AD sulla rete di distribuzione.
13. Il DSO aggrega la situazione della rete di distribuzione nel punto di connessione con il TSO.
14. Il DSO invia questa situazione al TSO per la verifica.
15. Il TSO verifica la fattibilità tecnica del servizio AD sulla rete di trasmissione.
16. Se tutto va bene, il TSO invia un segnale di accettazione al DSO.
17. L'offerta è convalidata e il DSO comunica all'aggregatore la sua accettazione.
18. L'aggregatore informa il TSO sull'importo dei MW durante quel periodo e a quale attore ha venduto l'AD.
19. L'aggregatore attiva la soluzione flessibile per questi consumatori attraverso l'Energy Box come da impegno.
20. L'Energy Box controlla le apparecchiature del consumatore.

La corrispondente rappresentazione grafica del caso d'uso è indicato in Figura 60. In questa figura, il simbolo ( ) rappresenta un processo interno nel linguaggio UML.

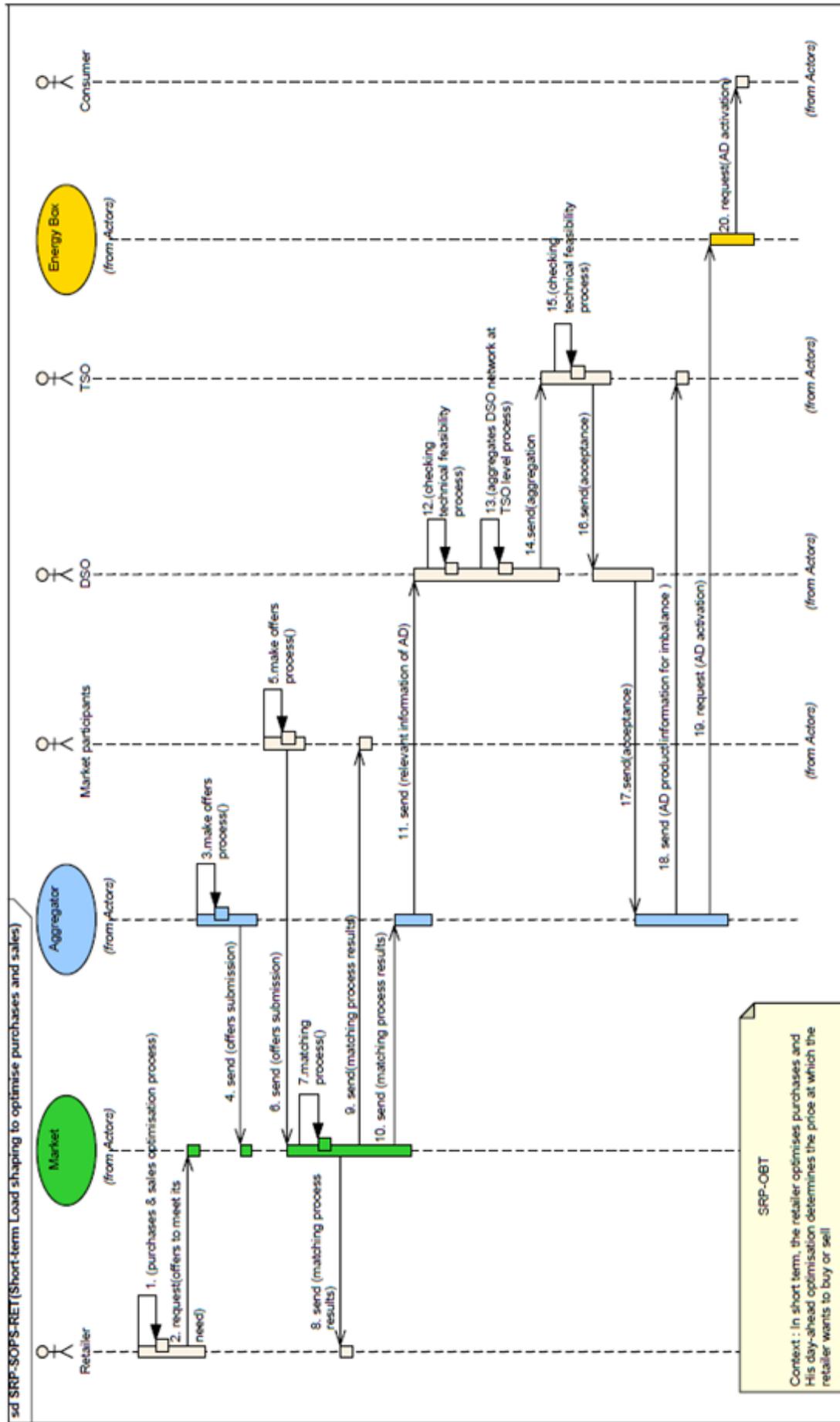


Figura 60 – Caso d'uso per attori deregolamentati: SRP, modellazione del carico a breve termine

### Servizio CRP: riserva per gestire rischi a breve termine

Il rivenditore sa che in alcuni periodi dell'anno, è importante avere un certo "slack" disponibile per limitare l'insorgenza di eventi avversi, per lo più grandi impennate dei prezzi all'ingrosso in periodi di forte domanda. Tale slack potrebbe essere per il rivenditore una riserva fornita dall'AD nella forma di un CRP. Tale riserva potrebbe essere utilizzata per coprire le incertezze a breve termine. In questo caso, il rivenditore si procura una riserva per utilizzarla solo in pochi giorni nel corso dell'anno (al fine di minimizzare i rischi a breve termine che possono sorgere). Potrebbe, infatti, essere difficile fornire ai propri consumatori in un periodo di picco, dunque, allo scopo di minimizzare i rischi a breve termine, il rivenditore può decidere di acquistare un contratto condizionale per alcuni giorni nel periodo (forse 3 o 4 giorni).

### Descrizione del caso d'uso

Il caso d'uso di riferimento per il CRP è simile in linea di principio a quello per l'SRP. La principale differenza consiste nella presenza dello step di attivazione separato e nello scambio di informazioni associato.

1. Il rivenditore rileva un periodo critico, svolge il suo processo di ottimizzazione e definisce le sue esigenze.
2. Il rivenditore va sul mercato al fine di valutare le offerte per soddisfare le sue esigenze. Esso può anche lanciare un bando di gara per la stipula di contratti bilaterali.
3. Gli aggregatori preparano le loro offerte al mercato.
4. Gli aggregatori inviano le loro offerte al mercato.
5. Gli altri partecipanti al mercato preparano le loro offerte al mercato.
6. Gli altri partecipanti al mercato inviano le loro offerte al mercato.
7. Alla chiusura del mercato, il mercato avvia il processo di abbinamento.
8. Il mercato invia i risultati del processo di abbinamento al rivenditore.
9. Il mercato invia i risultati del processo di abbinamento agli altri partecipanti al mercato.
10. Il mercato invia i risultati del processo di abbinamento all'aggregatore.  
Potremmo supporre che sia stato firmato un contratto con un aggregatore.
11. Il rivenditore rileva la necessità per l'attivazione di questo prodotto CRP.

12. Al tempo  $T_{act}$  (tempo necessario al DSO e al TSO per la verifica), il rivenditore attiva il prodotto AD inviando un segnale di attivazione all'aggregatore. Questo messaggio deve includere informazioni relative al volume richiesto.
13. L'aggregatore informa il DSO con le relative informazioni di questo prodotto AD attivato (ad es. l'ammontare dei MW, il nodo/i elettrico in cui l'AD è connessa, ...).
14. Il DSO verifica la fattibilità tecnica del prodotto AD sulla rete di distribuzione.
15. Il DSO aggrega la situazione della rete di distribuzione nel punto di connessione con il TSO.
16. Il DSO invia questa situazione al TSO per la verifica.
17. Il TSO verifica la fattibilità tecnica del prodotto AD sulla rete di trasmissione.
18. Se tutto va bene, il TSO invia un segnale di accettazione al DSO.
19. L'offerta è validata e il DSO comunica all'aggregatore la sua accettazione.
20. L'aggregatore informa il TSO sull'importo dei MW durante quel periodo e a quale attore ha venduto il prodotto AD.
21. L'aggregatore attiva la domanda attiva di questi consumatori tramite i loro Energy Box come da impegno.
22. Gli Energy Box controllano gli apparecchi di consumo.

La corrispondente rappresentazione grafica del caso d'uso è indicata in Figura 61. In questa figura, il simbolo ( ) rappresenta un processo interno nel linguaggio UML.

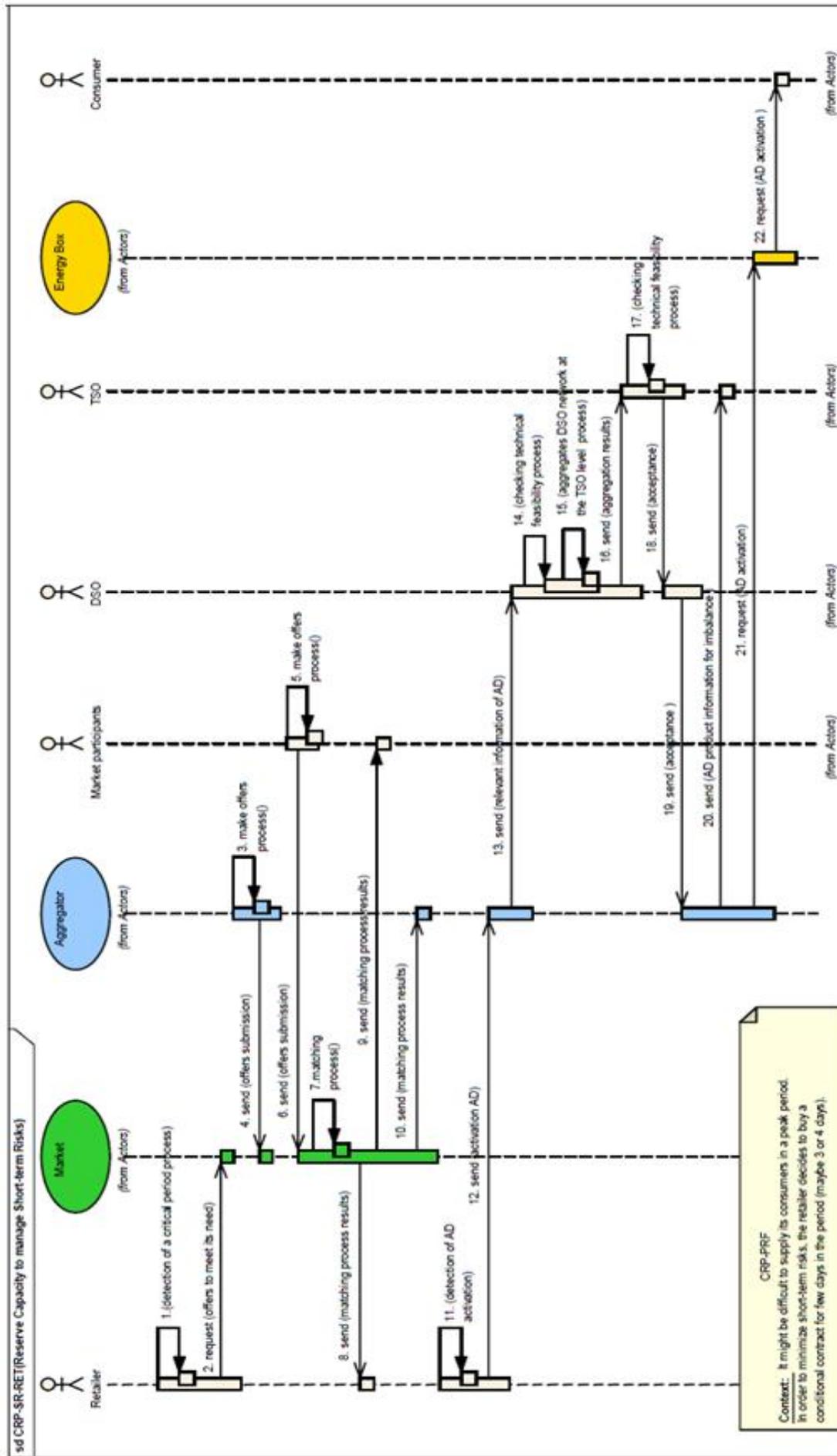


Figura 61 – Caso d'uso per attori deregolamentati: CRP, riserva per gestire rischi a breve termine

## 7.4.2 Casi d'uso per attori regolamentati (sulla base del DSO)

### Scheduled Re-profiling per la regolazione della tensione e controllo dei flussi di potenza - Slow

Il DSO controlla i piani di produzione/consumo per un certo periodo (giorno, settimana, mese, oppure un periodo superiore) e verifica utilizzando i suoi tools (DMS o EMS) il rispetto dei vincoli di rete. Se si hanno delle violazioni (ad es. le tensioni in alcuni punti della rete o i flussi di potenza in alcune linee superano i limiti), il piano viene rivisto e corretto fino a quando non risulta essere conforme ai vincoli di rete. Per il riassetto del piano di produzione/consumo, potrebbe essere utilizzato un prodotto SRP, gli aggregatori hanno l'obbligo di fornire il prodotto AD durante il periodo di fornitura stabilito. Questo servizio sarà procurato il giorno prima.

### Descrizione del caso d'uso

1. Il DSO (richiedente) rileva una situazione critica, ad es. il flusso di potenza in una certa sezione della rete è troppo alto oppure si hanno violazioni dei limiti di tensione.
2. Il DSO verifica tutte le soluzioni possibili, come ad esempio:
  - Tecniche, ad es. cambiamento della topologia.
  - Active Demand.
  - Soluzioni alternative fornite attraverso il mercato, ad es. cambiamento dei set point dei DER.
3. Se la soluzione AD è considerata praticabile (rispetto ai costi e alla gestione della rete), il DSO informa il TSO, al fine di coordinare e gestire possibili conflitti (ad es. richieste opposte nella stessa zona di rete).
4. Il DSO va sul mercato con la sua offerta per acquistare un prodotto SRP (volume, prezzo). Eventualmente, potrebbe anche lanciare un bando di gara per la stipula di contratti bilaterali.
5. Gli aggregatori preparano le loro offerte per il mercato.
6. Gli aggregatori inviano le loro offerte al mercato.
7. Gli altri partecipanti al mercato (ad es. produttori) preparano le loro offerte per il mercato.
8. Gli altri partecipanti al mercato inviano le loro offerte al mercato.
9. Alla chiusura del mercato, il mercato avvia il processo di corrispondenza ed elenca gli operatori con le offerte accettate.

10. Il mercato invia i risultati agli aggregatori.
11. Il mercato invia i risultati agli altri partecipanti.
12. Il mercato invia i risultati (le offerte accettate e l'elenco degli operatori) al richiedente (DSO), insieme alle informazioni sulla posizione.
13. Il richiedente (DSO) verifica la fattibilità tecnica con la sua rete della soluzione del mercato.
14. Se la verifica è positiva, il DSO aggrega la situazione della rete di distribuzione nel punto di connessione con il TSO.
15. Il DSO invia questa informazione al TSO per la verifica.
16. Il TSO verifica la fattibilità tecnica della soluzione sulla rete di trasmissione.
17. Se la verifica fatta dal TSO è positiva, il TSO invia un segnale di accettazione al DSO.
18. L'offerta doppiamente verificata è convalidata e il richiedente (DSO) comunica agli aggregatori la sua accettazione.
19. Gli aggregatori inviano il loro segnale ai consumatori attraverso l'Energy Box.
20. L'Energy Box controlla gli apparecchi di consumo.

La corrispondente rappresentazione grafica del caso d'uso è indicata in Figura 62. In questa figura, il simbolo ( ) rappresenta un processo interno nel linguaggio UML.

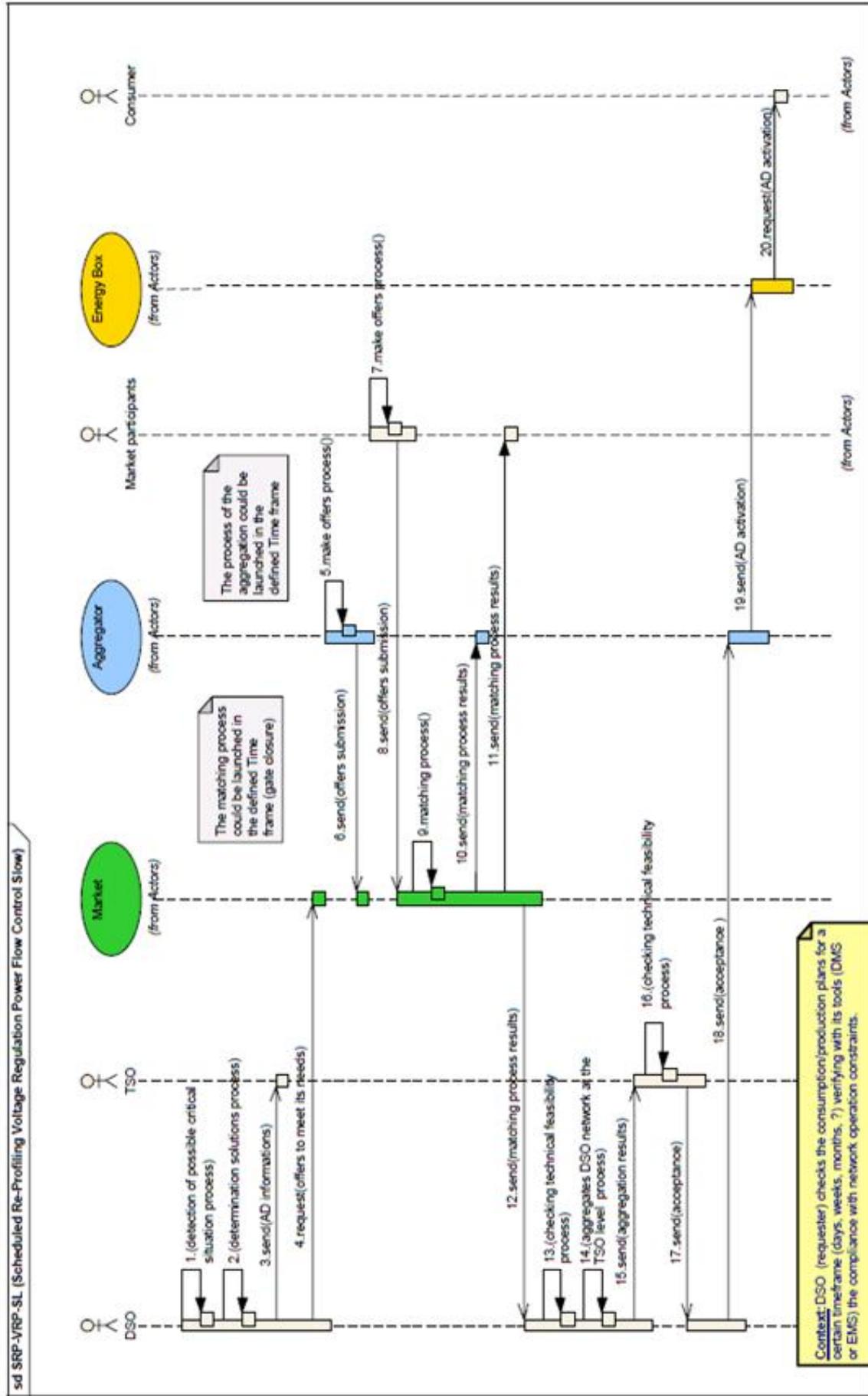


Figura 62 – Caso d'uso per attori regolamentati: Scheduled re-profiling per la regolazione della tensione e dei flussi di potenza (slow)

### Conditional Re-profiling per la regolazione della tensione e controllo dei flussi di potenza - Fast

L'attuale profilo di produzione/consumo giornaliero pone problemi diversi. A causa di errori di previsione, sbilanciamento di potenza o comportamenti dei partecipanti non conformi all'impegno assunto, alcuni vincoli potrebbero essere violati. In questo caso, il DSO o il TSO devono correggere la situazione, eventualmente ricorrendo all'AD attivando un prodotto CRP dove la fornitura di potenza deve essere attivata dal DSO o TSO. Questo servizio potrà essere procurato con alcune ore di anticipo e attivato in tempo reale.

#### Descrizione del caso d'uso

1. Il DSO (richiedente) identifica le sezioni di rete che per un certo periodo di tempo (giorni, settimane, mesi o più) possono essere critiche in termini di gestione dei vincoli di rete, ad es. si prevede che i flussi di potenza o i profili di tensione potrebbero superare i limiti consentiti. Il DSO (richiedente) rileva una possibile situazione critica.
2. Il DSO o TSO verifica tutte le soluzioni possibili, come ad esempio:
  - Tecniche, ad es. cambiamento della topologia.
  - Active Demand.
  - Soluzioni alternative fornite dal mercato, ad es. cambiamento dei set point dei DER.
3. Se la soluzione AD è considerata praticabile (rispetto ai costi e alla gestione della rete), il DSO informa il TSO, al fine di coordinare e gestire possibili conflitti (ad es. richieste opposte nella stessa zona di rete).
4. Il DSO va sul mercato con la sua offerta per acquistare un prodotto CRP (volume, prezzo). Eventualmente, potrebbe anche lanciare un bando di gara per la stipula di contratti bilaterali.
5. Gli aggregatori preparano le loro offerte per il mercato.
6. Gli aggregatori inviano le loro offerte al mercato.
7. Gli altri partecipanti al mercato (ad es. produttori) preparano le loro offerte per il mercato.
8. Gli altri partecipanti al mercato inviano le loro offerte al mercato.
9. Alla chiusura del mercato, il mercato avvia il processo di corrispondenza e determina una lista di merito.

10. Il mercato invia i risultati agli altri partecipanti.
11. Il mercato invia i risultati all'aggregatore.
12. Il mercato invia la lista delle offerte accettate al richiedente (DSO), insieme alle informazioni sulla posizione. Gli aggregatori si assumono l'obbligo di attivare il servizio in qualsiasi momento durante l'intervallo di disponibilità.
13. Il DSO verifica continuamente lo stato operativo della rete (in particolare i profili di tensione e i flussi di potenza, verificando con gli strumenti DMS o EMS il rispetto dei vincoli di rete).
14. Se i vincoli di rete vengono violati, il DSO verifica per la sua rete la fattibilità tecnica dei prodotti CRP.
15. Il DSO aggrega la soluzione al punto di connessione con il TSO.
16. Il DSO invia al TSO la soluzione aggregata per la verifica.
17. Il TSO verifica la fattibilità tecnica della soluzione.
18. Se la verifica fatta dal TSO è positiva, il TSO invia un segnale di accettazione al DSO.
19. Il prodotto AD è validato e il richiedente (DSO) comunica agli aggregatori la sua attivazione.
20. Gli aggregatori attivano il servizio all'interno del tempo di attivazione specificato e con lo specificato volume, inviando il loro segnale ai consumatori attraverso l'Energy Box.
21. L'Energy Box controlla gli apparecchi di consumo.

La corrispondente rappresentazione grafica del caso d'uso è indicata in Figura 63. In questa figura, il simbolo ( ) rappresenta un processo interno nel linguaggio UML.

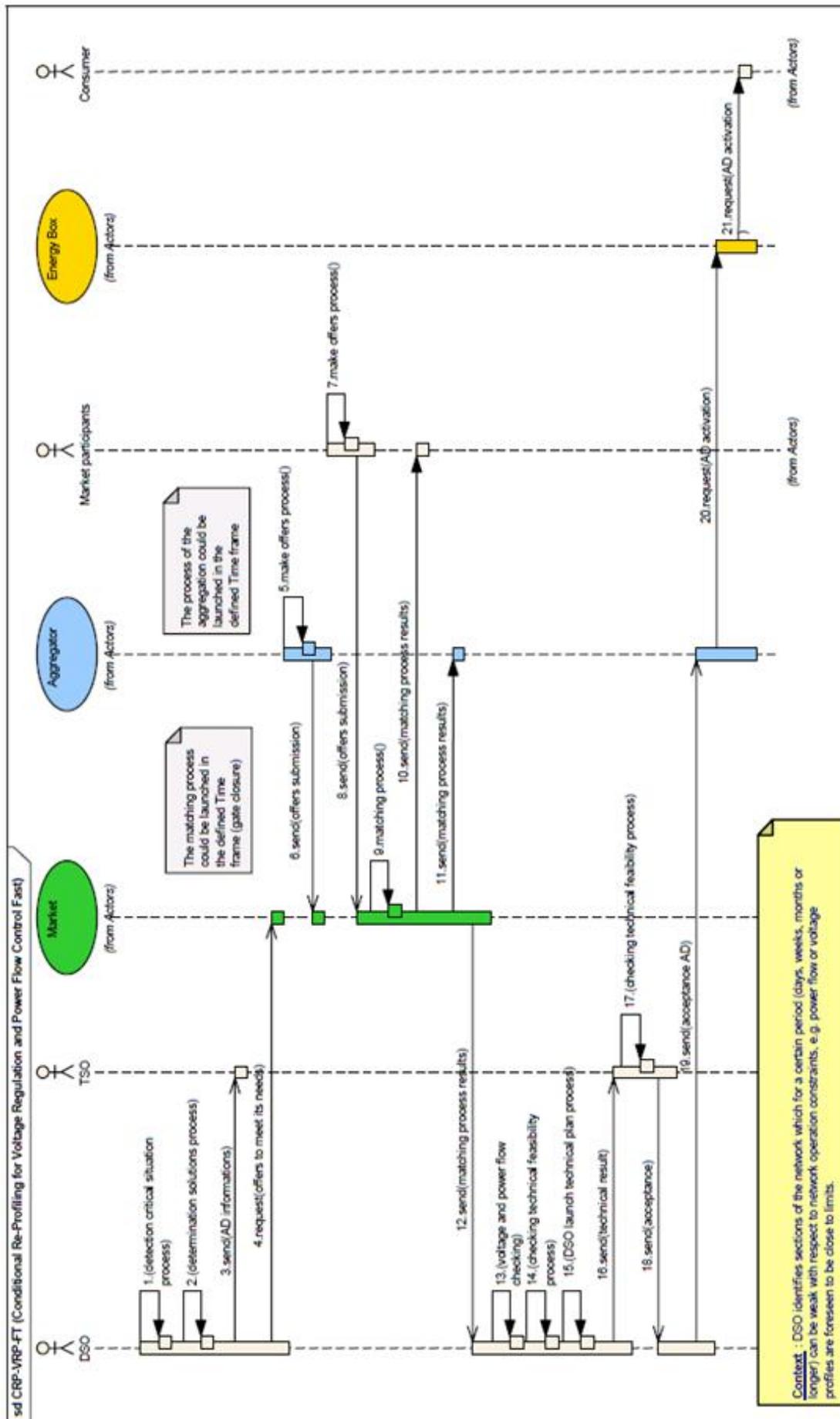


Figura 63 - Caso d'uso per attori regolamentati: Conditional re-profiling per la regolazione della tensione e dei flussi di potenza (fast)

## 7.5 L'aggregatore e la flessibilità dei consumatori in ADDRESS

Nell'architettura ADDRESS, ruoli fondamentali rivestono l'aggregatore - il quale rappresenta il cuore del progetto - e i consumatori che alla fine non sono altro che i fornitori dell'AD.

Dal momento che l'aggregatore di flessibilità fornita dagli utenti domestici è una figura piuttosto nuova nel business energetico, occorrerà analizzare nel dettaglio il suo ruolo e le sue attività nonché i rapporti con gli altri attori.

### 7.5.1 Principali funzioni svolte dall'aggregatore

In ADDRESS, l'aggregatore è un attore deregolamentato e il suo ruolo principale consiste nel fare da mediatore tra i consumatori che forniscono (vendono) la loro flessibilità della domanda e i mercati dove gli aggregatori offrono (vendono) questa flessibilità agli altri partecipanti del sistema elettrico. In altre parole, gli aggregatori acquistano la flessibilità dei consumatori, la impacchettano dentro prodotti AD negoziabili e vendono questi prodotti sul mercato agli altri partecipanti del sistema elettrico [64].

Gli aggregatori, quindi:

- rappresentano la porta d'ingresso per i consumatori per la gestione della loro flessibilità.
- necessitano di una buona conoscenza dei consumatori a tutti i livelli.
- dovranno gestire i rischi associati con l'AD, cioè sia i rischi legati al prezzo e sia alla quantità.

Essendo gli aggregatori degli attori deregolamentati, probabilmente avranno diversi modelli di business e strategie di marketing. Ad esempio, alcuni di loro potrebbero dare la preferenza nel loro portfolio a consumatori con specifiche caratteristiche di carico, oppure alcuni aggregatori potrebbero specializzarsi nella fornitura di una determinata tipologia di prodotti, oppure potrebbero proporre i loro prodotti solo su alcuni tipi di mercati.

L'aggregatore proposto in ADDRESS dovrà svolgere le seguenti principali funzioni:

- Raccogliere la flessibilità degli utenti domestici e dei piccoli utenti commerciali in modo tale da costruire i prodotti AD che rivenderà sui mercati. A tal fine, l'aggregatore dovrebbe probabilmente sviluppare un ruolo attivo di consulenza, proponendo soluzioni tecniche e commerciali ai consumatori, così che sia messa a disposizione la massima flessibilità.
- Essere a conoscenza delle richieste e opportunità di AD. Pertanto, gli aggregatori raccoglieranno le richieste e i segnali provenienti dai diversi partecipanti al sistema elettrico attraverso il mercato al fine di costruire offerte che soddisfano le esigenze dei suddetti partecipanti. L'aggregatore conosce la posizione geografica dei suoi consumatori da una parte e dei suoi clienti dall'altra parte e ciò potrebbe essere importante al fine di far corrispondere la giusta richiesta (ad es. necessità di ridurre il carico in una certa zona della rete di distribuzione) con il giusto servizio (ad es. incremento della produzione dei DER di certi consumatori) tenendo in considerazione i vincoli tecnici e/o economici.
- Creare valore per i tutti gli attori, ad esempio per il consumatore che vendendo la flessibilità ottiene un ritorno economico dall'aggregatore, per l'aggregatore stesso che offrendo servizi agli altri attori ottiene un ritorno commerciale dagli stessi, per il DSO che avendo bisogno di un certo servizio (incremento/decremento di produzione/consumo) per supporto alla rete evita costi, per il BRP (Balancing Responsible Parties) che volendo realizzare il bilanciamento del suo portfolio evita quindi costi di sbilanciamento.
- Gestire i rischi finanziari associati all'incertezza dei mercati (rischi sul prezzo di mercato) e alla produzione/consumo dei suoi consumatori. In alcuni casi, l'aggregatore potrebbe negoziare il trasferimento di questi rischi agli altri partecipanti i quali potrebbero avere un migliore controllo di essi.

In Figura 64 viene riportato un primo schema sulle funzionalità interne dell'aggregatore necessarie per svolgere le sue funzioni.

Si avranno dunque:

- rapporti con i consumatori e con i loro Energy Box;
- rapporti con gli altri attori (regolamentati e deregolamentati) e partecipazione nei mercati;

- strategia dell'aggregatore:
  - o costruzione di portfolios per l'acquisto (consumatori) e per la vendita (clienti AD),
  - o decisioni operative,
  - o gestione del rischio a tutti i livelli,
- valutazione delle prestazioni della risposta dei consumatori.

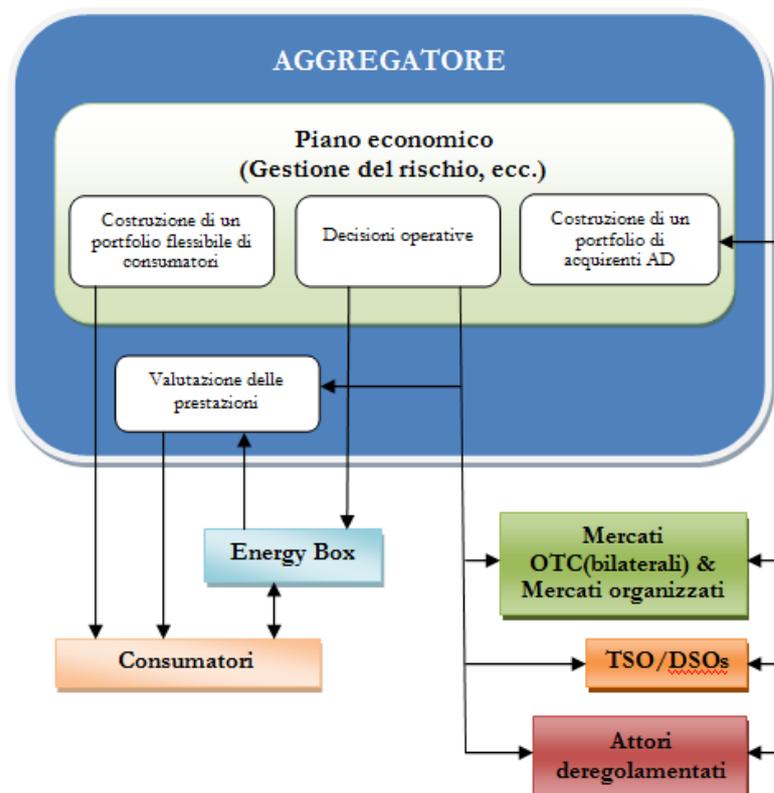


Figura 64 – Panoramica delle funzionalità interne dell'aggregatore

### 7.5.2 Rapporti con gli attori del sistema elettrico per la fornitura dei prodotti AD

In questa sezione, verranno presi in considerazione:

- il rapporto tra l'aggregatore e i consumatori e gli scambi di informazioni con l'Energy Box;
- il monitoraggio del servizio fornito dall'aggregatore e il monitoraggio della risposta dei consumatori;
- la partecipazione degli aggregatori nei mercati organizzati.

### 7.5.2.1 Rapporti con i consumatori e l'Energy Box

L'obiettivo principale di questi rapporti è quello di raccogliere le flessibilità dei consumatori al fine di costruire i prodotti AD. Vediamo dunque quali sono le attività che l'aggregatore dovrà svolgere per raggiungere tale obiettivo.

#### Costruzione di un portfolio di consumatori

Per costruire un portfolio di consumatori, l'aggregatore dovrà:

- Identificare e selezionare gruppi di potenziali consumatori disposti a vendere la loro flessibilità. Per svolgere efficacemente questa funzione, l'aggregatore dovrà acquisire una dettagliata conoscenza dei consumatori all'interno del suo portfolio attraverso una classificazione degli stessi, attraverso un indice di flessibilità dei consumatori (includendo algoritmi di previsione basati sul comportamento storico), attraverso la valutazione del comfort e del potenziale mercato dei diversi tipi di consumatori.
- Individuare e selezionare la distribuzione geografica dei suoi potenziali consumatori in modo tale da essere in grado di sviluppare un'attività tecnicamente ed economicamente fattibile.
- Impostare un piano commerciale e di attuazione che preveda offerte vantaggiose per i consumatori, operazioni di marketing, installazione dell'Energy Box presso il consumatore, stipula di contratti con i consumatori, ecc.

L'aggregatore dovrà dunque realizzare:

- Un database dei consumatori (con profilo dei consumi del cluster, flessibilità dei consumi prevista, posizione nella rete, ecc).
- Una serie di contratti per i consumatori (volume, prezzo, disponibilità, monitoraggio, sanzioni, tempi di comunicazione, ecc).
- Sistemi hardware di controllo e di comunicazione da installare presso i locali dei consumatori.

Nel rapporto tra il consumatore e l'aggregatore, è previsto che quest'ultimo riceva periodicamente le informazioni sulla curva di carico del consumatore (ad es. dati sul consumo orario recuperati attraverso l'Energy Box). Tali dati sono utili all'aggregatore per classificare il consumatore, conoscerne il profilo di carico ed avere dunque una

dettagliata conoscenza dei consumatori da esso gestiti. Confrontando i risultati effettivi con quelli acquisiti in precedenza si prevede, dunque, di avere una migliore conoscenza del consumatore.

### Attivazione della flessibilità dei consumatori

Per quanto riguarda la capacità degli aggregatori di attivare la flessibilità dei consumatori attraverso l'invio di segnali, una prima classificazione può essere fatta in base alla tipologia dei segnali e dei requisiti:

- **Segnali di volume**, principalmente riguardano la potenza attiva ma per i consumatori che dispongono anche di piccoli impianti di produzione, potrebbero essere presi in considerazione anche segnali di potenza reattiva (al fine di contribuire alla regolazione della tensione).
- **Segnali di prezzo** per la remunerazione della flessibilità richiesta.

Gli aggregatori potranno interagire con i consumatori attraverso l'Energy Box in modo bidirezionale attraverso una infrastruttura di comunicazione adeguata (ad es. uso di infrastrutture già esistenti come internet o comunicazione reti, sviluppo di nuove infrastrutture dedicate, servizio di comunicazione fornito dal DSO utilizzando le proprie infrastrutture, ecc).

La Figura 65 illustra le possibili interazioni tra aggregatori, DSO, Energy Box e il contatore.

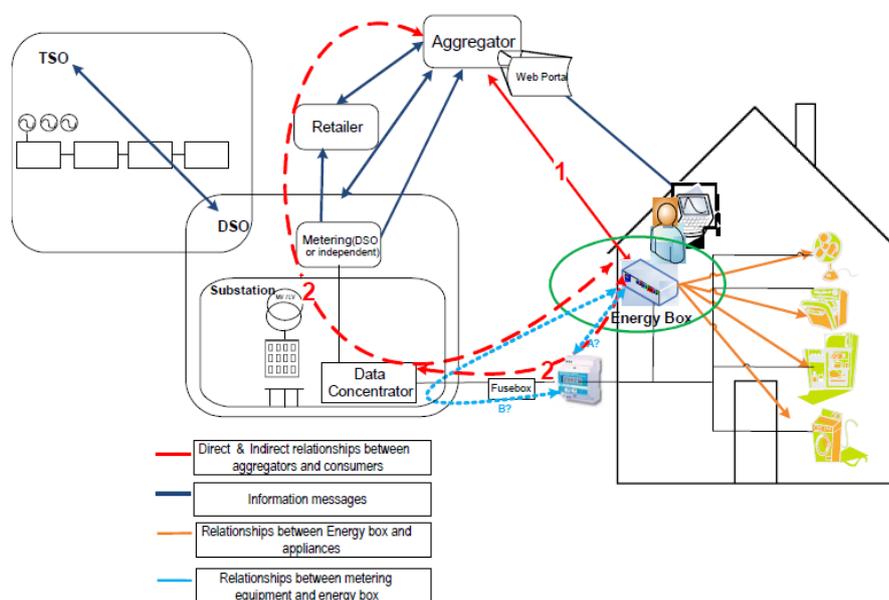


Figura 65 - Possibili interazioni tra l'Energy Box e gli altri attori

La Figura 65 mostra come gli scambi di informazioni tra gli aggregatori ed i consumatori si possono realizzare in vari modi:

- Collegamento diretto con l'Energy Box del consumatore: le informazioni provenienti dall'aggregatore potranno essere inviate direttamente all'Energy Box.
- Collegamento attraverso apparecchi di misura e/o infrastrutture del DSO.

### **7.5.2.2 Monitoraggio dei servizi AD forniti**

Il monitoraggio e la misurazione della fornitura dei servizi AD comprende sia l'aspetto relativo alla valutazione delle prestazioni del prodotto AD fornito dall'aggregatore all'acquirente, sia la misura della risposta dei consumatori alle richieste dell'aggregatore. Tuttavia, è importante notare che la valutazione delle prestazioni fornite, richiede la definizione di un riferimento rispetto al quale la prestazione sarà misurata. Occorrerà dunque definire delle curve di consumo di riferimento.

Relativamente al monitoraggio dei prodotti AD forniti dall'aggregatore, i requisiti tecnici per lo sviluppo dell'AD includono:

- l'implementazione di contatori intelligenti,
- un'adeguata infrastruttura di comunicazione,
- standardizzazione dei canali di comunicazione necessari.

Gli attori che acquistano servizi AD dagli aggregatori sono ovviamente interessati, oltre che al monitoraggio dei loro consumi, anche al monitoraggio dei servizi forniti dall'aggregatore.

Relativamente alla misurazione della risposta dei consumatori, l'aggregatore ha la necessità di conoscere il comportamento dei suoi consumatori attraverso una serie di segnali. Dunque, il rapporto tra l'aggregatore e i suoi consumatori si baserà su una serie di messaggi scambiati a livello dell'Energy Box.

Si può supporre che la soluzione che sarà adottata per il monitoraggio e la verifica della fornitura dei servizi AD e della risposta dei consumatori dipenderà fortemente dal quadro regolatorio così come dalla diffusione di contatori intelligenti.

### 7.5.2.3 Partecipazione degli aggregatori nei mercati organizzati

Con riferimento ai mercati organizzati, l'AD molto probabilmente farà parte di qualche mercato esistente, ma si potrebbe anche immaginare l'introduzione di nuovi mercati (ad es. mercati della "flessibilità"). Gli aggregatori potrebbero partecipare sia ai mercati esistenti che nuovi.

Esistono principalmente due tipologie di mercati esistenti:

- I mercati dell'energia;
- I mercati dei servizi ancillari.

A causa del fatto che solo alcuni dei servizi AD richiesti dai partecipanti regolamentati e deregolamentati e forniti dagli aggregatori possono essere negoziati nei mercati organizzati già esistenti, nuove strutture di mercati potrebbero essere lanciate dal TSO, DSO, operatori di mercato o altri partecipanti deregolamentati.

### 7.5.3 Attività interne dell'aggregatore

In questo paragrafo cercheremo di analizzare le attività interne di un aggregatore (vedi Figura 64).

#### **Costruzione di un portfolio di clienti AD e opportunità di vendita**

Gli aggregatori dovranno vendere i servizi di AD che hanno acquisito dai clienti, sia attraverso accordi bilaterali, sia attraverso la partecipazione nei mercati appropriati. Un processo decisionale a medio-lungo termine, dovrebbe quindi essere eseguito per ottimizzare il portfolio.

Le principali azioni e attività connesse a questa funzionalità sono:

- Conoscenza dei diversi meccanismi di vendita di AD (mercati organizzati, accordi bilaterali, ...). Ciò implica un processo di apprendimento continuo.
- Previsione dei prezzi nei mercati in cui i servizi AD possono essere venduti.
- Previsione di penalizzazioni per la mancata fornitura della flessibilità.
- Previsione dei volumi di servizi AD richiesti.
- Requisiti tecnici per la comunicazione dei dati, ecc.

L'aggregatore dovrebbe effettuare un'adeguata analisi, basata sulla flessibilità resa disponibile dai consumatori facenti parte del portfolio da lui gestito, al fine di impostare correttamente i suoi impegni contrattuali con i TSO, DSO e i partecipanti deregolamentati. L'aggregatore dovrà valutare questioni come ad esempio:

- le condizioni proposte dagli operatori di sistema o dagli attori deregolamentati confrontate con altre possibili vie per vendere i propri servizi (gli altri attori, mercati, ...) al fine di massimizzare i profitti;
- la corrispondenza della flessibilità del suo portfolio con il portfolio degli accordi contrattuali presi;
- i rischi assunti dal potenziale squilibrio che si potrebbe creare; ecc.

Da queste attività ci si dovrebbe attendere che l'aggregatore esegua:

- decisioni strategiche sul volume dei servizi di AD impegnati a lungo termine con ogni tipo di attore, sulla base del portfolio di consumatori da lui gestito e sulla strategia di gestione del rischio.
- decisioni strategiche sul volume dei servizi AD impegnati ad operare nei mercati a breve termine disponibili.
- una serie di accordi bilaterali (contratti) sottoscritti con gli attori regolamentati e non regolamentati.

### **Decisioni operative**

Gli aggregatori dovranno basare le proprie decisioni operative sulle seguenti previsioni:

- previsione dei consumi;
- previsione della flessibilità del carico;
- previsione del prezzo;
- previsione dell'output dei generatori intermittenti.

Tali decisioni riguarderanno:

- la creazione di una serie di offerte di vendita (a mercati organizzati o accordi bilaterali) per fornire i servizi di AD al massimo profitto per l'aggregatore, e
- l'amministrazione degli ordini provenienti dagli impegni precedentemente concordati e in particolare questo implica l'attivazione della flessibilità dei consumatori al fine di fornire i prodotti AD richiesti.

Più precisamente, dati un portfolio di clienti attivi con contratti validi, un portfolio di contratti bilaterali con gli attori regolamentati e deregolamentati e l'accesso ai diversi mercati, così come tutte le previsioni di cui sopra, l'aggregatore deve decidere come usare il portfolio di clienti attivi per massimizzare i propri profitti e produrre risparmi ai clienti.

Oltre a produrre le offerte di vendita, l'aggregatore deve:

- osservare gli ordini che arrivano dalle parti coinvolte nei contratti bilaterali;
- ricevere informazioni dall'Energy Box del consumatore e/o ricevere modifiche delle previsioni del carico come funzione del tempo dagli Energy Box;
- calcolare le offerte di acquisto (prezzo di acquisto per la flessibilità);
- analizzare la risposta dei consumatori alle richieste.

Nel breve tempo, l'aggregatore deve realizzare:

- l'insieme delle decisioni on-line che meglio soddisfano gli accordi contrattuali e che massimizzano i profitti dell'aggregatore;
- l'insieme delle offerte da presentare a ciascun mercato.
- l'insieme dei segnali (volume, prezzo, ecc) da inviare ai consumatori.

Per raggiungere questi obiettivi, l'aggregatore deve proporre un efficiente sistema per strutturare al meglio le informazioni e le decisioni. La Figura 66 mostra schematicamente un possibile modello per un tale sistema.

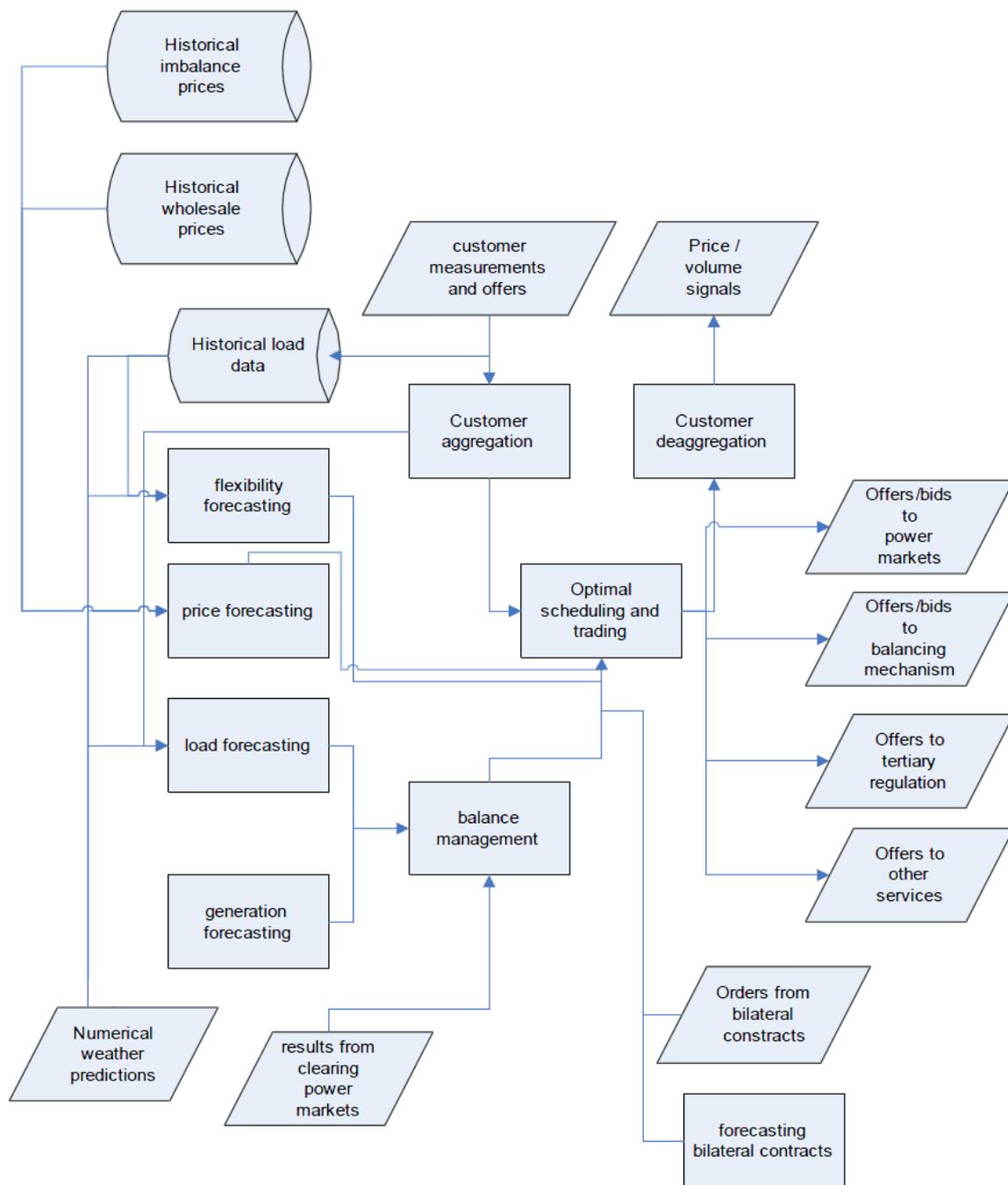


Figura 66 – Possibile struttura per gli input e gli output del sistema di ottimizzazione di "Scheduling e Trading" dell'aggregatore

### Gestione del rischio

L'aggregatore si trova ad affrontare una vasta gamma di incertezze e di condizioni a lui avverse, questo comporta che l'aggregatore avrà da gestire vari tipi di rischio: rischi di prezzo, rischi di liquidità di mercato, rischi di credito, rischi tecnici, rischi normativi ecc. Occorrerà dunque studiare strategie per minimizzare tali rischi.

#### 7.5.4 Flessibilità dei consumatori

##### *RES e sistemi di accumulo*

Per quanto riguarda i sistemi di generazione da fonti energetiche rinnovabili (fotovoltaico e piccoli impianti eolici) la loro disponibilità e flessibilità è strettamente legata alla capacità di accoppiamento con sistemi di accumulo [65-67]. Le tecnologie attuali non consentono ai generatori basati su fonti rinnovabili come il sole o il vento di fornire servizi ancillari. Tuttavia, nel caso di interfacciamento con la rete attraverso un inverter a quattro quadranti si potrebbe contribuire alla regolazione di tensione e alla power quality della rete di distribuzione.

A causa della natura fortemente stocastica di tali tipologie di energie rinnovabili, l'integrazione di funzioni di domanda attiva è possibile solo nei casi in cui è incluso un sistema di accumulo dell'energia. Pertanto, i sistemi di accumulo del calore e dell'energia elettrica diventano di fondamentale importanza per l'integrazione delle funzioni di domanda attiva.

Gli accumulatori di energia hanno un ruolo chiave per una gestione efficiente dell'energia distribuita in accordo a quanto visto nel capitolo 3. La maggior parte dei problemi di power quality, affidabilità di distribuzione e gestione dei picchi di potenza possono essere risolti con i dispositivi di accumulo dell'energia. Essi danno nuove possibilità per il demand side management. I sistemi di accumulo, come si è detto sopra, permettono la gestione della produzione di potenza non controllabile nei sistemi di generazione da fonte rinnovabile come sistemi fotovoltaici e impianti eolici. Super condensatori e volani potrebbero fare da supporto alla power quality (potenza reattiva per il controllo di tensione, limitazione delle correnti di guasto).

##### *Flessibilità dei carichi*

Le tipologie di carichi che si potrebbero prendere in considerazione sono quelli che interessano il settore residenziale e il settore commerciale, quali ad esempio: gli elettrodomestici (lavatrici, asciugatrici, lavastoviglie, forni, cucine, frigoriferi), condizionatori d'aria, sistemi di riscaldamento, illuminazione, pc, tv e altri carichi come pompe per l'acqua sotterranea o di irrigazione. Fra tali tipologie di carico, quelle che sembrano offrire migliori risultati relativamente all'integrazione nelle attività AD sono:

- i carichi aventi inerzia termica, che si prestano bene alla riduzione o all'interruzione (sistemi di condizionamento, di riscaldamento);
- elettrodomestici per i quali lo spostamento nel tempo (carichi shiftabili) o l'interruzione incidono poco sul comfort dell'utente (lavatrici, asciugatrici e lavastoviglie).

Il resto dei carichi non sono da considerarsi buoni candidati per la partecipazione all'AD per diversi motivi. Ci sono carichi, che non sono adatti ad essere controllati a causa del disagio che comporterebbero sugli utenti e alle loro prestazioni che risulterebbero essere fortemente danneggiate da un eventuale controllo (ad es. forni, apparecchiature elettroniche ecc).

E' chiaro che nell'ambito della fornitura dei servizi agli altri partecipanti attraverso gli aggregatori, è importante conoscere il profilo aggregato dei consumatori e la stima della loro flessibilità. L'approccio che si potrebbe seguire potrebbe consistere nel considerare cluster di consumatori aventi un comportamento simile. In questo modo, si potrebbe associare ad ogni cluster un indicatore di flessibilità oraria, ossia un indicatore che rappresenti il consumo gestibile dei consumatori. Tale indicatore lo si costruisce in accordo alla probabilità di utilizzo delle apparecchiature dei consumatori e al consumo orario previsto.

## **7.6 Architettura commerciale e tecnica in ADDRESS**

Questa sezione raccoglie tutti i "pezzi" presentati nelle sezioni precedenti per fornire una descrizione generale delle architetture commerciali e tecniche ADDRESS [62]. Utilizzando i risultati precedentemente descritti, sono presentati sotto forma di processo cronologico e semplificato modelli di riferimento UML per entrambi i tipi di architetture. Infine, si affronta il problema di possibili barriere per l'attuazione delle architetture ADDRESS.

### **7.6.1 Descrizione delle architetture tecniche e commerciali in ADDRESS**

La Figura 68 fornisce una descrizione dell'architettura tecnica e commerciale di ADDRESS in forma di diagramma di processo organizzato in ordine cronologico, il

processo procede da sinistra verso destra. La metà superiore del diagramma mostra i singoli processi interni mentre la metà inferiore mostra le interazioni tra i partecipanti. L'orizzonte procedurale mostra solo il relativo ordine di quando diversi eventi o sotto-processi dovrebbero accadere e non rispecchiano l'effettiva durata, né le differenze di tempo tra questi eventi. Il significato dei simboli è illustrato in Figura 67.

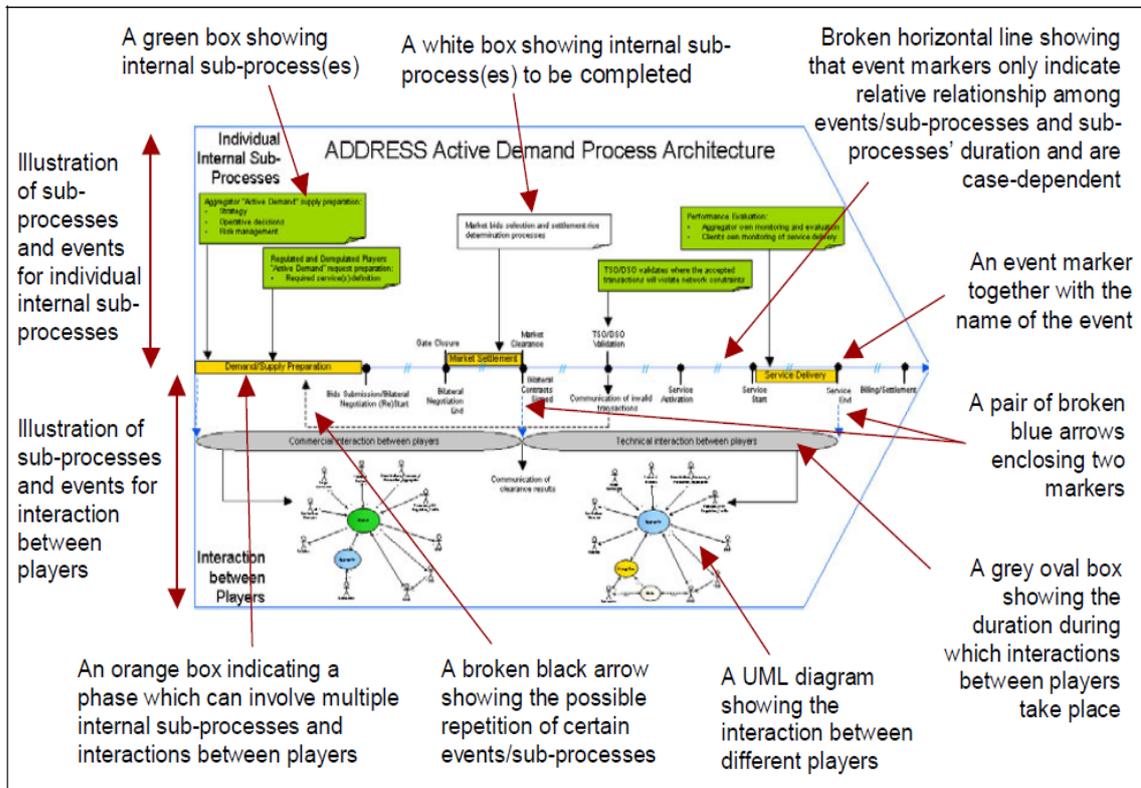


Figura 67 – Illustrazione del diagramma di processo nell'architettura ADDRESS

La distinzione tra la parte "commerciale" e la parte "tecnica" è definita come segue:

- l'**architettura commerciale** ("contratti di negoziazione" e di "accordi") si occupa di tutte le interazioni, le strutture degli attori, i processi coinvolti nella "negoziazione" e la fase di "accordo" dei servizi di AD (compresa la preparazione di richieste e offerte).
- l'**architettura tecnica** (fase "operativa") si occupa di tutte le interazioni, le strutture dei partecipanti, i processi che intervengono nell'attivazione e nella fornitura effettiva dei servizi AD.

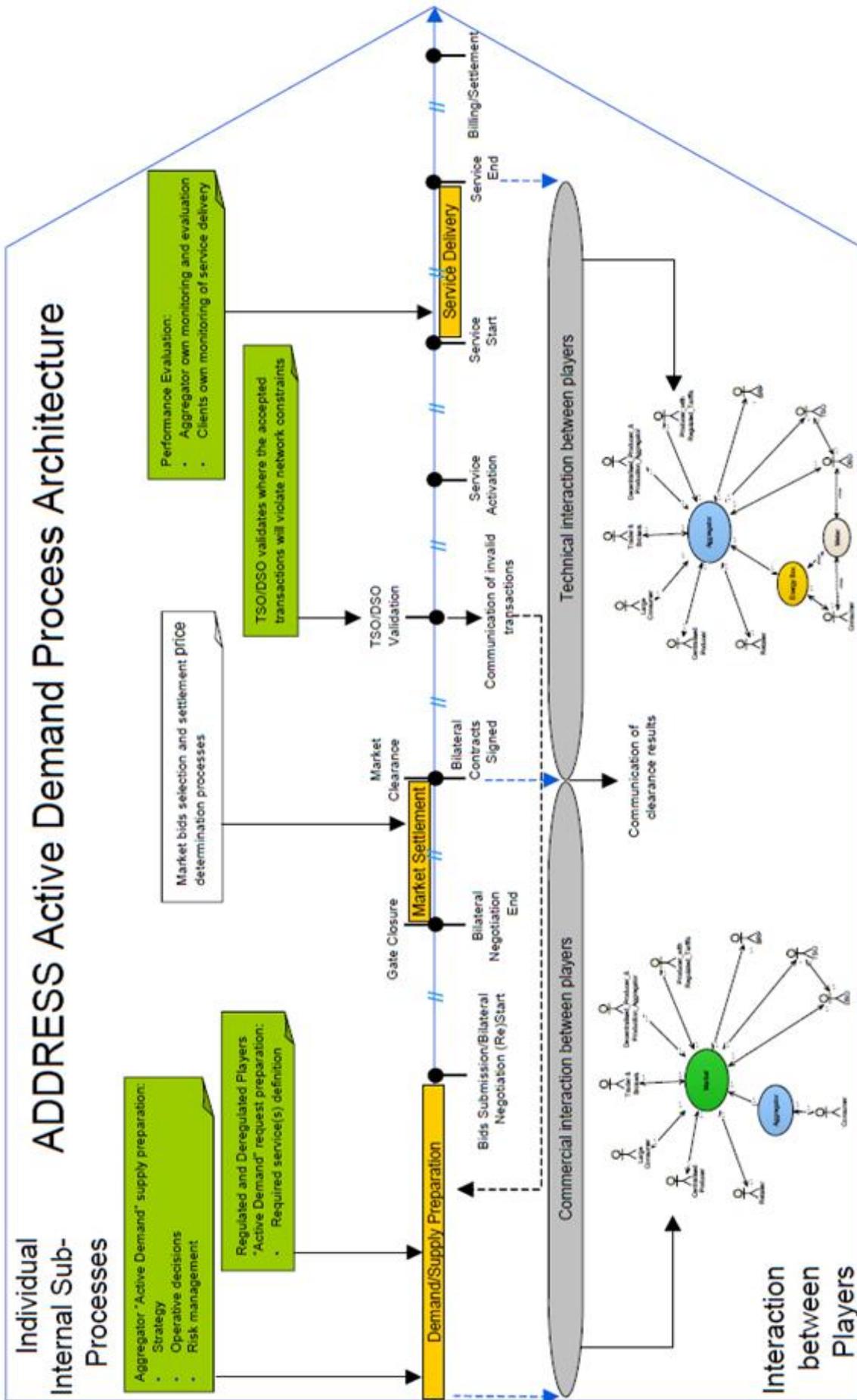


Figura 68 – Diagramma di processo nell'architettura ADDRESS

La distinzione tra la parte "commerciale" e la parte "tecnica" è definita come segue:

- l'**architettura commerciale** ("contratti di negoziazione" e di "accordi") si occupa di tutte le interazioni, le strutture degli attori, i processi coinvolti nella "negoziiazione" e la fase di "accordo" dei servizi di AD (compresa la preparazione di richieste e offerte).
- l'**architettura tecnica** (fase "operativa") si occupa di tutte le interazioni, le strutture dei partecipanti, i processi che intervengono nell'attivazione e nella fornitura effettiva dei servizi AD.

#### **7.6.1.1 Sub-processi interni (parte superiore del diagramma dell'architettura)**

- Durante il "Demand/Supply Preparation":
  - o gli aggregatori preparano le loro offerte in base al proprio portfolio di consumatori che presentano differenti livelli di flessibilità. Gli aggregatori eseguono alcuni sub-processi che sono:
    - ✓ Definizione di strategie.
    - ✓ Decisioni operative da attuare.
    - ✓ Gestione del rischio.
  - Una parte delle loro attività (non rappresentate in figura) è dedicata anche alla costruzione e all'ottimizzazione del proprio portfolio di consumatori ed ai rapporti commerciali con i propri consumatori (negoziiazione dei contratti, marketing, ...).
  - o Attraverso i loro processi di business e l'uso dei loro strumenti, gli altri attori (regolamentati o deregolamentati), potrebbero identificare la necessità di un servizio AD. Essi preparano le loro richieste in base ai definiti modelli del servizio. Essi calcolano i segnali di prezzo e di volume in base al loro processo di ottimizzazione.
- Durante il "market settlement" e la negoziazione di contratti bilaterali:
  - o Il contesto dei "mercati" in ADDRESS copre ogni tipo di attività commerciale e coinvolge un'entità centrale che monitora e registra tali attività, mentre i "contratti bilaterali" non vengono monitorati da un'entità centrale. E 'stato individuato che i sub-processi del meccanismo operativo del mercato sono parte di tutto il processo di domanda attiva.

- Dopo la chiusura del mercato o dopo che i contratti bilaterali sono stati stipulati, nel caso generale, il TSO/DSO deve convalidare le operazioni per verificare se la fornitura dell'AD viola eventuali vincoli di rete (sub-processo interno del TSO/DSO):
  - Se il DSO/TSO rileva una violazione dei vincoli di rete, le operazioni che causano le violazioni saranno rifiutate. In questo caso, gli attori che chiedono il servizio così come l'aggregatore possono rielaborare le proprie offerte/ricieste e ritentare di fare offerte o rinegoziare un contratto bilaterale.
  - Se il DSO/TSO non rileva eventuali violazioni dei vincoli di rete, gli attori possono procedere al successivo processo o evento dell'orizzonte procedurale.
- Durante il "Service Delivery":
  - Una volta che il servizio validato viene attivato, il prodotto AD è pronto per essere fornito. Nel corso di questo sub-processo, sia l'aggregatore che l'acquirente AD monitorano la fornitura del servizio per valutarne le prestazioni.
- "Settlement and billing":
  - Questa ultima fase si affida per la gran parte:
    - ✓ sulla valutazione delle prestazioni dei servizi forniti
    - ✓ sul set di norme possibili stabilite dal mercato.
    - ✓ sulle strutture contrattuali.

#### **7.6.1.2 Interazione tra gli attori (parte inferiore del diagramma dell'architettura)**

Si distinguono grosso modo due fasi: commerciale e tecnica:

- l'interazione commerciale copre la fase di preparazione fino al "market clearance". Il diagramma UML sottostante mostra come gli attori interagiscono tra di loro.
- l'interazione tecnica copre la fase immediatamente successiva al "market clearance" e tutto il percorso fino alla fine della fornitura dei servizi. Allo stesso modo, il diagramma UML mostra come gli attori interagiscono tra di loro.

I diagrammi UML ingranditi sono riportati di seguito (vedi Figura 69 e Figura 70).

La Figura 69 mostra le interazioni commerciali tra gli attori. In questa figura il "mercato" ha il significato più generale, ossia copre i mercati aperti, il bando di gara, qualunque tipo di contratto bilaterale, ecc. Il mercato è al centro della figura in quanto le interazioni rappresentano:

- Le interazioni degli aggregatori:
  - o inviano offerte per i prodotti AD ai mercati e agli altri partecipanti,
  - o negoziano contratti con gli altri partecipanti,
  - o acquistano eventualmente prodotti AD da altri aggregatori (o anche altri tipi di prodotti provenienti da altri partecipanti).
- Le interazioni degli altri attori regolamentati e deregolamentati:
  - o inviano richieste per i prodotti AD ai mercati e agli aggregatori,
  - o negoziano contratti con gli aggregatori,
  - o acquistano eventualmente prodotti AD da altri partecipanti.
- Le interazioni tra DSO e TSO, lo scambio di informazioni per esigenze di coordinamento.

Un altro tipo di interazione è anche rappresentata nel diagramma ULM. Questa riguarda le interazioni commerciali tra l'aggregatore e i suoi consumatori, che implica:

- la preparazione e l'invio di offerte dall'aggregatore ai consumatori,
- la negoziazione di contratti per la flessibilità AD.

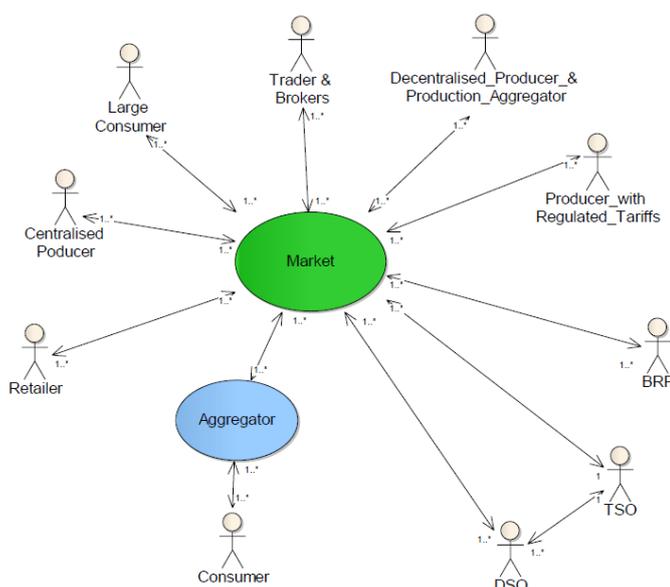


Figura 69 – Diagramma UML: Relazioni commerciali fra gli attori

La Figura 70 mostra le interazioni tecniche tra i vari attori. L'aggregatore è al centro della figura in quanto le interazioni rappresentano:

- L'eventuale invio di segnali di attivazione da parte dell'acquirente del prodotto AD nel caso di CRP.
- La fornitura dei prodotti AD dall'aggregatore agli acquirenti.
- La valutazione e il monitoraggio delle prestazioni del servizio fornito.
- Lo scambio di informazioni fra l'aggregatore e il DSO per la validazione tecnica delle operazioni di AD.
- L'ulteriore scambio di informazioni fra il DSO e il TSO ai fini della validazione tecnica.
- A seconda delle regole di mercato, i possibili scambi di informazioni con il TSO e i BRPs circa eventuali squilibri.
- Lo scambio di segnali fra l'aggregatore e l'Energy Box dei consumatori: segnali di attivazione, invio di altri tipi di informazioni, raccolta di informazioni sui consumatori e sui loro consumi, ecc [68].
- L'interazione fra l'Energy Box e le apparecchiature in casa e con il contatore.
- Fornitura della flessibilità AD del consumatore e monitoraggio della risposta dei consumatori.

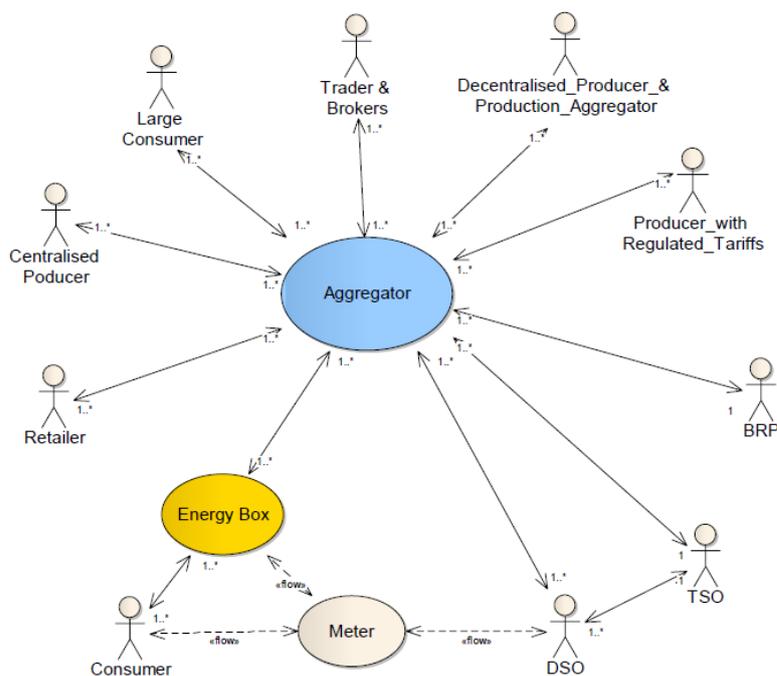


Figura 70 – Diagramma UML: Relazioni tecniche fra gli attori

## 7.6.2 Problematiche relative all'implementazione delle architetture ADDRESS

Questa sezione riassume i risultati dei lavori effettuati sulla identificazione delle potenziali barriere relative allo sviluppo dell'Active Demand e sulle possibili soluzioni per eliminare queste barriere [69]. Tali problemi possono essere suddivisi in "prerequisiti generali" e in "problemi e barriere":

- "Prerequisiti generali" riguardano evidenti aspetti che sono necessari per fornire un servizio di AD come l'installazione di una infrastruttura di comunicazione adeguata [70].
- "Problemi o barriere" sono aspetti meno evidenti che dipendono più dalla situazione specifica e dagli interessi degli attori coinvolti. Possono avere ragioni tecniche, economiche, socio-economiche e/o regolamentari.

### **Prerequisiti generali**

I prerequisiti generali per l'attuazione della domanda attiva di seguito riportati sono di carattere generale e quindi si applicano a tutti i partecipanti coinvolti nell'AD. Essi possono essere suddivisi in diverse categorie:

- Prerequisiti tecnici: l'implementazione del concetto di AD richiede contatori intelligenti "smart meters" con determinate prescrizioni tecniche per l'installazione, così come una infrastruttura di comunicazione adeguata. Per questi settori, la standardizzazione dei protocolli, dei contatori e dei servizi costituirà una questione chiave.
- Prerequisiti economici: l'investimento totale e i costi operativi della fornitura dei servizi AD deve essere inferiore al beneficio economico previsto. Per fare in modo che l'AD sia competitivo, il suo costo totale deve anche essere inferiore al costo delle soluzioni alternative che sono disponibili sul mercato per soddisfare le stesse esigenze.
- Accettazione da parte dei consumatori: i servizi AD potranno sussistere solo se i consumatori sono disposti a prendere parte alla fornitura degli stessi servizi. Possono essere vari i motivi che spingono i consumatori a uno scarso interesse o addirittura paura relativamente alla fornitura di servizi AD, come la sensazione che gli incentivi finanziari siano molto piccoli, o la paura di disagio o addirittura la perdita del controllo delle proprie apparecchiature.

- Accesso al mercato: quegli attori che si prevede possano beneficiare dell'uso dell'AD hanno bisogno di disporre di un adeguato accesso ai mercati. Restrizioni per l'accesso al mercato si potrebbero avere, per esempio, a causa di eventuali condizioni imposte relativamente al livello minimo di domanda o al volume di generazione.
- Quadro regolatorio: il successo dell'implementazione del concetto di Active Demand dipende fortemente anche dalla volontà delle autorità, dei parlamentari, degli organismi governativi, ecc. di realizzare un quadro legislativo e regolatorio in modo tale da supportare l'uso dell'AD.

### **Potenziali problemi o barriere e possibili soluzioni**

Le barriere sono state suddivise in 8 gruppi, in base alla loro natura e/o relative motivazioni:

- Accettazione AD: l'accettazione da parte dei consumatori è un prerequisito generale per il concetto AD, ma la mancanza di accettazione da parte degli altri partecipanti, come produttori, rivenditori, BRPs e DSO/TSO costituisce una potenziale barriera. Tale barriera comprende gli eventuali "effetti collaterali" dei servizi AD su terzi, ad esempio sul carico di rete o sul bilancio energetico del sistema.
- Quadro regolatorio: problemi di varia natura sono stati identificati, come la mancanza di incentivi per l'uso dell'AD o irrealistici requisiti tecnici che potrebbero essere imposti dalla normativa.
- Conflitti di interesse si possono verificare tra i diversi attori che desiderano utilizzare lo stesso servizio AD.
- Modello di prezzo: al fine di supportare la fornitura e l'uso dell'AD, è necessario un modello di prezzo che rifletta il valore dei servizi AD correttamente e fornisca adeguati incentivi.
- Monitoraggio dei servizi forniti: la necessità di un adeguato livello di monitoraggio per i servizi forniti potrebbe diventare una barriera se il livello richiesto non può essere raggiunto da un punto di vista tecnico/pratico. Il monitoraggio della fornitura del servizio comprende due aspetti:

- monitorare il servizio fornito dall'aggregatore all'acquirente dei servizi di AD e
  - monitorare la fornitura del servizio dai consumatori all'aggregatore (risposta dei consumatori).
- Gestione delle informazioni: il concetto AD crea nuovi requisiti per lo scambio di informazioni, che causano uno sforzo supplementare e danno luogo a problemi di riservatezza.
  - Rischi: gli utenti dei servizi di AD potrebbero temere alcuni rischi come per esempio l'incertezza sull'effettiva disponibilità dei servizi oppure sulla posizione dei consumatori nella rete.

## 7.7 FENIX vs ADDRESS

Nella costruzione delle smart grid del futuro, allo scopo di garantire la sicurezza e l'affidabilità delle reti di distribuzione occorrerà non solo considerare la domanda attiva ma anche la generazione distribuita, i sistemi di accumulo e i grossi utenti connessi in media tensione. A tal proposito, si potrebbero usare i concetti sviluppati in FENIX. L'aspetto chiave dell'approccio adottato in FENIX abbiamo visto essere la totale integrazione di Demand e Distributed Energy Resources (DDERs) usando il concetto di Large-Scale Virtual Power Plant (LSVPP).

ADDRESS è stato realizzato basandosi sul lavoro fatto in FENIX. Sebbene si abbiano alcune differenze fra i due progetti, si potrebbe dire che ADDRESS è perfettamente compatibile con FENIX.

Le principali differenze fra i due progetti vengono riportate di seguito:

### *Differenze nel trader/aggregatore e comunicazione*

La comunicazione fra il trader che agisce come un CVPP in FENIX (e quindi un aggregatore in ADDRESS) e il consumatore:

- Connessione al consumatore: in FENIX si ha un continuo monitoraggio del consumatore. La comunicazione avviene attraverso GPRS.

- Le richieste di azioni fatte dalle applicazioni dei traders, è fatta in real-time e inoltre, la strumentazione dei traders può monitorare se il consumatore accetta ed esegue tale richiesta.

In ADDRESS non è stato ancora deciso se un aggregatore potrà monitorare i suoi consumatori in tempo reale: dunque la fattibilità di un monitoraggio continuo di un potenziale elevato numero di consumatori potrebbe essere studiato più dettagliatamente. Qualora non ci sia un monitoraggio continuo dei consumatori da parte dell'aggregatore, vorrà dire che non ci sarà chiarezza sulla reale risposta del consumatore a seguito della richiesta o di incentivi inviati dall'aggregatore.

Occorre fare una distinzione fra le due principali capacità della strumentazione che è necessaria affinché l'aggregatore possa svolgere il suo ruolo in ADDRESS: comunicazione e intelligenza. La comunicazione avviene con segnali e informazioni che vengono scambiati fra il consumatore e l'aggregatore. L'intelligenza rappresenta le caratteristiche della strumentazione concernenti algoritmi, strumenti di ottimizzazione ecc.

#### Previsione carico/generazione e informazioni geografiche

In FENIX, ogni consumatore invia il suo modello di carico per il giorno successivo. In ADDRESS gli specifici metodi e procedure che verranno usati da aggregatori e consumatori non sono ancora stati decisi.

Per quanto riguarda l'aggregazione geografica e la posizione delle risorse si può notare una sostanziale differenza fra i due progetti:

- In FENIX, il DSO potrebbe richiedere un servizio, lui conosce dove la risorsa è localizzata (nodo della rete). Questo viene fatto attraverso i concetti di CVPP e TVPP. Dapprima, il CVPP ottimizza l'input dei consumatori per via puramente economica e invia tale programma di ottimizzazione al TVPP. Il TVPP controlla se il programma inviato dal CVPP è compatibile con i vincoli di rete. Se è compatibile, la richiesta del CVPP può essere soddisfatta e tale messaggio verrà passato ai consumatori, se invece la richiesta del CVPP non è compatibile con i vincoli di rete (congestioni, vincoli di tensione, vincoli di corrente,...), il TVPP fa una seconda ottimizzazione compatibilmente con i vincoli di rete e la invia al CVPP.

- Nell'architettura ADDRESS, al contrario, la terminologia CVPP e TVPP non viene usata. Questo inizialmente ha sollevato preoccupazioni circa la compatibilità delle richieste dell'aggregatore e i vincoli tecnici della rete controllati e monitorati dal DSO/TSO. Questa preoccupazione dovrebbe essere affrontata cercando di chiarire il modo con cui i vincoli tecnici della rete (monitorati e gestiti da DSO e TSO) interagiscono con l'ottimizzazione fatta dall'aggregatore e quali siano le esatte conseguenze relative ai rapporti fra aggregatore e DSO/TSO.

## Progetto Smart grid Navicelli

### 8.1 Generalità del progetto

Questo lavoro di tesi nasce come attività di ricerca denominata "Smart grid Navicelli" coordinata da Enel Ingegneria & Innovazione a cui hanno preso parte, oltre all'Università di Pisa (Dipartimento di Ingegneria dell'Energia e dei Sistemi), vari partner industriali e non.

Il progetto "Smart grid Navicelli" è un importante progetto finanziato dalla Regione Toscana il cui obiettivo è l'integrazione delle tecnologie che consentano di ripensare il design e il funzionamento della rete elettrica convenzionale in chiave dinamica, attraverso lo sviluppo di sistemi innovativi di gestione delle reti termiche ed elettriche basati sulla cogenerazione e sull'accumulo energetico.

Il responsabile del progetto è Enel Ingegneria & Innovazione.

La società Navicelli S.p.A. di Pisa nasce nel 1987 come società pubblica per la gestione dell'area dei Navicelli, un canale navigabile tra Pisa e Livorno, su cui si insediano vari cantieri navali su una superficie superiore a un milione di metri

quadri. In Tabella 11 sono riportate le aziende che fanno riferimento alla Navicelli S.p.A.

**Tabella 11 – Aziende consorziate**

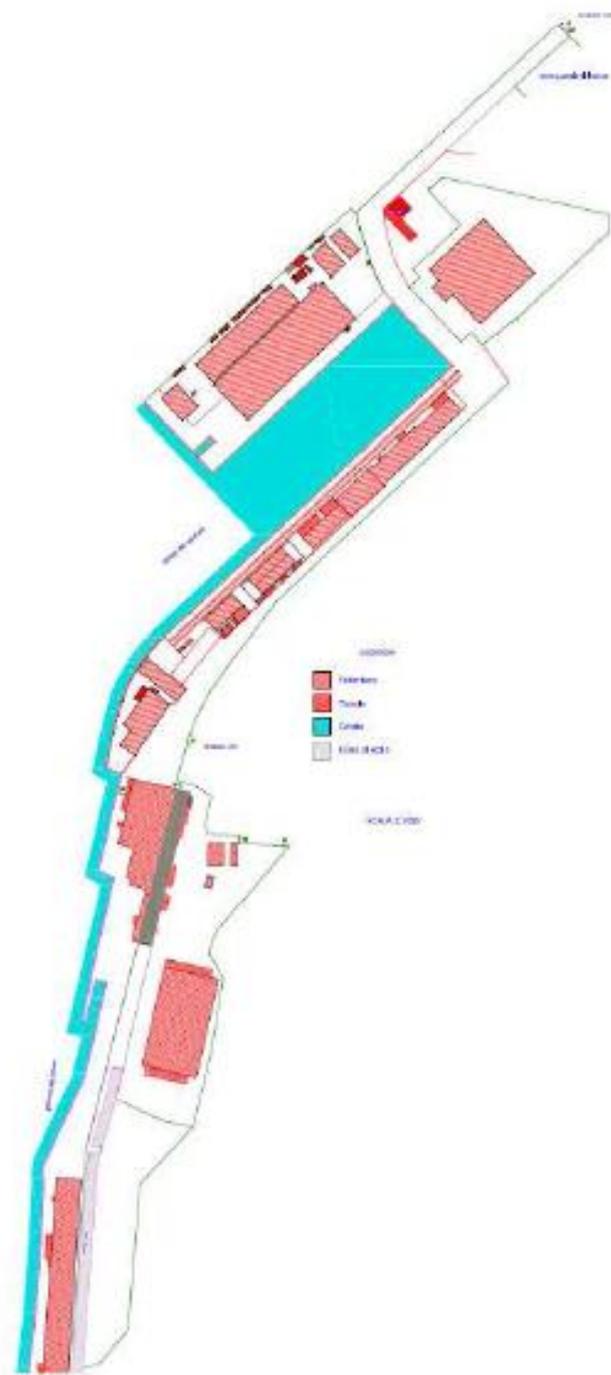
<b>AZIENDA</b>	<b>RAGIONE SOCIALE</b>	<b>FORMA GIURIDICA</b>	<b>TIPOLOGIA INSEDIAMENTO</b>	<b>ZONA</b>
<b>NAVICELLI DI PISA SPA</b>	NAVICELLI DI PISA SPA	S.p.A.	Uffici; casa cantoniera; ponte mobile	Darsena + Tombolo
<b>COMPAGNIA INTERPORTUALE PISANA SRL</b>	F.G.T. LOGISTIC	S.r.l.	Magazzino; uffici	Darsena
	COMPAGNIA INTERPORTUAL E PISANA SRL	S.r.l.		
<b>FASHION YACHTS GROUP SRL</b>	FASHION YACHTS GROUP SRL	S.r.l.	Sede produttiva; uffici	Darsena
	FASHION YACHTS BROKERAGE SRL			
	FASHION YACHTS MONETERY FOUND SRL			
	FASHION YACHTS LOUNGE SRL			
	REAL ESTATE SRL			
<b>GAMMA YACHTS INTERNATIONAL SRL</b>	ITAL NAVI	S.r.l.	Sede produttiva; uffici	Darsena
	GAMMA YACHTS INTERNATIONAL SRL			
<b>SOCIETA' NAVALE PISA SRL</b>	SOCIETA' NAVALE PISA SRL	S.r.l.	Sede produttiva; uffici	Darsena
<b>F.LLI ROSSI</b>	ESPERIA YACHT SRL	S.r.l.	Sede produttiva; uffici	Darsena
	FRATELLI ROSSI SRL			
<b>GAS AND HEAT SPA</b>	GAS AND HEAT SPA	S.p.A.	Sede produttiva; uffici	Tombolo
<b>PISA SUPERYACHTS SRL</b>	PISA SUPERYACHTS SRL	S.r.l.	Sede produttiva; uffici	Mortellini
<b>CANTIERI ARNO</b>	CANTIERE NAVALE ARNO SRL	S.r.l.	Sede produttiva; uffici	Tombolo
	CANTIERE NAVALE ARNOPLAST SRL			
	LEOPARD MANAGEMENT SRL			
	LEOPARD SERVICE SRL			
	LEOPARD YACHTS SRL			
<b>CANTIERI DI PISA SPA</b>	CANTIERI DI PISA SPA	S.p.A. con azionista unico	Sede produttiva; uffici	Darsena

## 8.2 Caratterizzazione del sito

Le infrastrutture attuali sono:

- banchine portuali con oltre 200 ton/mq di portanza
- binario ferroviario su banchina di Darsena, lato sud
- uno scalo di varo e alaggio
- raccordi stradali e autostradali

In Figura 71 viene riportata una planimetria dell'attuale area della Darsena.



**Figura 71 – Planimetria attuale dell'area della Darsena**

Nell'area della Darsena, grazie ai contributi del progetto APEA (Aree Produttive Ecologicamente Attrezzate), sono stati installati ed entrati in esercizio a Dicembre 2010 i seguenti impianti:

- Parcheggio con copertura di pannelli fotovoltaici di una potenza complessiva di 20 kWp.
- Installazione di una barriera fonoassorbente in prossimità della superstrada, ricoperta da pannelli fotovoltaici, con una potenza complessiva di 6 kWp.

Nella zona del vaso di espansione della Darsena, su terreni del comune di Pisa la società Toscana Energia ha installato un impianto fotovoltaico da 3.8 kWp entrato in produzione anch'esso nel Dicembre 2010.

### 8.2.1 Sviluppi previsti

#### *Insedimenti futuri*

Tutta l'area di Consorzio Navicelli è stata assegnata ma fino a prima dell'estate 2011 non vi saranno insediamenti operativi. Altre due aree in fase di sviluppo (Sviluppo Navicelli e Darsena Pisana) sono attualmente in fase di realizzazione e non ci sono ancora nuovi insediamenti operativi (Informazione risalente a fine Novembre 2010).

Nei prossimi anni s'intende raggiungere i seguenti obiettivi (Dati dal sito internet):

- Aree di cantiere per nautica da diporto: 200.000 mq
- Aree di uffici/laboratori per l'alta tecnologia: 100.000 mq
- Nuovo porto-nuova darsena 500mtx80mt: 40.000 mq
- Nuova banchina: 650 m
- Nuovi cantieri navali - aree coperte: 70.000 mq
- Nuovi uffici/laboratori - aree coperte: 24.000 mq
- Area logistica e sua espansione: 40.000 mq

Navicelli sta progettando l'installazione di una torre eolica di media taglia al posto della torre del faro crollata.

Una volta che le nuove realizzazioni saranno completate l'area della Darsena dovrà apparire come nella planimetria di seguito riportata:



Figura 72 – Planimetria futura dell'area della Darsena

***Requisiti energetici e profili di consumo/generazione attesi***

*Navicelli SpA*

Prevede l'installazione di un impianto eolico di media taglia dove era posizionata la vecchia torre del faro (attualmente stanno facendo lo studio di fattibilità).

*F.lli Rossi*

Trasloco nel nuovo capannone e passaggio a fornitura da 300kW.

*Società Navale Pisa srl*

Imminente passaggio a 100 kW con cabina da 120 kW MT e installazione di impianto fotovoltaico (FV) da 60-70 kW.

*Pisa Superyacht srl*

Non prevede futuri ampliamenti o installazioni.

*Gas & Heat spa*

Intenzionati ad installare un impianto FV ma non hanno ancora studiato la fattibilità.

*Comp Interportuale Pisana srl/FGT Logistic*

Sostituzione tetto in eternit da 3800 m<sup>2</sup> con eco-coppelle e fotovoltaico a silicio policristallino da 151 kW previsto in funzione da Aprile 2011.

*Cantieri Arno*

Non sono previste installazioni future (era stata valutata in passato l'installazione di un FV da 400 kW sui capannoni ma poi abbandonata).

### **8.3 La rete di distribuzione**

#### **8.3.1 Stato attuale**

Le utenze del distretto energetico dei Navicelli di interesse per il progetto, ossia quelle concentrate nella zona della Darsena pisana e di Tombolo, sono alimentate dalla cabina primaria 132/15 kV di Porta a Mare attraverso tre linee di media tensione (15kV) denominate rispettivamente "Aeroporto", "Navicelli" e "Mortellini", la seconda delle quali è in corso di realizzazione.

La Figura 73 illustra schematicamente la porzione di rete ENEL in MT oggetto di caratterizzazione: da essa si può evincere come nel caso in cui si verifichi un guasto sulla linea "Aeroporto" le utenze della linea a valle dello stesso possano essere contro alimentate dalla cabina secondaria denominata "Mortellini" mediante la chiusura di uno dei sezionamenti, mantenuti aperti in condizioni normali di esercizio. La cabina "Mortellini" è normalmente alimentata dalla cabina di Porta a Mare attraverso la linea denominata "Mortellini", ma può essere alimentata anche dalla cabina primaria di Guasticce attraverso la linea Coltano.

Tale porzione può essere considerata quindi come gestita in modo radiale e realizzata secondo uno schema debolmente magliato mediante lati di controalimentazione che sono mantenuti aperti nel funzionamento ordinario (anello aperto).

Nell'ambito della precedente osservazione è interessante far riferimento allo schema elettrico della cabina primaria di porta a Mare riportato in Figura 74 per notare come la linea Aeroporto venga alimentata dalla semisbarra rossa di MT della cabina

primaria mentre la linea Navicelli e la linea Mortellini siano derivate dalla semisbarra verde in modo da realizzare una gestione della rete di MT che riduca i disservizi nell'area di interesse (possibilità di gestione della rete a petalo).

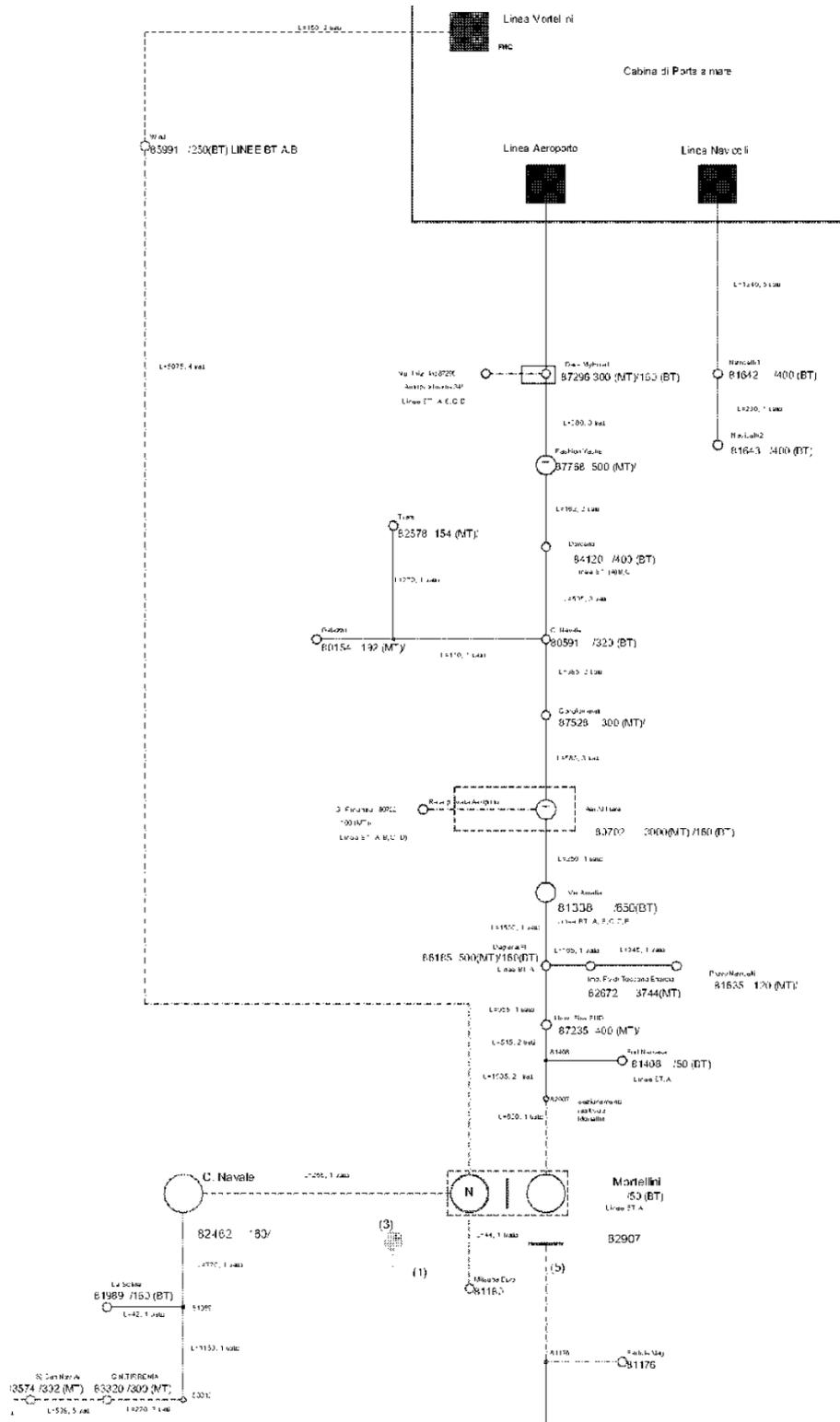


Figura 73 - Architettura della porzione di rete MT di interesse

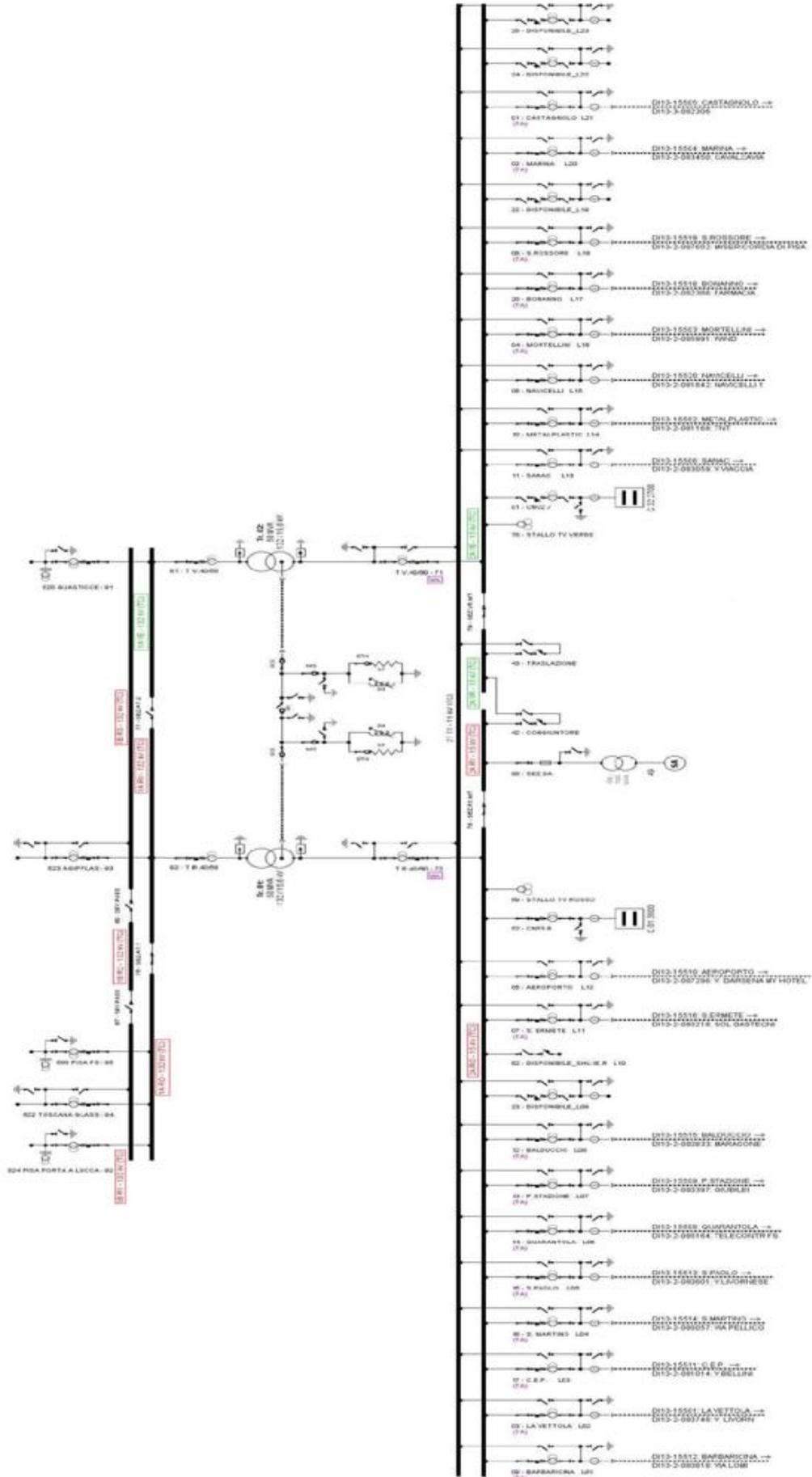


Figura 74 - Schema elettrico della cabina primaria di Porta a Mare

Nella Tabella 12 sono riportate sinteticamente le utenze che afferiscono alla rete di MT connesse alla linea Aeroporto, alla linea Navicelli e alla linea Mortellini, ciascuna con il dettaglio delle potenze nominali in assorbimento, in generazione e trasformate dalla media alla bassa tensione. In base alla convenzione adottata il segno negativo è associato alla potenza nominalmente immessa in rete (generazione proveniente da utente attivo), il segno positivo è relativo alla potenza nominalmente assorbita dalla rete (carico rappresentato da utente passivo) o trasformata in bt.

**Tabella 12 - UtENZE connesse alle linee Aeroporto, Navicelli, Mortellini**

<b>Linea Aeroporto</b>			
<b>Nodi /Utenti</b>	<b>Potenza connessa in MT [kW]</b>	<b>Potenza trasformata in bt [kVA]</b>	<b>Descrizione sintetica</b>
V.Darsena -My Hotel	300	160	Utente passivo connesso in MT dotato di autoproduzione e trasformazione MT/bt
Fashion Yatchs	500		Utente passivo connesso in MT
Darsena		400	Trasformazione MT/bt
Cantiere Navale	320		Utente passivo connesso in MT
Trans	154		Utente passivo connesso in MT
Galazzo	132		Utente passivo connesso in MT
Conglomerati	300		Utente passivo connesso in MT
Aeroporto Militare	3000	160	Utente passivo connesso in MT e trasformazione MT/bt
V. Aurelia		650	Trasformazione MT/bt
Depuratore Pisa Sud	500	160	Utente passivo connesso in MT e trasformazione MT/bt
Toscana Energia (imp. FV)	-3744		Utente attivo connesso in MT
Provvisorio Navicelli	120		Utente passivo connesso in MT
Idrovora Pisa Sud	400		Utente passivo connesso in MT
Podere Nervesa		50	Trasformazione MT/BT
Sezionamento su palo			Sezionamento
<b>Linea Navicelli</b>			
Navicelli 1		400	Trasformazione MT/bt
Navicelli 2		400	Trasformazione MT/bt
<b>Linea Mortellini</b>			
Mitsuba Euro	400 1300	350	Utente passivo connesso in MT e trasformazione MT/bt
C. Navale	160		Utente passivo connesso in MT
Sezionamento su palo			Sezionamento
C.N. Navale	309		Utente passivo connesso in MT
C. Arno	302		Utente passivo connesso in MT
Siemens	2658		Utente passivo connesso in MT
Traghetto		160	Trasformazione MT/bt

### ***Caratterizzazione fisica della rete di media tensione***

Per caratterizzare fisicamente la rete di MT oggetto dello studio è utile fare riferimento alla Figura 75 e alla Figura 76 entrambe ricavate dalla Figura 73 che

riportano la suddivisione in tratti, corrispondenti a specifiche caratteristiche fisiche (posa, tipologia di cavo, sezione), di ciascun collegamento elettrico da un nodo/utente di MT (cliente MT, cabina MT/bt, sezionamento in MT) al successivo.

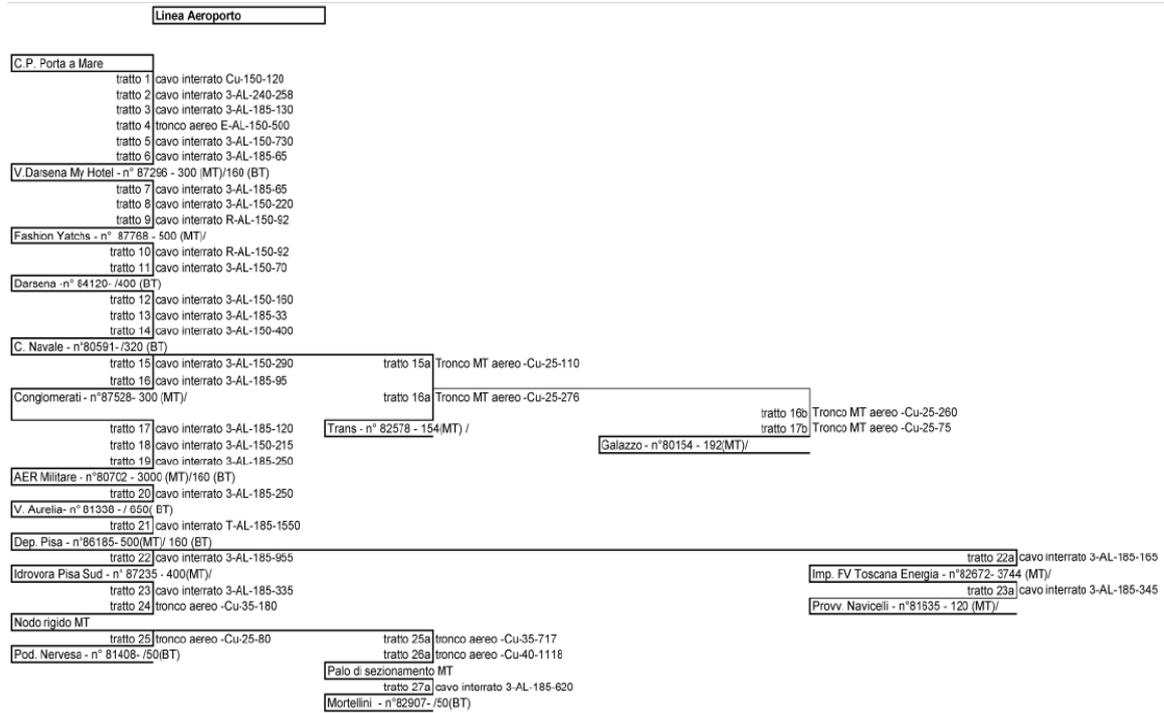


Figura 75 - Architettura della linea Aeroporto

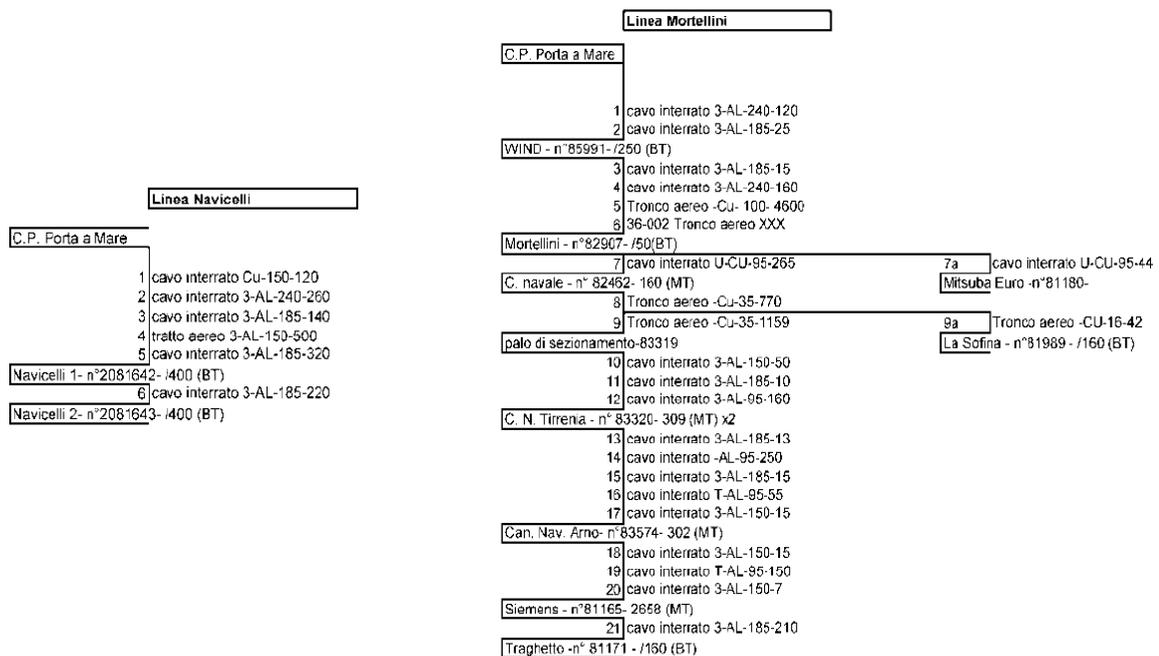


Figura 76 - Architettura della linea Navicelli e della linea Mortellini

### 8.3.2 Sviluppi previsti

In funzione dell'espansione del distretto è prevista una nuova lottizzazione che comporterà un ampliamento della rete di distribuzione che insiste sul distretto dei Navicelli attraverso il completamento della linea Navicelli destinata ad alimentare gran parte delle nuove utenze; su di essa verranno spostate anche alcune utenze attualmente alimentate dalla linea Aeroporto; la cabina denominata "Darsena" verrà dismessa. Sulla linea Mortellini non interverrà al momento alcuna modifica.

La Figura 77 riporta gli sviluppi previsti nella topologia della rete che alimenta l'area di interesse per il progetto.

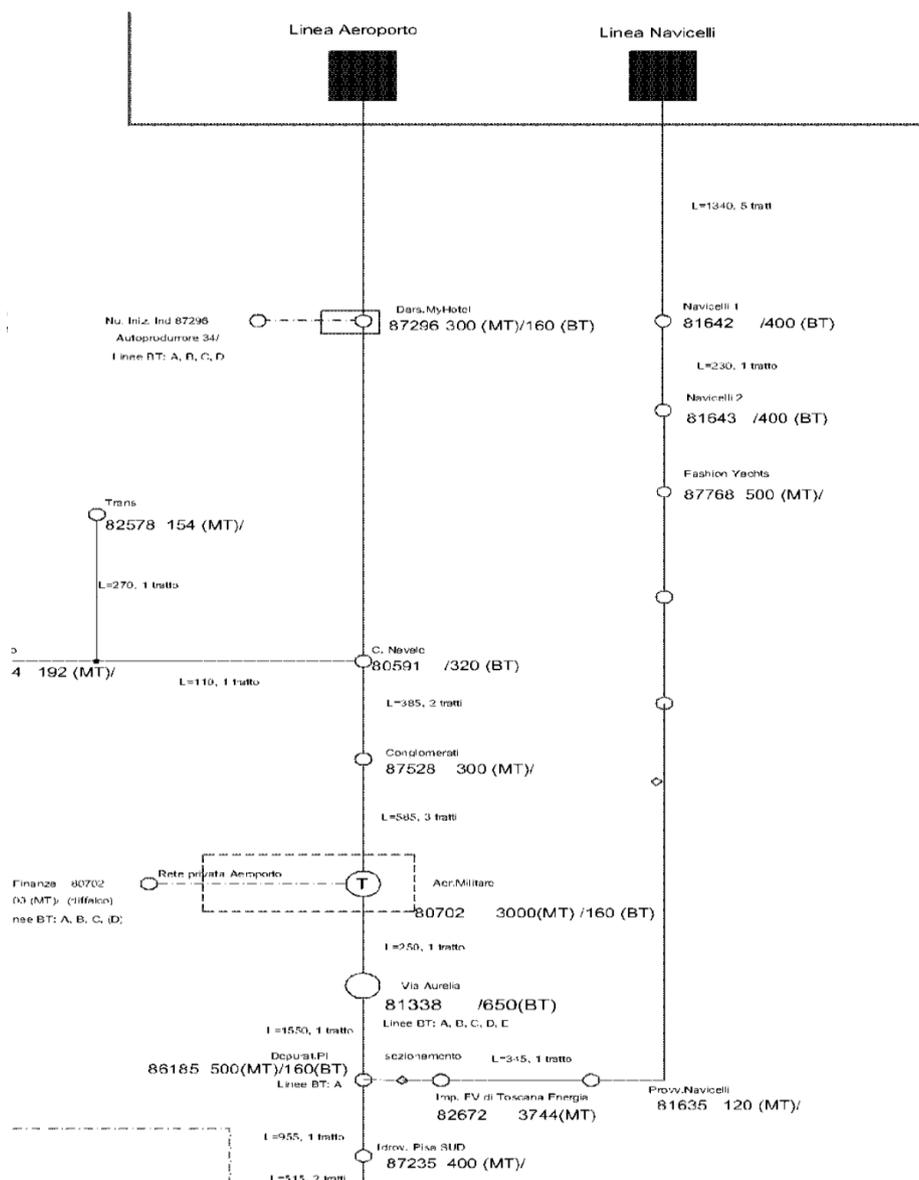


Figura 77 - Rappresentazione dei cambiamenti topologici della porzione di rete MT (linea Aeroporto, linea Navicelli)

## 8.4 Obiettivi operativi del progetto

L'obiettivo operativo oggetto di studio della tesi è l'Obiettivo Operativo 2 (OO2) denominato nel seguente modo:

"Studio e sviluppo delle strategie di gestione ottimizzata all'interno delle singole realtà produttive della generazione distribuita, dei carichi e degli eventuali sistemi di accumulo elettrici e termici (dimensionamento dell'hub energetico)".

A tale OO2 hanno preso parte i seguenti partner:

- UNIPI (Prof. D. Poli, A. Russo)
- SDI
- PIN
- SVINAV
- NAVIPI

La durata prevista inizialmente per il raggiungimento di tale obiettivo era pari a 6 mesi (febbraio 2011 – luglio 2011), ma i tempi si sono leggermente allungati e si prevede come orizzonte temporale per il raggiungimento dell'OO2, molto probabilmente, settembre 2011.

L'OO2 è suddiviso in 3 task:

- 2.1 Modalità innovative di controllo di un hub energetico: Stato dell'arte e definizione dei requisiti;
- 2.2 Sviluppo teorico delle strategie di gestione e identificazione degli algoritmi di ottimizzazione;
- 2.3 Distribuzione delle funzioni di controllo e identificazione dell'architettura di base con applicazione ad un'area produttiva.

Le task oggetto della tesi sono le task 2.1 e 2.2.

Gli obiettivi attesi dall'OO2 consistono nell'identificare alcune strategie di controllo idonee per la gestione ottimizzata di un sito produttivo e successivamente sviluppare dei relativi algoritmi di controllo e definizione dell'architettura di controllo con particolare riferimento ad un sito produttivo.

Nell'iniziare il lavoro sull'OO2 si è ritenuto pienamente raggiunto l'OO1 relativo alla "Pianificazione delle reti termica ed elettrica e dei sistemi di accumulo energetici".

Nel seguito viene riportato il modo con il quale si è deciso di procedere per il raggiungimento dei vari obiettivi previsti dalle diverse task. Si è cercato, dunque, di individuare in una prima fase del lavoro delle possibili logiche di ottimizzazione economica di un aggregato di utenze seguita da una fase successiva di realizzazione di un algoritmo di ottimizzazione.

## **8.5 Possibili logiche di ottimizzazione economica di un aggregato di utenze attive e passive**

### **8.5.1 Ipotesi di base**

Si ipotizza la presenza di un *cluster* di utenze attive e passive, la cui consistenza è stata fissata in sede di Pianificazione e non è quindi oggetto di ulteriori modifiche, almeno nel breve periodo.

Si assume inoltre che le scelte effettuate a livello di Pianificazione, sia in termini di fonti energetiche utilizzate che di modalità di conversione, riflettano adeguati principi ambientali e di risparmio energetico, soprattutto di energia primaria da fonte fossile.

Si ipotizza quindi che alla fase di Operation vengano commissionati obiettivi puramente economici.

### **8.5.2 Funzione obiettivo, variabili di controllo e vincoli**

Si assume la volontà di massimizzare il guadagno di esercizio corrispondente ad una certa gestione delle variabili manipolabili, nel rispetto di vincoli tecnici di capability e di qualità.

Tale **guadagno** sarà dato dalla differenza fra i ricavi e i costi di esercizio.

I ricavi di esercizio sono riconducibili a:

- Costi evitati di acquisto dell'energia. Ci si riferisce alla valorizzazione economica, in base alla mancata tariffa di acquisto, di quell'energia che è stata prodotta e auto-consumata in loco.
- Ricavi da vendita delle eccedenze (alla rete o a un soggetto terzo). Ci si riferisce alla valorizzazione economica, in base alle tariffe di vendita, di quell'energia che è stata prodotta ma non auto-consumata in loco, in quanto eccedente rispetto alle esigenze del carico locale.
- Eventuali incentivi in conto esercizio (Certificati Verdi, Conto Energia, ...).

I costi di esercizio sono riconducibili all'acquisto dell'eventuale combustibile, agli oneri di O&M (Operation & Maintenance), ai costi assicurativi e fiscali.

Le **variabili manipolabili** sono:

- Il dispacciamento della potenza elettrica attiva e reattiva delle unità di produzione (solo *curtailment* nel caso di sistemi di produzione "non programmabili" come il fotovoltaico o l'eolico) e della potenza termica dei sistemi di produzione del calore e del freddo<sup>4</sup>;
- Il Demand Side Management, ovvero la capacità di agire, su vari livelli temporali, su quote di carico differibili nel tempo o modulabili in ampiezza;
- Eventuali sistemi di accumulo energetico.

La presenza dei sistemi di accumulo è fortemente strategica in quanto permette di accumulare energia in ore della giornata poco remunerative per poi venderla in ore più redditizie.

I **vincoli tecnici** da rispettare nella ricerca della gestione ottimale sono, nel caso dell'energia elettrica, quelli di capability degli impianti di produzione (P;Q) e di distribuzione ( $I_{max}$ ), nonché quelli relativi alla qualità del vettore (modulo delle tensioni, forma d'onda)<sup>5</sup>. La capacità di regolare il modulo della tensione sia ai "morsetti di macchina" che su nodi di rete vicini a seconda delle esigenze del Distributore, nonché l'erogazione di servizi aggiuntivi come la *black-start capability*, il

<sup>4</sup> Nel caso di sistemi cogenerativi, il rapporto fra la potenza elettrica e quella termica è fissato dalle caratteristiche della macchina, quindi la variabile manipolabile è una sola.

<sup>5</sup> Si potrebbero aggiungere anche i parametri di qualità del vettore termico (portate, temperature, pressioni) e l'obiettivo di coprire la domanda di calore e di freddo. La copertura del fabbisogno elettrico non è stata esplicitata, in quanto si assume la connessione ad una rete di distribuzione in grado di alimentare le utenze anche in totale assenza di autoproduzione.

funzionamento in isola di carico o il rilancio di tensione su porzioni di rete andate fuori servizio, possono costituire un quarto addendo della funzione di ricavo.

Tale quarto addendo si scontra però con l'attuale quadro regolatorio italiano che non permette ciò a differenza di altri paesi europei ove esiste una capacità pagata ex-ante per la disponibilità del servizio ed eventuali altre remunerazioni ex-post; ad esempio il black-start oggi viene pagato per capacità, per test annui e per erogazione, quindi si hanno pagamenti ex-ante ed ex-post. In tale attività di ricerca ci concediamo dei gradi di libertà proponendo nuove soluzioni che possano apportare migliorie alla gestione del sistema elettrico. Potremmo, quindi, supporre con riferimento al reattivo (cosiddetto anche supporto di tensione), che per quei punti della curva di capability nei quali darci il reattivo non mi impone l'attivo il servizio possa venir essere dato gratis oppure pagato con un fisso una volta e per tutte, se invece l'imporre un punto di lavoro del reattivo altera la capacità di erogare potenza attiva allora si potrebbe supporre un compenso quanto meno a guadagno evitato della componente attiva ridotta. Questo è quello che viene fatto in Spagna ove c'è l'unico mercato del reattivo piuttosto avanzato.

### 8.5.3 Logiche di aggregazione delle utenze

Esiste un **piano fisico**, che è quello delle risorse di generazione, di carico e di rete.

Esiste poi un **piano delle proprietà**, che distingue univocamente le risorse in base alla ragione sociale a cui fanno riferimento (il Distributore dell'energia elettrica, il Distributore del gas, l'Azienda A, l'Azienda B, ...).

Si assume infine la presenza di un terzo livello, costituito da un **aggregato economico-gestionale** che imposta gerarchicamente la logica di controllo delle variabili manipolabili di alcune Aziende consociate, secondo obiettivi comuni.

In tal caso sono possibili i seguenti criteri di massima:

- A. La funzione obiettivo che definisce le azioni di controllo è pari alla somma dei guadagni di ogni singola Azienda afferente all'aggregato. In tal caso, quest'ultimo garantisce l'ottimo economico per l'insieme complessivo di Aziende, ma non necessariamente quello di ciascuna di esse;

- B. La funzione obiettivo che definisce le azioni di controllo è pari a una combinazione lineare dei guadagni di ogni singola Azienda afferente all'aggregato. In altre parole, si dà un peso diverso al guadagno delle diverse Aziende associate;
- C. Come in A, al fine di massimizzare gli utili totali; poi, a consuntivo, avviene una perequazione economica fra le diverse Aziende, in maniera da garantire un'equa ripartizione di vantaggi economici e oneri, in particolare confrontando i risultati di sub-ottimo che potrebbe raggiungere ciascuna Azienda se operasse indipendentemente dalle altre.

In tale attività di ricerca si cerca quindi di proporre un'idea di aggregazione economica-gestionale che si pone come ulteriore strato a qualcosa che già esiste; cioè la situazione attuale prevede un quadro normativo regolatorio di mercato che vede remunerati certi tipi di funzioni e che essenzialmente non ha ancora incentivato una aggregazione trasversale, in tale lavoro ci siamo posti come obiettivo quello di proporre e dimostrare che potrebbe essere economicamente conveniente un layer virtuale superiore "alias VPP" che comanda, secondo funzioni obiettivo comuni, soggetti che finora hanno lavorato in maniera disaggregata.

#### **8.5.4 L'orizzonte temporale in esame**

L'ottimizzazione può avvenire:

- in forma puntuale, cioè su un singolo punto di lavoro (es. analizzando un unico periodo rilevante, tipicamente un quarto d'ora);
- in forma integrale, ovvero considerando la somma dei risultati economici ottenuti in periodi rilevanti consecutivi. In tal caso si distinguono:
  - Ottimizzazioni su scala giornaliera;
  - Ottimizzazioni su scala settimanale (v. orizzonte di prevedibilità della disponibilità di alcune fonti);
  - Ottimizzazioni su scala annuale (raramente si va oltre alla durata dell'esercizio economico-finanziario delle Aziende).

- Ex-ante, ovvero in termini di programmazione: in base alla stima dei fabbisogni, al contesto tariffario e alle risorse a disposizione, si ottimizza la strategia d'azione per le ore, il giorno o la settimana successive;
- In tempo (quasi) reale: nell'ambito del periodo rilevante (quarto d'ora), si monitora il sistema e si realizzano tecniche di controllo volte a cambiare il punto di lavoro, al fine di evitare criticità o cogliere opportunità.

## 8.6 Architettura di controllo

Relativamente all'architettura di controllo di tale aggregato di utenze attive e passive si è pensato di prendere spunto dalle architetture proposte in FENIX e ADDRESS ove l'aggregatore (CVPP in FENIX) è il responsabile della programmazione e dell'ottimizzazione delle unità DER e dovrà svolgere il proprio lavoro in accordo con le idee di gestione proposte nei paragrafi sopra riportati. Inoltre, l'aggregatore (TVPP in FENIX) si dovrà occupare del rispetto dei vincoli tecnici di rete e degli impianti da lui gestiti; in tale contesto si potrebbe ancora una volta prendere spunto dalle soluzioni lanciate dai progetti FENIX e ADDRESS.

## 8.7 Individuazione di algoritmi per la gestione ottimizzata

In questa seconda fase di lavoro, valutate le possibili logiche di ottimizzazione di cui sopra, si è cercato di sviluppare un algoritmo per la gestione ottimizzata, quarto d'ora per quarto d'ora, dell'hub energetico di riferimento caratterizzato dalla compresenza di sistemi di generazione, accumuli e carichi e sottoposto a determinati vincoli tecnici di capability e qualità.

Inizialmente si era pensato di utilizzare il software di simulazione DIgSILENT® Power Factory, implementando la rete elettrica oggetto di studio e simulandola per scenari sfruttando la funzione Optimal Power Flow (OPF), la quale ci avrebbe permesso di ottimizzare la nostra funzione obiettivo (nel nostro caso "Maximization of Profit") individuando, dunque, un load flow ottimale nel rispetto dei vincoli che l'utente può imporre (vincoli di rete, vincoli dei generatori, ecc.). L'algoritmo di ottimizzazione utilizzato dalla funzione OPF si basa sul metodo di Newton-Lagrange. Da una verifica preliminare sulle potenzialità delle licenze di cui dispongono UNIPI e ENEL IIN è, però, emersa l'impossibilità di effettuare un OPF dal momento che tali

licenze non comprendono tale funzione. Si è dunque optato per un altro ambiente di simulazione, scegliendo Microsoft Office Excel e ricorrendo alla funzione "Risolutore" disponibile su Excel per effettuare l'ottimizzazione. Il Risolutore fa parte di un insieme di comandi detti anche strumenti di analisi di simulazione e questa funzionalità consente di trovare il valore ottimale per una funzione obiettivo (cella obiettivo), soggetta a vincoli.

L'hub energetico lo si è supposto costituito dai seguenti oggetti:

- Utenti generici, rappresentabili come aggregati di carichi, sistemi di generatori (elettrici e/o termici, convenzionali, da fonte rinnovabile, cogeneratori) e sistemi di accumulo (elettrici e/o termici);
- Rete elettrica;
- Cabina primaria e rete AT.

E' stato individuato un modello alle impedenze dell'hub, in cui la rete AT è stata rappresentata tramite il circuito equivalente di Thevenin.

In base a quanto detto sopra, la strategia di gestione sarà volta a massimizzare il guadagno di esercizio dell'hub energetico considerando come variabili manipolabili il dispacciamento della potenza attiva e reattiva.

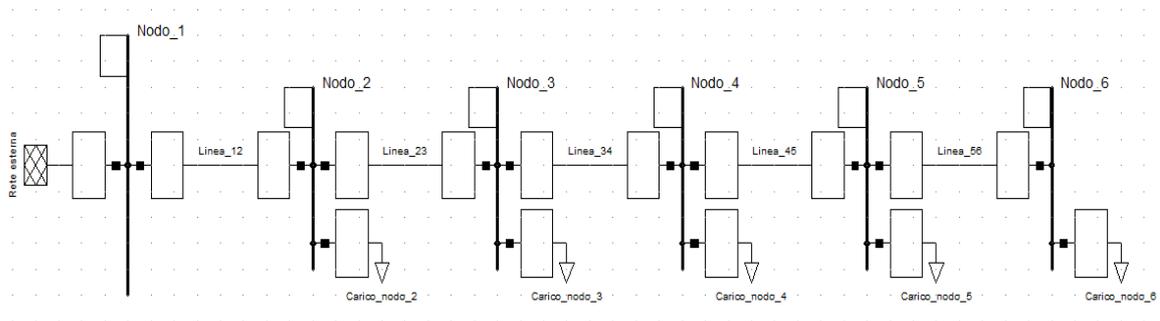
La funzione obiettivo sarà pari alla somma dei guadagni di ogni singolo utente afferente all'aggregato; a consuntivo verrà poi fatta una perequazione economica tra gli utenti, in modo da ripartire equamente tra gli stessi i vantaggi economici, mediante il confronto con i risultati di sub-ottimo che potrebbero essere raggiunti da ciascun utente se operasse indipendentemente dagli altri (facendo sempre ricorso al Risolutore di Excel). I vari addendi della funzione obiettivo conterranno parametri che potranno essere definiti in base a differenti scenari di utilizzo o a diversi orizzonti temporali. La funzione obiettivo potrà essere inoltre arricchita andando ad ipotizzare futuribili scenari di mercato/remunerazione di servizi ancillari.

### **8.7.1 Modello di rete MT semplificato**

Il primo step che si è affrontato è stato quello di ipotizzare un modello di rete MT semplificato di tipo radiale (vedi Figura 78) a cui sono collegati 5 stabilimenti, ciascuno dei quali, al proprio interno, può contenere:

- sistema di cogenerazione, con caldaia integrata e accumulo termico;
- carico elettrico;
- accumulo elettrico;
- sistema di produzione da fonte rinnovabile.

Si sarebbe potuto ipotizzare, come era nelle intenzioni, un modello di rete più complesso da implementare e simulare in ambiente DIGSILENT<sup>®</sup>, ma non disponendo purtroppo di licenza che permettesse l'OPF si è optato per il modello di rete MT semplificato riportato in Figura 78.



**Figura 78 – Modello di rete radiale oggetto di studio**

Il secondo step è stato quello di realizzare un algoritmo su Excel che permettesse di determinare i flussi di potenza attiva e reattiva nella rete nonché le tensioni nei vari nodi implementando in tale algoritmo la formula approssimata (vedi Norme CEI) per il calcolo della caduta di tensione:

$$\Delta V \cong \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{V}$$

Si ipotizzano i seguenti parametri:

Rete esterna

$$V_{TH} = 15 \text{ kV}$$

$$P_{CC} = 400 \text{ MVA}$$

$$X_{TH} = 0,5625 \Omega$$

Linea ij

$$l = 2 \text{ km}$$

$$r = 0,2 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$x = 0,3 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$I_{MAX} = 250 \text{ A}$$

Carichi (tutti uguali)

$$P = 632 \text{ kW}$$

$$Q = 242 \text{ kvar}$$

Dalla simulazione effettuata con algoritmo implementato su Excel si ottengono i seguenti valori di tensioni ai nodi:

$$\Delta V_{01} = \frac{X_{TH} \cdot 5Q}{V_{TH}} = \frac{0,5625 \cdot 1210}{15} = 45,4 \text{ V} \Rightarrow V_1 = V_{TH} - \Delta V_{01} = 14,955 \text{ kV}$$

$$\Delta V_{12} = \frac{r \cdot l \cdot 5P + x \cdot l \cdot 5Q}{V_1} = \frac{0,2 \cdot 2 \cdot 3160 + 0,3 \cdot 2 \cdot 1210}{14,955} = 133 \text{ V} \Rightarrow V_2 = V_1 - \Delta V_{12} = 14,822 \text{ kV}$$

$$\Delta V_{23} = \frac{r \cdot l \cdot 4P + x \cdot l \cdot 4Q}{V_2} = \frac{0,2 \cdot 2 \cdot 2528 + 0,3 \cdot 2 \cdot 968}{14,822} = 107 \text{ V} \Rightarrow V_3 = V_2 - \Delta V_{23} = 14,715 \text{ kV}$$

$$\Delta V_{34} = \frac{r \cdot l \cdot 3P + x \cdot l \cdot 3Q}{V_3} = \frac{0,2 \cdot 2 \cdot 1896 + 0,3 \cdot 2 \cdot 726}{14,715} = 81,1 \text{ V} \Rightarrow V_4 = V_3 - \Delta V_{34} = 14,634 \text{ kV}$$

$$\Delta V_{45} = \frac{r \cdot l \cdot 2P + x \cdot l \cdot 2Q}{V_4} = \frac{0,2 \cdot 2 \cdot 1264 + 0,3 \cdot 2 \cdot 484}{14,634} = 54,4 \text{ V} \Rightarrow V_5 = V_4 - \Delta V_{45} = 14,580 \text{ kV}$$

$$\Delta V_{56} = \frac{r \cdot l \cdot P + x \cdot l \cdot Q}{V_5} = \frac{0,2 \cdot 2 \cdot 632 + 0,3 \cdot 2 \cdot 242}{14,580} = 27,3 \text{ V} \Rightarrow V_6 = V_5 - \Delta V_{56} = 14,553 \text{ kV}$$

Tale algoritmo non tiene conto delle perdite di rete che darebbero luogo a valori leggermente diversi delle tensioni ai nodi.

Per constatare la bontà dei risultati ottenuti è stata eseguita una verifica in ambiente DIgSILENT® PowerFactory [71] allo scopo di permetterci di confrontare i risultati ottenuti con Excel con quelli ottenuti in ambiente DIgSILENT®. In Figura 79 viene riportata la rete e i risultati ottenuti dal lancio del load flow.

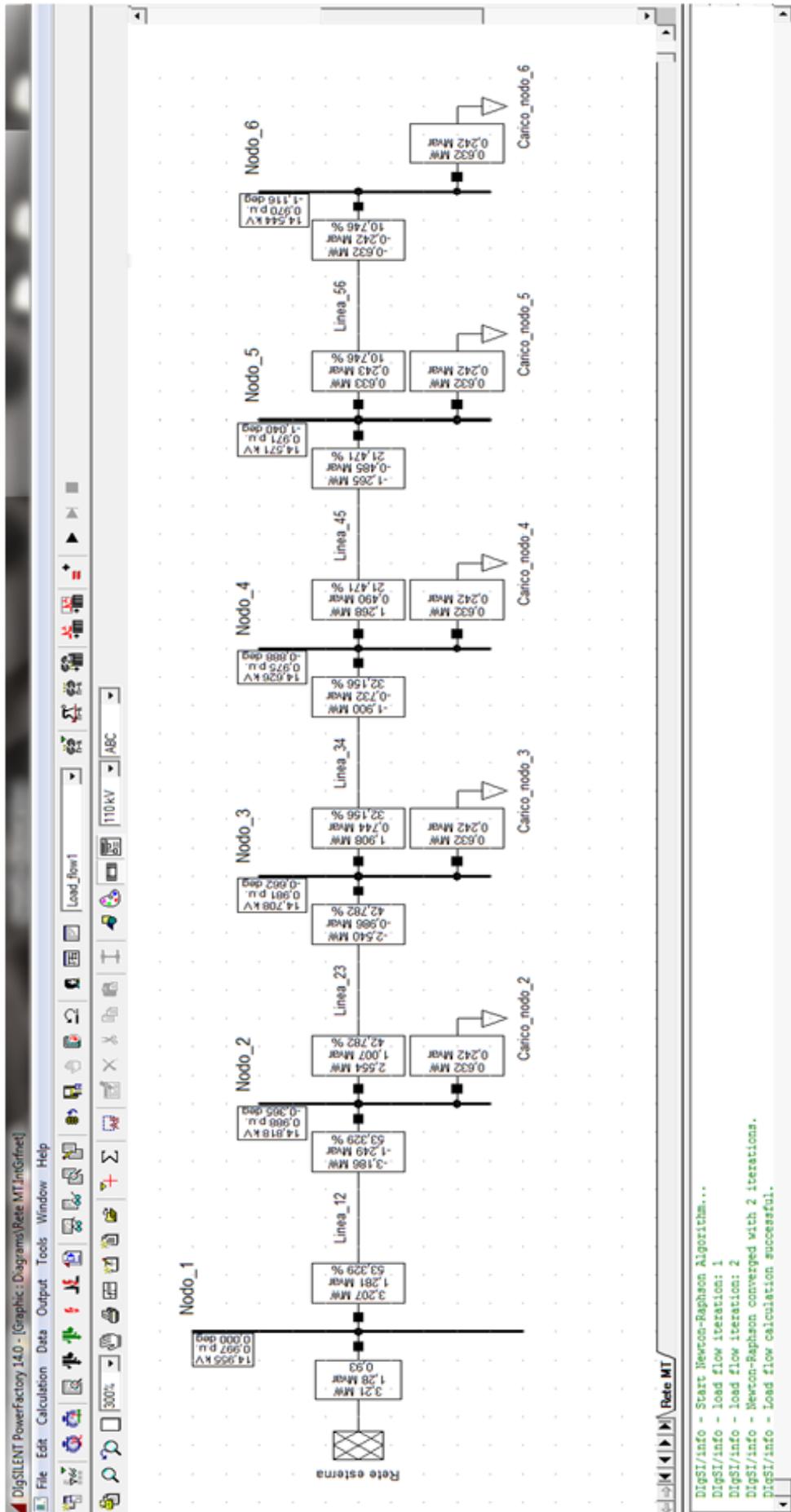
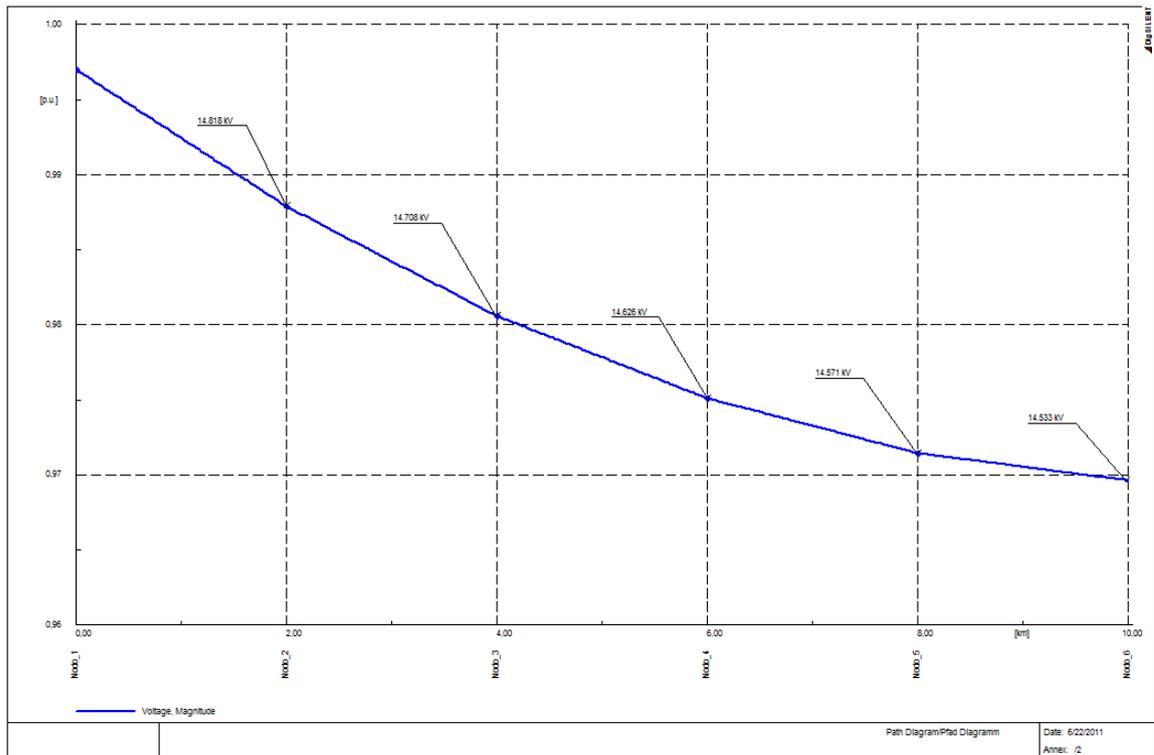


Figura 79 – Risultati load flow in ambiente DigSILENT®



**Figura 80 – Profilo di tensione**

Nella Tabella 13 vengono messi a confronto i valori di tensione dei nodi ottenuti con DIGSILENT® e con Excel.

**Tabella 13 – Confronto fra i valori di tensione ottenuti**

Nodi	Risultati DIGSILENT®	Risultati Excel
Nodo_1	14,955	14,955
Nodo_2	14,818	14,822
Nodo_3	14,708	14,715
Nodo_4	14,626	14,634
Nodo_5	14,571	14,580
Nodo_6	14,544	14,553

La Tabella 13 mette dunque in luce la bontà dei risultati ottenuti attraverso l'utilizzo di un modello di rete semplificato.

## 8.8 Successive fasi del lavoro previste per il completamento dell'algorithmo

Si prevede come obiettivo ultimo di realizzare un algoritmo di ottimizzazione - che gestisca l'aggregato costituito dai 5 stabilimenti in modo da massimizzare l'utile di

esercizio dello stesso - composto di due parti, una sequenziale all'altra: attraverso lo strumento "Risolutore" di Excel, si ipotizza di effettuare una ottimizzazione di tipo puntuale, su base temporale del quarto d'ora, che considera i flussi di potenza attiva e reattiva; questa parte di algoritmo opererebbe a partire dai risultati di una ottimizzazione sequenziale, da scrivere in C++, che consideri soltanto i flussi di potenza attiva e venga eseguita su base giornaliera.

L'algoritmo cercherà di massimizzare l'utile dell'aggregato degli stabilimenti con la possibilità di:

- mantenere un dato profilo di potenza di scambio con la CP;
- effettuare il distacco di carico;
- garantire una potenza di scambio nulla con la CP (isola).

Relativamente alla modalità di gestione del sistema termico, il partner PIN ha previsto che il sistema di cogenerazione venga gestito a chiamata "economica" (quindi diversamente a quanto previsto inizialmente, ossia a chiamata "elettrica" e/o "termica"). Questa tipologia di gestione, considerando che la funzione obiettivo è volta a massimizzare l'utile dell'aggregato, viene ritenuta accettabile da PIN in quanto funzionale al progetto, nonostante si discosti dalla gestione standard dei sistemi di cogenerazione.

Una evoluzione dell'algoritmo potrebbe tener conto anche dei certificati bianchi e quindi calcolare una efficienza annuale.

### **8.8.1 Scenari di simulazione**

In base agli sviluppi dell'area dei Navicelli si prevedono diversi scenari di simulazione su cui testare l'algoritmo:

- Scenario preliminare di sviluppo dell'algoritmo (rete radiale + stabilimenti composti come descritto sopra);
- Scenario con rete radiale + 1 sistema di cogenerazione centralizzato (con caldaia integrativa e accumulo termico centralizzato) + stabilimenti non dotati di sistema di cogenerazione;

- Scenario che prevede la presenza di utenze e sistemi di generazione esterni all'aggregato collegati alla stessa rete radiale di MT a cui sono collegati gli stabilimenti facenti parte dell'aggregato (dotati ciascuno di un sistema di cogenerazione);
- Come sopra considerando però un sistema di cogenerazione centralizzato anziché dislocato presso ogni stabilimento facente parte dell'aggregato;
- Scenario che prevede l'ottimizzazione dell'assetto energetico di un solo stabilimento (che potrebbe essere lo scenario del dimostrativo).

# Conclusioni

Nel seguente lavoro di tesi si è cercato di proporre una nuova filosofia della gestione delle reti di distribuzione che permetta alle risorse energetiche distribuite di non essere più considerate come semplici unità connesse alle reti di distribuzione, secondo un approccio Fit&Forget, bensì di considerarle integrate con la rete. L'operazione di integrazione di tali unità DER con la rete la si potrebbe rendere possibile attraverso il concetto di aggregazione delle singole risorse gestite in Virtual Power Plant. Tale modalità di gestione permetterebbe all'aggregato di raggiungere dimensioni tali da poter avere accesso ai mercati con la possibilità di rivendicare un ruolo da attore comprimario nelle complesse dinamiche di mercato, inoltre il VPP si troverebbe nelle condizioni di poter fornire servizi ancillari agli operatori di rete con una flessibilità sicuramente maggiore rispetto ad un generatore convenzionale, in quanto, il VPP potrebbe dedicare sottogruppi di unità all'interno del portfolio DER da lui controllato nella fornitura di diversi servizi simultaneamente. Inoltre, grazie al concetto VPP, le singole unità distribuite beneficerebbero della strategia intelligente dello stesso VPP, massimizzando i loro profitti.

I progetti FENIX e ADDRESS ampiamente analizzati, individuano possibili logiche di gestione che coinvolgono svariate unità DER e sfruttando tali logiche di gestione si potrebbero raggiungere gli obiettivi di cui sopra. In questi due progetti viene introdotta una figura nuova nell'ambito dei sistemi elettrici, ossia la figura del CVPP in FENIX e dell'aggregatore in ADDRESS. Tale nuova figura, interagendo direttamente con le singole unità da loro gestite, potrebbe influenzarne il loro

comportamento e utilizzando una intelligente strategia di gestione permetterebbe alle singole unità DER maggiori ritorni economici.

All'interno dell'attività di ricerca "Smart grid Navicelli", prendendo spunto dalle logiche di gestione individuate da FENIX e ADDRESS, si è cercato di proporre un'idea di aggregazione economica-gestionale che si ponga come ulteriore strato a qualcosa che già esiste; cioè la situazione attuale prevede un quadro normativo regolatorio di mercato che vede remunerati certi tipi di funzioni e che essenzialmente non ha ancora incentivato un'aggregazione trasversale, in tale lavoro ci siamo posti come obiettivo quello di proporre e dimostrare che potrebbe essere economicamente conveniente un layer virtuale superiore "VPP" che comandi, secondo funzioni obiettivo comuni, soggetti che finora hanno lavorato in maniera disaggregata. Sempre all'interno di tale attività di ricerca abbiamo gettato le basi per la realizzazione di un ottimizzatore da applicare al distretto Navicelli che preveda un'ottimizzazione ex-ante su base giornaliera e un'ottimizzazione in tempo (quasi) reale quarto d'ora per quarto d'ora. Tale ottimizzatore dovrà essere in grado di monitorare il sistema e dovrà adottare tecniche di controllo volte a cambiare il punto di lavoro, al fine di evitare criticità o cogliere opportunità.

# Bibliografia

- [1] Direttiva 96/92/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 Dicembre 1996, Concernente Norme Comuni per il Mercato Interno dell'Energia Elettrica. Gazzetta Ufficiale delle Comunità Europee, No. L27, pp. 20-29, 30 Gennaio, 1997.
- [2] Decreto Legislativo 16/3/1999, n.79, Attuazione della Direttiva 96/92/CE Recante Norme Comuni per il Mercato Interno dell'Energia Elettrica. Gazzetta Ufficiale, No. 75, 31 Marzo, 1999.
- [3] AEEG, Delibera n.111/06 "Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 Marzo 1999, n. 79".
- [4] Gestore Mercato Elettrico, "GME's annual report 2009". [www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org).
- [5] Gestore Mercato Elettrico, "Vademecum of the Italian power exchange". [www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org).
- [6] CIGRE, "Impact of increasing contribution of dispersed generation on the Power System". 1998.
- [7] IEA, Publications "Distributed generation in liberalised electricity market". 2002.
- [8] Terna, "Dati Statistici sull'Energia Elettrica in Italia", 2011. <http://www.terna.it>.

- [9] Ackerman. *Wind Power in Power Systems*. Wiley & Sons, 2005.
- [10] K. E. Johnson, L. Y. Pao, M. J. Balas and L. J. Fingersh, "Control of variable-speed wind turbines". *Control Systems Magazine*, pages 70-81, June 2006.
- [11] I. Munteanu, A. I. Bratcu, N. A. Cutululis, and E. Ceanga, "Optimal control of wind energy systems, towards a global approach". Springer, 2008.
- [12] L. Y. Pao and K. E. Johnson, "A tutorial on the dynamics and control of wind turbines and wind farms". *Proc. American Control Conference*, pages 2076-2089, 2009.
- [13] C. Wang and G. Weiss, "Self-scheduled LPV control of a wind driven doubly-fed induction generator". *Proc. 45th IEEE Conference on Decision and Control*, pages 1246–1251, 2006.
- [14] C. Wang and G. Weiss, "Integral input-to-state stability of the drive train of a wind turbine". *Proc. 46th IEEE Conference on Decision and Control*, pages 6100–6105, 2007.
- [15] L. Calloni, A. Guagliardi, C. Sandroni, "Analisi delle strategie di gestione degli impianti eolici. Modello dinamico per lo studio del controllo di un aerogeneratore su piattaforma flottante". Rapporto ERSE 10000255, 28/02/2010.
- [16] C. Casale, E. Lembo, S. Viani, G. Zanetta, "Gli impianti minieolici in Italia: macchine, quadro normativo, valutazioni tecnico-economiche". Rapporto ERSE 10000252, 28/02/2010.
- [17] IEC 61400-2 ed2.0, "Wind turbines - Part 2: Design requirements for small wind turbines". 21/03/2006.
- [18] GSE, *Solare fotovoltaico: Rapporto statistico 2010*. <http://www.gse.it>.
- [19] V. Brignoli, S. Guastella, F. Paletta, "Stato dell'arte e trends della tecnologia fotovoltaica e del solare termodinamico. Attività normativa nel settore fotovoltaico". Rapporto CESI 08005873, 28/02/2009.
- [20] P. Butler, "Battery Energy Storage for Utility Applications: Phase I, Opportunities Analysis". SANDIA REPORT, 1994.

- [21] P. Butler, J. L. Miller, P. A. Taylor, "Energy Storage Opportunities Analysis Phase II Final Report, A Study for the DOE Energy Storage System Program". SANDIA REPORT, 2002.
- [22] E. Micolano, M. Broglia, M. Preziani, "Risultati della continuazione delle prove di caratterizzazione in laboratorio condotte su accumulatori tradizionali ed avanzati: attività 2005". Rapporto RdS A5053118, 2005.
- [23] E. Micolano, V. Musolino, R. Ferrabue, M. Preziani, "Accumulo elettrico in applicazioni di generazione distribuita". Rapporto RdS A7005609, 2007.
- [24] E. Micolano, M. Preziani, "Stato dell'arte e confronto tecnico-economico delle tecnologie di accumulo elettrico. Sviluppo di un sistema con supercapacitori per applicazioni di Power Quality: sperimentazione delle funzioni in ambiente di simulazione". Rapporto CESI 08005871, 28/02/2009.
- [25] Michele Bianchi, Pier Ruggero Spina, "Integrazione di sistemi cogenerativi innovativi di piccolissima taglia nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica, termica e frigorifera". Report Ricerca di Sistema Elettrico, Settembre 2010.
- [26] F. Polidoro, C. Bossi, A. Casale, M. Marzoli, E. Micolano, F. Paletta, O. Perego, "Monitoraggio degli impianti di generazione distribuita e microgenerazione". Rapporto RdS 06002954, 19/12/2006.
- [27] C. Bossi, F. Paletta, F. Polidoro, "Indagine sulle tecnologie attualmente disponibili per la Generazione Distribuita e Microgenerazione e previsioni di penetrazione al 2015 nel sistema elettrico nazionale". Rapporto RdS A5052567, 31/12/2005.
- [28] D. Bertini, R. Cicoria, J. Silva de Assis, A. Silvestri, D. Falabretti, V. Olivieri, "La penetrazione della Generazione Distribuita nelle attuali reti elettriche italiane". Rapporto ERSE 10000473, 28/02/2010.
- [29] Alpine Space – "AlpEnergy PP4 – FPM – VPS Definition Proposal" Milano 6 November 2008 – VPS Working Group, di Enrico Cagno, Francesco Castelli Dezza, Maurizio Delfanti, Marco Merlo, Andrea Trianni.
- [30] K. El Bakari, W. L. Kling, "Virtual Power Plants: an Answer to Increasing Distributed Generation". IEEE 2010.

- [31] K. El Bakari, J. M. A. Myrzik and W. L. Kling, "Prospects of a Virtual Power Plant to control a cluster of Distributed Generation and Renewable Energy Sources". UPEC, Glasgow, United Kingdom, 2009.
- [32] C. Andrieu, M. Fontela, B. Enacheanu, H. Pham, B. Raison, Y. Besanger, M. Randrup, U.B. Nilsson, R. Kamphuis, G.J. Schaeffer: "Distributed Network Architectures". European project CRISP (ENK5-CT-2002-00673), Deliverable D1.7, 30 August 2005.
- [33] D. Pudjianto, C. Ramsay and G. Strbac, "Virtual power plant and system integration of distributed energy resources". IET Renewable Power Generation 1, pp.10-16, 2007.
- [34] F. Santjer, K. Teichmann, W. Steinert, "Grundlagen und Konzept eines Virtual Power plant in Deutschland". DEWI Magazin Nr. 20, Februar 2002.
- [35] V. Prandoni, M. Vezzola, R. Caldon, "Virtual Power Plant: gestione ottimizzata di un aggregato di impianti di Generazione Distribuita e suo interfacciamento con il controllo coordinato della rete MT". Rapporto RdS A5053350, 20/12/2005.
- [36] R. Caldon, A. Rossi Patria, R. Turri, "Optimal Control of a Distribution System with a Virtual Power Plant". Bulk Power System Dynamics and Control - VI, August 22-27, 2004, Cortina d'Ampezzo, Italy.
- [37] M. Marciandi, D. Moneta, S. Grillo, A. Morini, F. Silvestro, "Gestione ottimizzata della test facility di Generazione Distribuita: algoritmi e prove". Rapporto RdS 0900480, 27/02/2009.
- [38] S. Grillo, A. Morini, S. Massucco, F. Silvestro, "Gestione ottimizzata di reti BT attive". Rapporto RdS A5052056, 15/12/2005.
- [39] M. Marciandi, D. Moneta, P. Mora, "Gestione ottimizzata della Test Facility di generazione distribuita per il controllo del profilo di tensione e prove sperimentali". Rapporto RdS 08000650, 29/02/2008.
- [40] M. Aunedi, G. Štrbac, D. Pudjianto, "Characterization of portfolios of distributed energy resources under uncertainty". C I R E D 20<sup>th</sup> International Conference on Electricity Distribution Prague, 8-11 June 2009.

- [41] P. Lombardi, M. Powalko, K. Rudion, "Optimal Operation of a Virtual Power Plant". IEEE, 2009.
- [42] Mohamad Amin Salmani, Arash Anzalchi, Soudeh Salmani, "Virtual Power Plant: New Solution for Managing Distributed Generations in Decentralized Power Systems". IEEE, 2010.
- [43] Hongbo Ren, Weisheng Zhou, Ken'ichi Nakagami, Weijun Gao, Qiong Wu, "Multi-objective optimization for the operation of distributed energy systems considering economic and environmental aspects". Elsevier Applied Energy 87 (2010) 3642–3651.
- [44] Marko Aunedi, Davor Škrlec, Goran Štrbac, "Optimizing the Operation of Distributed Generation in Market Environment Using Genetic Algorithms". IEEE, 2008.
- [45] S.Y. Kim, D.J. Kim, I.S. Bae, J.O. Kim, "Optimized clustering of VPP using particle Swarm optimization". Hanyang University, Department of Electrical Engineering, Seoul, Korea, 2007.
- [46] C. Bossi, L. Capetta, C. Tornelli, A. Morini, F. Silvestro, "Definizione dei concetti e delle architetture di gestione, controllo e comunicazione di microreti e Virtual Power Plant". Rapporto RdS 06007061, 29/12/2006.
- [47] Maarten Hommelberg, Jean Christophe Maisonobe, "Report on ICT requirements, offers and needs for demand side integration". SEESGEN-ICT, Deliverable 4-2, May, 2010.
- [48] EU-DEEP project website, <http://www.eu-deep.com>.
- [49] DISPOWER European project, "Distributed generation with high penetration of renewable energy sources". Information and Deliverables available on [www.dispower.org](http://www.dispower.org).
- [50] R. Belhomme, R. Cerero Real de Asua, G. Valtorta, A. Paice, F. Bouffard, R. Rooth, A. Losi, "ADDRESS – Active demand for the smart grids of the future". Proceedings CIRED Seminar 2008: Smart Grids for Distribution, Paper No. 0080, June 2008.

- [51] Fenix Consortium Results. <http://www.fenix-project.org/>
- [52] Christophe Kieny, Boris Berseneff, Nouredine Hadjsaid, Yvon Besanger, Joseph Maire, "On the concept and the interest of Virtual Power plant: some results from the European project FENIX". IEEE, 2009.
- [53] Adriaan van der Welle, Christos Kolokathis, Jaap Jansen, Carlos Madina, Angel Diaz, "Financial and socio-economic impacts of embracing the FENIX concept". Deliverable 3.3, 2009.
- [54] Danny Pudjianto, Charlotte Ramsay & Goran Strbac, "The FENIX vision: The Virtual Power Plant and system integration of distributed energy resources". Deliverable 1.4.0, 2006.
- [55] Jaap C. JANSEN, Adriaan van der WELLE, Frans Nieuwenhout, "The virtual power plant concept from an economic perspective: updated final report". Deliverable 3.2.4, 2008.
- [56] Maria SEBASTIAN, Juan MARTI, Peter LANG, "Evolution of DSO Control Centre Tools in order to Maximize the Value of Aggregated Distributed Generation in Smart grid". CIRED Seminar 2008: SmartGrids for Distribution Frankfurt, 23 - 24 June 2008.
- [57] ELIS Dafydd, HUTTON Andy, SOOR Simardeep, WARHAM Tim, "FENIX Regulatory Framework". Deliverable 3.2.6, 2008.
- [58] ELIS Dafydd, SOOR Simardeep, WARHAM Tim, "FENIX Contractual Framework". Deliverable 3.2.6, 2008.
- [59] Juan MARTI, Oihane ABARRATEGUI, Ana GONZALEZ, "Real experience with active DER in distribution networks". CIRED 20th International Conference on Electricity Distribution Prague, 8-11 June 2009.
- [60] ADDRESS WP1, Task 1.1, "Analysis of ADDRESS concepts and proposed architecture; first contextual scenarios". Internal report. Partner(s) Contributing: VITO, UP Comillas, UNI Manchester, EDF SA, EDF Energy, ABB, Labein, UNI Siena, Consentec, Iberdrola distr, ENEL distr, Vattenfall, VTT, Electrolux. January 23th, 2009.

- [61] ADDRESS WP1, Task 1.3, Subtask 1.3.5, "Deregulated players active demand use cases". Internal report. Partner(s) Contributing: UNIMAN, EDF SA, Comillas, Labein, UNI Siena. 09/06/2009.
- [62] ADDRESS, "Technical and Commercial Conceptual Architectures". Deliverable 1.1, 21st October 2009.
- [63] ADDRESS, "Technical and Commercial Conceptual Architectures – Appendices", Deliverable 1.1, 9 April 2010.
- [64] ADDRESS WP1, Task 1.3, Subtask 1.3.6, "Aggregators: roles, activities and relationships with other participants". Internal report. Partner(s) Contributing: Iberdrola SA. 27/02/2009.
- [65] ADDRESS WP1, Task 1.2, Subtask 1.2.2, "Consumers' loads and their flexibility". Internal report. Partner(s) Contributing: Labein, VTT, VITO, Electrolux, UNI Cassino, Philips, EDF, Iberdrola, ENEL prod. 12/01/2009.
- [66] ADDRESS WP1, Task 1.2, Subtask 1.2.1, "DG, RES and storage technologies at consumers' premises". Internal report. Partner(s) Contributing: UNI Siena, UNI Cassino, VITO, ENEL Prod. 13/11/2008.
- [67] Isabel Navalon, Eduardo Navarro, Ignacio Delgado, Ramón Cerero, ADDRESS WP1, Task 1.2, SubTask 1.2.3, "Capabilities of flexible loads, generation and storage". Internal report, 2008.
- [68] ADDRESS WP2, Task 2.1, Subtask 2.1.4, "Energy Box Pre-requirement". Internal Report. Partner(s) Contributing: Alcatel, Electrolux, Ericsson, Enel distr, UNI Siena, Vattenfall, VITO, VTT, ZIV.
- [69] ADDRESS WP1, Tasks 1.3 and 1.4, "Potential barriers against the development of active demand and concepts for their solution". Internal report. Partner(s) Contributing: VITO, Consentec, University of Manchester, University of Siena, Comillas, Labein, EDF SA, Vattenfall, Enel Distr, Cassino, RL Tec. 24/06/2009.
- [70] ADDRESS WP2, Task 2.3, Subtask 2.4.2, "EB software architecture definition". Internal report. Partner(s) Contributing: COMILLAS, EE, L&G, VITO, VTT, ZIV. 31/05/2011.
- [71] "DIGSILENT PowerFactory® 14.0.519 Operating manual", [www.digsilent.de](http://www.digsilent.de).

## *Ringraziamenti*

Alla mia famiglia, a Cristina  
e a tutti coloro che hanno sempre creduto in me ...

GRAZIE DI CUORE.

*Ing. Antonino Russo*