



Studio sui modelli di business di un Aggregatore di distretto

M. Mazzoni, G. Marino, N. Musu



STUDIO SUI MODELLI DI BUSINESS DI UN AGGREGATORE DI DISTRETTO

M. Mazzoni, G. Marino, N. Musu (Nomosma Energia)

Settembre 2018

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2016

Area: Efficienza energetica e risparmio di energia negli usi finali elettrici e interazione con altri vettori energetici

Progetto: D.6 Sviluppo di un modello integrato di smart district urbano

Obiettivo: b. Sistemi e servizi smart per edifici

Responsabile del Progetto: Claudia Meloni, ENEA

Il presente documento descrive le attività svolte all'interno del contratto di servizio "Analisi della fattibilità economica di un Aggregatore residenziale e terziario, in grado di operare sui diversi mercati dell'energia."

Responsabile scientifico ENEA: Sabrina Romano

Responsabile scientifico NE Nomisma Energia srl: Matteo Mazzoni

Si ringrazia l'Università Politecnica delle Marche, in particolare il team di ricerca guidato dal prof. Gabriele Comodi, per il supporto modellistico per la simulazione dei carichi flessibili negli aggregati oggetto di analisi.

Indice

SOMMARIO.....	5
1 LA FIGURA DELL'AGGREGATORE.....	10
1.1. GLI ATTORI	12
1.2. CHI È L'AGGREGATORE?.....	14
1.3. COSA FA L'AGGREGATORE?.....	15
1.4. DEFINIZIONE DELLE TIPOLOGIE DI AGGREGATORE	16
1.4.1. MODELLO UTILITY	17
1.4.2. MODELLO ENERGY SERVICE COMPANY (ESCO).....	18
1.4.3. MODELLO ENERGY COMMUNITY (EC)	20
2 ANALISI REGOLATORIA	23
2.1. ATTUALE QUADRO REGOLATORIO	23
2.2. COME FUNZIONA IL MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO	23
2.3. CHI PUÒ ACCEDERE AL MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO.....	25
2.4. I LIMITI DELL'ATTUALE CONFIGURAZIONE.....	26
2.5. LA DELIBERA AEEGSI 300/2017 E L'APERTURA DEL MERCATO DEL DISPACCIAMENTO ALLA DOMANDA ELETTRICA	27
2.5.1. L'obiettivo della Delibera 300.....	27
2.5.2. Descrizione delle nuove figure.....	27
2.5.3. I progetti pilota.....	29
3 STRUTTURA DEI MERCATI	31
3.1. MGP, IL MERCATO DEL GIORNO PRIMA	31
3.2. MI, IL MERCATO INFRAGIORNALIERO	34
3.3. MSD, IL MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO	38
3.4. CONFRONTO TRA MERCATI	46
4 ANALISI DEI COSTI.....	49
4.1. UTILITY	50
4.2. ESCO	51
4.3. ENERGY COMMUNITY.....	52
5 SIMULAZIONI DI MERCATO	53
5.1. DATI DI INPUT	53
5.2. SIMULAZIONI.....	57
5.3. ANALISI DEI POTENZIALI RICAVI.....	58
5.4. VALUTAZIONE DEI POTENZIALI RICAVI	60
5.5. ANALISI DEI VOLUMI	64
5.6. OSSERVAZIONI FINALI	70
6 LE TIPOLOGIE DI AGGREGATORE A CONFRONTO	74
6.1. UTILITY	76
6.2. ESCO	77
6.3. ENERGY COMMUNITY.....	77
6.4. I TRE MODELLI A CONFRONTO	78
7 POTENZIALI BARRIERE NON ECONOMICHE	81
7.1. BARRIERE INFORMATIVE	81
7.2. BARRIERE REGOLATORIE.....	82
7.3. BARRIERE TECNICHE	84
8 CRITICITÀ E OPPORTUNITÀ	86

9	CONCLUSIONI	90
10	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	92
11	ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI.....	93
12	CURRICULUM VITAE.....	94
12.1.	MATTEO MAZZONI	94
12.2.	GIANCAMILLO MARINO	94
12.3.	NICCOLÒ MUSU.....	94

Sommario

I sistemi elettrici nazionali, storicamente dominati da centrali elettriche di grandi dimensioni con profili di produzione programmabile, poggiano le proprie basi di funzionamento sulla regolazione dell'offerta per seguire il carico in tempo reale. Questo si è tradizionalmente tradotto in un semplice assunto: è l'offerta che garantisce la flessibilità necessaria a mantenere l'equilibrio tra la domanda richiesta nell'istante temporale. L'evoluzione avviata più di un decennio fa, sta portando i sistemi elettrici europei verso un mix di generazione più decentralizzato, meno prevedibile e meno flessibile da operare a causa dell'integrazione massiccia di fonti energetiche rinnovabili e distribuite. Per consentire l'integrazione su larga scala di queste energie rinnovabili al fine di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione dei sistemi elettrici senza mettere a repentaglio la sicurezza dell'approvvigionamento, è ipotizzabile che la domanda assuma un ruolo crescente nel poter fornire una maggiore flessibilità.

Il settore elettrico è al centro del processo di trasformazione che sta interessando il mercato energetico. Insieme alla progressiva elettrificazione del sistema energetico, e lo sviluppo della generazione distribuita, la digitalizzazione sta abbattendo il muro che ha tradizionalmente separato offerta e domanda, dando la possibilità ai consumatori di interagire direttamente nel processo di bilanciamento tra domanda e offerta in tempo reale. Il consumatore diventa così parte attiva della gestione del sistema elettrico, potenzialmente traendone molteplici benefici: ambientali, economici e di qualità del servizio, o dei servizi.

L'obiettivo di questo studio è quello di analizzare in dettaglio una parte di questo processo che sta trasformando il consumatore in una nuova figura, identificata con il nome di *prosumer*. In particolare, ci focalizzeremo sulle potenzialità offerte dall'ottimizzare i consumi aggregati di una pluralità di piccoli consumatori, del residenziale e del terziario, in modo tale da sfruttare i segnali di prezzo dei diversi mercati energetici. La funzione di aggregazione è svolta da un soggetto terzo, definito aggregatore, che ha il ruolo di interfaccia verso i clienti finali e verso il mercato. Lo scopo è valutare la fattibilità tecnico-economica di un aggregatore di distretto, analizzando tre possibili modelli di business: quello di una Utility, quello di una Energy Service Company, quello di una Energy Community.

I tre modelli considerati differiscono tra di loro per molteplici aspetti, che vanno da quello organizzativo, di commercializzazione di servizi di trading e vendita fino a quello di sviluppo della piattaforma ICT e di ottimizzazione. In particolare, nell'analisi abbiamo considerato che:

- la Utility sia in grado di internalizzare tutte le fasi di operatività di un aggregatore, dal trading alla commercializzazione dell'energia, dallo sviluppo della piattaforma ICT ad un'ottimizzazione di portafoglio sia lato generazione che lato vendita;
- la EScO integri l'aggregazione all'interno dei propri servizi tipici di efficientamento energetico, fornendo sia un'ottimizzazione dei consumi (con conseguenti risparmi) che una redditività addizionale garantita dalla valorizzazione della flessibilità nei diversi mercati, internalizzando anche la fase di sviluppo;
- la Energy Community si configuri come un soggetto in grado di sfruttare il proprio portafoglio di impianti produttivi (tipicamente a fonti rinnovabili) per ottimizzare le fasi di diminuzione e aumento dei consumi, massimizzando le poche funzioni già presenti nella struttura, ed esternalizzando la fase di sviluppo della piattaforma ICT e di ottimizzazione, e di trading laddove richiesto.

Per far questo, sono state condotte delle simulazioni volte a determinare i potenziali ricavi della partecipazione ai diversi mercati elettrici (MGP e MI) e dei servizi (MSD) da parte di un aggregatore. I set di dati utilizzati per le analisi sono differenziati su tre città italiane, ognuna delle quali corrisponde ad una diversa zona del mercato elettrico italiano: Brescia per la zona NORD, Roma per la zona CSUD e Bari per la zona SUD. Per ognuna delle tre città sono stati presi in considerazione i consumi di 10.000 utenze domestiche da 3 kW di capacità, 30 uffici da 50 kW e 10 scuole da 300 kW; in particolare i fabbisogni energetici per riscaldamento, raffrescamento, lavatrici e lavastoviglie. Per quanto riguarda i fabbisogni termici, cioè quelli di riscaldamento e raffrescamento, la flessibilità di ogni utenza è circoscritta ad una fascia oraria di 3 ore: 5 diversi gruppi di utenze domestiche con altrettante fasce nell'arco della giornata dalle 6 alle 21, 3 fasce dalle 9 alle 18 per gli uffici e un'unica fascia dalle 12 alle 15 per le scuole.

Per ognuna delle tre città in esame, sono state effettuate tre differenti simulazioni: nella prima analisi si è inclusa la flessibilità dei soli profili di riscaldamento e raffreddamento delle utenze domestiche; nella seconda si sono inclusi anche gli elettrodomestici (solo lavatrice e lavastoviglie) e la loro flessibilità; nella terza ed ultima simulazione si sono aggiunti anche gli uffici.

Le principali risultanze dell'analisi ci dicono che:

- a. In termini di volumi di elettricità, tutte le città in analisi evidenziano valori simili in termini di disponibilità a scendere (riduzione dei consumi), che di necessità di risalire (aumento successivo dei consumi): 2,6 MWh di disponibilità a ridurre i consumi contro i 2 MWh di necessità di riacquisto (corrispondente a circa il 75% della disponibilità).
- b. I ricavi differiscono in modo significativo in considerazione della zona in analisi; mentre per le città di Roma e Brescia questi si attestano su ordini di grandezza delle centinaia di migliaia di euro per l'aggregato di utenze (259.000 €/anno a Brescia e 320.000 €/anno a Roma), a Bari sono sensibilmente inferiori (circa 5.000 €/anno). Questo è dovuto alla diversità intrinseca del mercato MSD tra le diverse zone: se nella zona Nord registriamo i volumi maggiori, nella zona CSud e Sud osserviamo i prezzi più alti; tuttavia, i volumi scambiati su MSD nella zona Sud sono solo una minima parte rispetto a quelli della zona CSud (l'1%). La zona Sud. Infatti, non presenta un grande bisogno di risorse di flessibilità in virtù di un'abbondanza di impianti di generazione.
- c. In tutte le simulazioni, i ricavi sono maggiori nei mesi invernali, per via di una maggiore flessibilità dei consumi per il riscaldamento sia delle utenze domestiche che di quelle del terziario.
- d. I costi di risalita annuali, ovvero la necessità di riacquistare energia elettrica per compensare il minor consumo conferito come flessibilità al sistema, risultano più bassi: circa 120.000 €/anno nelle simulazioni per la città di Brescia e 105.000 €/anno per quelle della Roma, incidendo sui ricavi del MSD rispettivamente della metà e di 1/3. A Bari invece, i circa 100.000 €/anno di costi di risalita hanno un valore pari a circa 20 volte quello dei potenziali ricavi che sono, come già detto, molto bassi.
- e. La riduzione dei consumi complessivi di energia porta ad un risparmio annuale tra i 110.000 e i 120.000 €/anno per tutte e tre le città in questione. Tuttavia, va specificato che, a seconda della tipologia di aggregatore considerato, la riduzione dei consumi potrebbe costituire un risparmio o un mancato introito (ad esempio nel caso in cui l'aggregatore sia una utility).

Una volta determinati i potenziali ricavi dalla partecipazione ai diversi mercati, sono stati costruiti dei business plan specifici per le tre tipologie di aggregatore oggetto di analisi. L'eterogeneità delle strutture aziendali e operative dei 3 modelli di business considerati si traduce in una differenziazione dei costi e dei

potenziali ricavi che differiscono da caso a caso. Al fine di effettuare un confronto puntuale tra ogni modello di business è stato costruito uno scenario di riferimento comune (scenario base) e poi testati altri scenari al variare di singoli fattori: il numero delle utenze aggregate, che raddoppia nello scenario S1 e triplica nello scenario S2; la fornitura di servizi di *smart home* addizionali nello scenario S3 e nello scenario S4 (che esclude l'utilizzo di capitale di debito rispetto a S3) per un ammontare annuo pari a 100 €/utenza.

Figura 1 - Sintesi dei principali risultati economici dello studio

Utility					ESCO					Energy Community				
Brescia					Brescia					Brescia				
Roma					Roma					Roma				
Bari					Bari					Bari				
Scenario base					Scenario base					Scenario base				
TIR	%	Negativo	Negativo	Negativo	TIR	%	Negativo	Negativo	Negativo	TIR	%	Negativo	Negativo	Negativo
VAN 5%	€	-2.386.286	-1.519.320	-5.049.105	VAN 5%	€	-3.492.476	-2.639.399	-6.163.421	VAN 5%	€	-2.027.347	-1.548.066	-3.636.661
VAN 8%	€	-1.935.571	-1.244.744	-4.025.631	VAN 8%	€	-2.793.990	-2.121.680	-4.898.010	VAN 8%	€	-1.641.071	-1.341.958	-2.908.622
Pay Back	anni	NO PB	NO PB	NO PB	Pay Back	anni	NO PB	NO PB	NO PB	Pay Back	anni	NO PB	NO PB	NO PB
DSCR	nr	2,0	0,9	5,4	DSCR	nr	3,4	2,3	6,9	DSCR	nr	2,3	1,7	5,0
Sensitivity 1					Sensitivity 1					Sensitivity 1				
TIR	%	Negativo	8%	Negativo	TIR	%	Negativo	Negativo	Negativo	TIR	%	Negativo	9%	Negativo
VAN 5%	€	-1.343.111	157.463	-6.643.470	VAN 5%	€	-2.085.762	-437.564	-7.432.979	VAN 5%	€	-427.147	160.597	-3.591.891
VAN 8%	€	-1.165.054	18.093	-5.341.015	VAN 8%	€	-1.749.870	-449.106	-5.962.106	VAN 8%	€	-440.927	23.101	-2.938.369
Pay Back	anni	NO PB	12	NO PB	Pay Back	anni	NO PB	NO PB	NO PB	Pay Back	anni	NO PB	12	NO PB
DSCR	nr	0,0	1,2	-3,9	DSCR	nr	-0,5	0,7	-4,5	DSCR	nr	0,6	1,2	-2,1
Sensitivity 2					Sensitivity 2					Sensitivity 2				
TIR	%	Negativo	26%	Negativo	TIR	%	Negativo	21%	Negativo	TIR	%	16%	28%	Negativo
VAN 5%	€	-422.479	1.490.933	-8.239.425	VAN 5%	€	-759.300	1.160.673	-8.701.273	VAN 5%	€	748.557	1.569.760	-3.547.167
VAN 8%	€	-491.958	1.013.659	-6.657.710	VAN 8%	€	-763.272	750.855	-7.025.143	VAN 8%	€	426.617	1.074.244	-2.968.087
Pay Back	anni	NO PB	5	NO PB	Pay Back	anni	NO PB	6	NO PB	Pay Back	anni	8	4	NO PB
DSCR	nr	0,8	1,8	-3,3	DSCR	nr	0,6	1,6	-3,6	DSCR	nr	1,4	1,9	-1,1
Sensitivity 3					Sensitivity 3					Sensitivity 3				
TIR	%	15%	18%	8%	TIR	%	12%	15%	5%	TIR	%	16%	18%	12%
VAN 5%	€	2.801.095	3.432.758	891.129	VAN 5%	€	2.012.508	2.628.190	94.083	VAN 5%	€	3.086.463	3.360.197	1.924.991
VAN 8%	€	1.569.999	2.067.500	65.357	VAN 8%	€	952.382	1.437.601	-556.871	VAN 8%	€	1.801.145	2.017.020	886.329
Pay Back	anni	9	7	13	Pay Back	anni	11	9	15	Pay Back	anni	8	7	11
DSCR	nr	1,4	1,5	1,1	DSCR	nr	1,3	1,4	1,0	DSCR	nr	1,5	1,5	1,3
Sensitivity 4					Sensitivity 4					Sensitivity 4				
TIR	%	11%	12%	7%	TIR	%	10%	11%	6%	TIR	%	12%	12%	9%
VAN 5%	€	3.083.395	3.715.058	1.172.615	VAN 5%	€	2.294.808	2.910.490	337.232	VAN 5%	€	3.361.650	3.635.384	2.200.178
VAN 8%	€	1.277.918	1.775.508	-227.516	VAN 8%	€	660.301	1.145.519	-882.449	VAN 8%	€	1.516.423	1.732.298	601.607
Pay Back	anni	8	8	10	Pay Back	anni	9	8	11	Pay Back	anni	8	8	9
DSCR	nr	nd	nd	nd	DSCR	nr	nd	nd	nd	DSCR	nr	nd	nd	nd

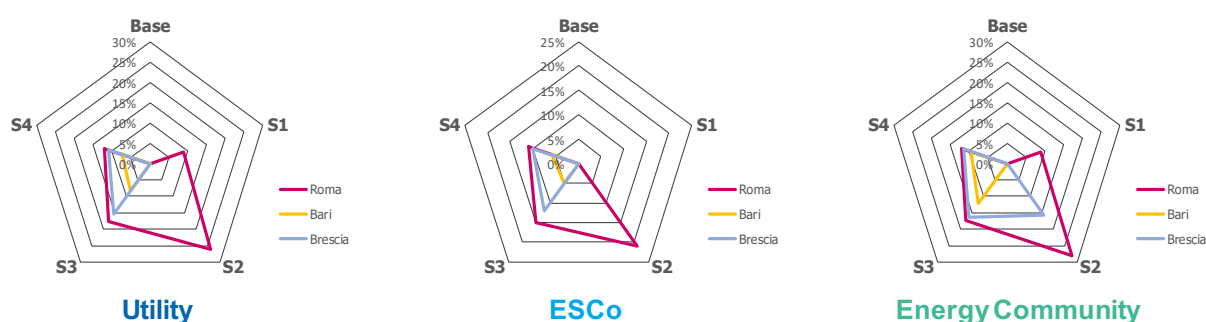
I risultati delle diverse simulazioni forniscono le seguenti evidenze:

- La dimensione minima del pool di utenze aggregate in grado di generare profitti per un aggregatore è pari a 20.080 utenze: al di sotto di tale dimensione, nessun business plan fornisce indicazioni positive in termini di redditività.
- La zona di Roma si conferma quella che offre prospettive di mercato più interessanti per un aggregatore: questo è principalmente connesso ai maggiori ricavi che un operatore riesce ad estrarre dalla partecipazione a MSD in virtù di prezzi più elevati espressi nella zona CSud (3 volte superiori a quelli della zona Nord) nei mesi invernali, ovvero quando la flessibilità a disposizione dell'aggregatore è maggiore grazie ai carichi termici.
- Nella zona di Brescia, solo il modello Energy Community è attualmente in grado di generare ritorni dall'investimento in uno scenario di offerta limitata al solo servizio di flessibilità, grazie ai minori costi di risalita sostenuti dalla EC.
- I modelli EC e Utility sono gli unici che generano profitti in uno scenario con un numero di utenze pari a 20.080, ed esclusivamente nelle zone di Brescia e Roma; in nessun caso l'aggregatore riesce ad ottenere ricavi necessari a giustificare l'investimento nella zona di Bari solo vendendo servizi di flessibilità. La zona Sud si conferma, dunque, una zona poco interessante per lo sviluppo di servizi di DMS.
- Aggiungere servizi di *smart home*, seppur comporti un aggravio importante nei costi d'investimento, in virtù di un aumento del costo dei device da installare presso gli utenti finali (575 € contro i 50 € dello

scenario base), permette di generare ricavi sufficienti a rendere profittevole l'investimento in tutti i modelli di business, in tutte le zone di mercato analizzate.

- vi. A conferma di quanto ricavato negli scenari S1 e S2, il modello EC e il modello Utility sono i modelli di business che generano i profitti maggiori, con un ritorno dell'investimento (TIR) tra il 18% e il 19% nelle zone di Brescia e Roma, che scende al 12% e 5% nella zona di Bari.
- vii. Il modello ESCo genera profitti minori in tutti gli scenari analizzati: i ricavi maggiori sono generati dalla EC nello scenario S3.
- viii. La sostenibilità del business plan di un aggregatore nella zona di Bari è quasi interamente connessa ai ricavi derivanti dalla fornitura di servizi di *smart home*.
- ix. La sostenibilità finanziaria dell'investimento è garantita quasi esclusivamente nello scenario in cui c'è integrazione tra servizi di flessibilità e servizi di *smart home*.
- x. I tempi di rientro dall'investimento per la EC variano da un minimo di 4 anni nella zona di Roma con un numero di utenze pari a 30.120, ad un massimo di 11 anni con un numero di utenze pari a 20.080. Negli scenari con integrazione di servizi aggiuntivi, la EC ritorna dall'investimento in media in 8 anni;
- xi. Per una Utility, i tempi di rientro vanno da un minimo di 5 anni nella zona di Roma con un numero di utenze pari a 30.120, ad un massimo di 11 anni con un numero di utenze pari a 20.080. Negli scenari con integrazione di servizi aggiuntivi, la Utility ritorna dall'investimento in media in 9 anni;
- xii. Per una ESCo, i tempi di rientro vanno da un minimo di 6 anni nella zona di Roma con un numero di utenze pari a 30.120, ad un massimo di 15 anni nello scenario con offerta di servizi aggiuntivi nella zona di Bari.

Figura 2 - TIR: confronto tra modelli di business scenari e zone di mercato



In definitiva, possiamo affermare che la sostenibilità economica dei business plan analizzati si poggia su tre fattori chiave:

- I. La zona geografica (di mercato) in cui l'aggregatore opera: Roma è l'area geografica che garantisce i profitti più elevati e quindi tempi di ritorno dall'investimento minori e un tasso interno di rendimento maggior. Viceversa, Bari, e la zona Sud, non presentano opportunità interessanti per un aggregatore.
- II. La necessità di scalare le soluzioni, sia hardware che software, per rendere il business plan economicamente sostenibile. Ad un aumento del numero di utenze, i ricavi derivanti dall'offrire servizi di flessibilità sui diversi mercati aumentano in modo significativo. In prospettiva, soprattutto per quei modelli di business che faticano maggiormente nel gestire un numero elevato di utenze (la Energy

Community), l'aumento dei carichi individuali, derivante da una maggiore elettrificazione dei consumi, potrebbe sostituirsi alla necessità di scalare i volumi in termini di numerosità dei clienti.

- III. La possibilità di estendere la gamma di servizi offerti sfruttando la tecnologia installata presso il cliente finale e l'infrastruttura ICT sviluppata per estrarre una marginalità addizionale. Grazie ad un'offerta diversificata di servizi, valorizzati separatamente, il tasso di rendimento dell'investimento migliora sensibilmente. Aumentare il numero di servizi, e dunque i ricavi connessi con la singola utenza, permette ad un operatore di ottenere marginalità positive anche nell'area geografica di Bari.

Quest'ultimo aspetto, in particolare, testimonia un fenomeno che è già in atto e che sta coinvolgendo molti venditori di energia elettrica e gas, la cui vendita sarà sempre più un elemento integrato all'interno di un pacchetto di servizi da offrire al cliente finale.

Nonostante i risultati dello studio mettano in luce, già ora, le potenzialità di mercato connesse con l'emergere di una nuova figura, l'aggregatore di distretto, il quadro normativo continua a presentare una serie di ostacoli che ne limitano lo sviluppo. Il regolatore italiano si è mosso in tal senso e, attraverso i primi progetti pilota delle UVAC, ha aperto il campo a sviluppi interessanti. Ulteriori sforzi si rendono necessari, soprattutto nel riuscire a promuovere e rendere più conscio il consumatore finale dei vantaggi connessi con una gestione efficiente dei consumi in un'ottica di sistema; a questo riguardo, è cruciale che il regolatore prosegua nell'azione avviata volgendo l'attenzione verso una corretta valorizzazione della fornitura di energia elettrica, che sia sempre più in grado di riflettere i fenomeni di scarsità di offerta e utilizzo delle reti.

Lo sviluppo tecnologico, che vedrà da un lato l'aumento dei consumi elettrici connessi con la diffusione di pompe di calore elettriche e veicoli elettrici, e dall'altro l'affermarsi di architetture, device e sistemi digitali sempre più interconnessi, permetterà di superare molte delle criticità evidenziate in questo studio, consolidando ulteriormente la validità dei risultati economici qui calcolati.

Lo studio è articolato in 8 capitoli: nel primo capitolo è stata analizzata in dettaglio la figura dell'aggregatore e, in particolare, i tre business model oggetto di analisi. Nel secondo e nel terzo, è stato fornito un quadro dell'attuale set di norme che regolano la partecipazione della domanda ai diversi mercati e la struttura degli stessi, guardando ai volumi e ai prezzi nelle diverse zone. Nel capitolo 4 si è passati ad un'analisi dei costi per i tre modelli di aggregatore, dividendo tra costi d'investimento e costi operativi. Nel capitolo 5 e 6 troviamo le risultanze delle simulazioni effettuate, con un primo sguardo ai ricavi derivanti dalla partecipazione ai mercati e una successiva analisi della sostenibilità economico-finanziaria dei tre modelli di aggregatore. Infine, nel capitolo 7 e nel capitolo 8 sono state analizzate le barriere non economiche che al momento limitano lo sviluppo dell'aggregatore, le criticità evidenziate nella fase operativa e le opportunità che si aprono davanti, in virtù di un percorso evolutivo dei mercati energetici che è solo alle prime fasi.

1 La figura dell'Aggregatore

Il recente incremento della generazione da fonti rinnovabili non programmabili (FNRP), destinato a continuare anche in futuro grazie alle politiche energetiche messe in atto a livello europeo, ha generato alcune problematiche nella programmazione a breve termine e nell'attività del sistema elettrico. La riduzione degli impianti programmabili a vantaggio di quelli non programmabili ha determinato, infatti, una diminuzione della potenza disponibile per i servizi di regolazione. Specularmente l'aumento della produzione da FNRP, poiché per natura meno prevedibile, implica un incremento delle necessità di bilanciamento e quindi del fabbisogno di riserva.

Il nuovo sistema elettrico che si sta formando avrà sempre più bisogno di nuove risorse flessibili che siano in grado di variare il flusso di immissione/prelievo dalla rete in modo continuativo ed immediato. Risorse flessibili, al momento sono escluse dalla fornitura dei servizi di bilanciamento, potrebbero presto diventare attori importanti del MSD, con un coinvolgimento sempre maggiore della domanda nella fornitura dei servizi di regolazione. Gli stessi consumatori, dunque, sono destinati a ricoprire un ruolo sempre più attivo nella gestione del sistema elettrico, contribuendo sia ad aumentare il livello di sicurezza che di efficienza dell'intero sistema, traendone potenzialmente un profitto.

Data la dipendenza delle FNRP da condizioni meteorologiche instabili, programmi di gestione dei consumi e sistemi di misurazione avanzati diventano requisiti cruciali per integrare le risorse rinnovabili all'interno della rete. A questi si aggiunge anche la costruzione di una nuova infrastruttura di rete in grado di far operare le diverse risorse in maniera armonica: la *smart grid* (SG). Il termine *smart grid* è un'etichetta generica per le moderne infrastrutture della rete elettrica, che aggiungono capacità di comunicazione e rilevamento automatizzate e integrate a un sistema di distribuzione di elettricità classica. Sensori e sistemi di comunicazione migliorano l'efficienza della rete e la sua affidabilità, cioè consentono un migliore rilevamento dei guasti, inoltre, tutti i componenti di un SG sono in grado di funzionare in entrambi i sensi, prelievo e immissione.

L'avvento della SG apre le porte alla diffusione di servizi che vanno sotto il nome di *Demand Side Management* (DSM). Tali servizi, operati generalmente da soggetti partecipanti al mercato in maniera attiva, offrono l'opportunità ai consumatori (residenziali, commerciali o industriali) di ottimizzare l'utilizzo delle loro risorse sia in maniera automatizzata (segnali di controllo) che discrezionale (incentivi finanziari). Attraverso un coinvolgimento diretto, i consumatori possono di fatto ottenere una remunerazione dal processo di modulazione della propria capacità di consumo e, quando disponibili, incrementare l'efficienza energetico-economica degli impianti di generazione e di accumulo.

Quando si parla di DSM ci riferiamo in generale ai servizi di gestione attiva della domanda che vanno sotto il nome di Demand Response (DR): possiamo definire la DR come l'insieme di azioni intraprese dai consumatori elettrici su base volontaria, in forma individuale o aggregata, in modalità automatica o manuale, finalizzate a modificare il profilo di prelievi ed immissioni in risposta alle condizioni (segnali di prezzo) del mercato. Possiamo dividere i servizi di DR in 2 categorie:

- i. Demand Response esplicita,
- ii. Demand Response implicita.

Nel primo caso, talvolta chiamato anche "incentive-based", le risorse flessibili provenienti dal lato della domanda sono scambiate nei mercati all'ingrosso, di bilanciamento e, ove applicabile, di capacità. I consumatori ricevono pagamenti diretti in cambio della modifica, su richiesta, dei propri modelli di consumo

(o generazione). Tali richieste possono essere innescate, ad esempio, dall'attivazione di energia utile al bilanciamento, dalle differenze nei prezzi dell'elettricità o da un vincolo generatosi sulla rete. Nel secondo caso (DR implicita) la discriminante è la tariffa: attraverso la definizione di una tariffa dinamica, differenziata nelle diverse ore del giorno, si fornisce al consumatore un incentivo implicito per modulare i propri consumi sulla base del maggiore o minore costo nel tempo. Le due forme di DR non si escludono vicendevolmente: se sapientemente disegnato, il mercato elettrico può trarre importanti benefici da entrambi i meccanismi sfruttando a pieno le diverse esigenze dei consumatori.

Figura 3 – Mappa di servizi di DR espliciti in Europa, 2017



Fonte: Smart Energy Demand Coalition (SEDC), "Explicit Demand Response in Europe. Mapping the Markets 2017"

Nel 2017, in Europa, la diffusione di servizi di DR è ancora limitata (Figura 3). A fronte di un potenziale stimato dalla Commissione Europa di 100 GW, attualmente l'Europa sta attingendo a circa 20 GW di DR attivata.

Il principale ostacolo al pieno utilizzo delle risorse flessibili dal lato della domanda è rappresentato dal fatto che in molti mercati europei la partecipazione di tali risorse al mercato elettrico non è ancora autorizzata. È evidente che l'apertura generale del mercato sia una condizione necessaria affinché la DR possa svilupparsi nel pieno delle proprie potenzialità. Un secondo elemento necessario, è la presenza di soggetti in grado di fornire servizi di DR. In questo quadro, emerge con forza il ruolo di una nuova figura: l'aggregatore. Un soggetto che fornisce al gestore di rete il servizio aggregando il contributo di un insieme di utenze, anche di piccola taglia, le quali, prese singolarmente, non avrebbero la possibilità di partecipare al mercato.

Sono molti i Paesi che stanno testando diverse modalità attraverso le quali inserire questa nuova figura all'interno del mercato elettrico. La Finlandia è uno dei Paesi del Nord Europa che si distingue maggiormente,

in quanto consente ad aggregatori indipendenti di operare in almeno uno dei mercati dei servizi ancillari. Prevede, inoltre, di attivare progetti pilota che permettano alle aggregazioni indipendenti di prendere parte ad altri settori del mercato di bilanciamento a partire dal 2017. Anche la Germania ha conseguito miglioramenti significativi, grazie agli aggiornamenti che ha apportato (o che sta per apportare) alle definizioni delle risorse ammesse e all'apertura del mercato di bilanciamento all'aggregazione indipendente. Al contrario, Austria, Danimarca, Germania, Paesi Bassi, Norvegia e Svezia, pur formalmente aprendo i mercati dell'energia elettrica al DSM, sono caratterizzati da barriere (principalmente stringenti requisiti di accesso) che ne continuano ostacolare la crescita. Slovenia e Polonia poi, pur aprendo il mercato di bilanciamento, non ne permettono l'accesso agli aggregatori. Infine, in Spagna, Portogallo ed Estonia la flessibilità offerta dal DSM non è ancora accettata in alcun mercato.

L'Italia ha progressivamente iniziato a definire le misure normative necessarie per costruire un quadro di riferimento stabile per la DSM; tuttavia, nonostante i mercati si stiano gradualmente aprendo, permangono delle alte barriere che ostacolano la partecipazione attiva dei consumatori e l'affermazione dei soggetti aggregatori.

1.1. *Gli attori*

Per cogliere le opportunità legate allo sfruttamento della flessibilità di utenze di diversa dimensione e con profili di consumo altrettanto eterogenei, occorre una figura, quella dell'aggregatore, che agisca da interlocutore unico con per gli aspetti organizzativi, di gestione e vendita di servizi di flessibilità. Prima di analizzare dettagliatamente la figura dell'aggregatore - nuova figura del mercato elettrico - può essere utile fare una panoramica di tutti i soggetti coinvolti nell'attività di business:

1. **Prosumer:** è un *producer/consumer* ovvero un consumatore finale che opera come attore nei processi di DR. A prescindere dalla taglia o dalla natura (industriale o domestica), al fine di ottenere la qualifica di prosumer, è necessario che esso possieda asset (Active Demand & Supply) con cui prestare servizio di flessibilità;
2. **Aggregatore:** come verrà approfondito in questo capitolo, è il soggetto che aggrega e attiva risorse di flessibilità messe a disposizione dai prosumer per fornirle a un Fornitore: un Balance Responsible Party (BRP), un DSO o un TSO, in quest'ultimo caso attraverso un Balancing Service Provider (BSP). Il suo scopo è quello di massimizzare il valore delle risorse fornite agli utenti dando precedenza agli ordini di maggiore urgenza. Deve, inoltre, garantire il corretto funzionamento del sistema di flessibilità al mercato e tutelare i prosumer dal rischio di mancata consegna;
3. **Fornitore (Supplier):** è il soggetto responsabile della vendita/acquisto ai/dai prosumer dell'energia da essi consumata/prodotta. Nel caso più semplice, come ad esempio in Italia, il Fornitore è anche responsabile degli sbilanciamenti (BRP) del proprio portafoglio di prosumer;
4. **Distribution System Operator (DSO):** si occupa di gestire attivamente la rete di distribuzione. A esso vengono anche imputate le responsabilità dovute al rapporto tra il costo e l'effettiva distribuzione di energia, mentre al contempo deve mantenere stabilità nel bilanciamento della rete di una specifica regione. In fase di necessaria flessibilità il DSO valuta il rischio connesso al processo di attivazione di asset appartenenti ai prosumer, acquistando da questi ultimi le risorse utili.
5. **Transmission System Operator (TSO):** il TSO ha il compito di trasportare l'energia dai luoghi di produzione ai DSO quindi ai prosumer, attraverso la rete in alta tensione. Esso gestisce la rete di

trasmissione garantendone, tramite continui monitoraggi, la capacità di rispondere alla domanda di dispacciamento, la capacità di regolazione dei flussi, la capacità di riserva e di risposta a situazioni di emergenza.

6. **Balance Responsible Party (BRP):** è il soggetto che si occupa di bilanciare attivamente generazione e consumo di un portafoglio che può comprendere Produttori, Fornitori, aggregatori e prosumer. Nel caso di un Imbalance Settlement Period (ISP), in cui fornitura e consumo di energia del proprio portafoglio non si compensino, il BRP è soggetto al pagamento di oneri di sbilanciamento.
 - a. **BRP del Fornitore (BRP_{sup}):** nel caso più generale, il Fornitore delega ad un BRP (detto BRP_{sup}) la responsabilità del bilanciamento del proprio portafoglio di prosumer.
 - b. **BRP dell'Aggregatore (BRP_{agr}):** nel caso più generale, l'Aggregatore delega ad un BRP (detto BRP_{agr}) la responsabilità degli sbilanciamenti derivanti dall'attivazione delle risorse di flessibilità: l'attivazione infatti determina uno sbilanciamento nel portafoglio del BRP_{sup} che deve essere corretto mediante un "trasferimento di energia" tra il BRP_{agr} e il BRP_{sup};
7. **Balancing Service Provider (BSP):** è il soggetto responsabile della fornitura di servizi di bilanciamento al TSO, derivanti dall'attivazione di risorse di flessibilità da parte di un aggregatore. Ogni offerta di servizi di bilanciamento presentata da un BSP al TSO è assegnata ad uno o più BRP;
8. **Meter Data Company (MDC):** è il soggetto responsabile dell'acquisizione e della validazione dei dati di misura dell'energia, necessari per il saldo delle transazioni relative sia all'energia da fornire a programma, che alla flessibilità attivata. In Italia, come in molti altri paesi, a questa funzione assolve il DSO;
9. **Allocation Responsible Party (ARP):** è il soggetto responsabile della comunicazione dei dati di produzione e consumo per ciascun Imbalance Settlement Period (ISP), sia a livello di singolo prosumer che a livello di aggregato, necessari per il saldo delle transazioni sia di energia che di flessibilità;
10. **ESCO:** si tratta di una Energy Service Company che offre servizi ausiliari e di consulenza ai prosumer. Tali servizi spaziano dalla gestione operativa degli asset del prosumer, alla consulenza sulle previsioni dei mercati dell'energia; dalla prestazione di interventi di efficienza energetica all'ottimizzazione, ad esempio, dell'utilizzo di energia in base alle tariffe applicate da un DSO sul tempo di utilizzo delle risorse o sul kW consumato.

Figura 4 – Catena del valore della flessibilità



Fonte: USEF “Work stream on aggregator implementation models”

1.2. Chi è l'Aggregatore?

La figura dell'aggregatore è strettamente legata ai progressi tecnologici nei campi della comunicazione e della digitalizzazione, che aprono la strada a nuove forme di DSM più diffuse e time-responding. Tuttavia c'è ancora molto lavoro da fare: investimenti nella rete e aggiornamenti normativi sono infatti necessari per abilitare a pieno la gestione della domanda di elettricità, in particolar modo di servizi di DR esplicito, dove il ruolo dell'aggregatore è essenziale. L'aggregatore, infatti, opera come un vero e proprio intermediario tra i clienti e i fornitori dei “servizi di flessibilità”.

I primi sono rappresentati da:

- il Trasmission System Operator (TSO);
- il Distribution System Operator (DSO);
- il Balance Responsible Party (BRP).

I fornitori dei servizi di flessibilità possono essere, invece, rappresentati da:

- Prosumer
- Impianti di generazione da fonti rinnovabili
- Sistemi di accumulo.

Un aggregatore è un fornitore di servizi che gestisce, direttamente o indirettamente, un insieme di strutture di domanda, e offerta, al fine di vendere la flessibilità disponibile dalla somma dei carichi elettrici, come singole unità nei mercati dell'elettricità.

L'attività di aggregazione dei carichi dei consumatori richiede delle competenze molto specifiche, esclusive per questo ruolo. L'aggregatore necessita di significative conoscenze ed esperienze per identificare le

flessibilità nei vari settori, impianti e processi tecnici, nonché i limiti di tali flessibilità, al fine di integrarli con i requisiti di uno specifico mercato. I consumatori spesso non conoscono il proprio potenziale di flessibilità, quindi hanno bisogno di supporto da parte di un soggetto esperto. Inoltre, l'aggregatore ha la capacità tecnica di connettere fisicamente i diversi consumatori e integrare i loro carichi. Queste attività richiedono una sofisticata infrastruttura di comunicazione (hardware e software) e un sistema informatico centrale in grado di gestire un'ampia varietà di carichi con proprietà diverse.

La flessibilità che l'aggregatore può offrire è ottenibile attraverso quattro modalità:

1. Modulazione del carico (load shifting), ovvero attraverso la rimodulazione del proprio profilo di consumo all'interno di uno specifico arco temporale;
2. Interruzione del carico (load curtailment), ovvero attraverso l'interruzione del consumo in uno specifico istante, che avviene tipicamente attraverso lo spegnimento di appliance o impianti di consumo;
3. Generazione in situ (on-site generation) attraverso impianti di generazione elettrica (programmabili e non) utilizzati per autoconsumo;
4. Stoccaggio (energy storage) attraverso l'utilizzo di batterie o sistemi di immagazzinaggio dell'energia elettrica.

I servizi che un aggregatore può offrire hanno a che vedere con la gestione delle risorse di flessibilità da parte della domanda (DSM) nella misura in cui, riunendo tali prodotti, li fornisce come input alle operazioni di bilanciamento dei clienti dei servizi di flessibilità. Questi ultimi, nella fattispecie possono sostanzarsi in prodotti destinati al TSO (propedeutici a: controllo primario/secondario/terziario, gestione delle congestioni di sistema, riserve strategiche); al DSO (per: risoluzione delle congestioni sulla rete, controllo del voltaggio); al BRP (in relazione a: mercato a pronti, mercato infragiornaliero, auto-bilanciamento e bilanciamento passivo, *hedging* e gestione del portafoglio).

I servizi di cui sopra possono essere suddivisi in tre categorie di prodotto relativamente a:

- Capacità di incrementare e diminuire il carico (Capacity product)
- Effettiva riduzione od aumento di energia in un certo intervallo di tempo (Energy product)
- Una combinazione delle due tipologie (Hybrid product)

A fronte dell'offerta del servizio, l'aggregatore riceverà una remunerazione ponderata in base all'energia fornita. Allo stesso modo, l'aggregatore offrirà un compenso al prosumer per la disponibilità concessa.

1.3. Cosa fa l'aggregatore?

L'aggregatore raggruppa una molteplicità di carichi con caratteristiche diverse e fornisce loro il backup come parte dell'attività di aggregazione (in gergo "pooling"), aumentando l'affidabilità complessiva e riducendo il rischio per i singoli partecipanti. Il fornitore di un servizio di aggregazione è un attore centrale nella creazione di una vivace partecipazione della domanda al mercato elettrico: negozia accordi con i consumatori di elettricità industriali, commerciali e residenziali per aggregare la loro capacità di ridurre (o aumentare) l'energia e/o spostare i carichi con breve preavviso; crea un pool di carico aggregato controllabile, costituito da carichi piccoli di consumo, e lo vende come una singola risorsa. I carichi in gestione all'aggregatore possono essere: riscaldamento e raffreddamento elettrici, caldaie per l'acqua, smerigliatrici, fonderie, pompe per l'acqua, congelatori, ecc.

L'aggregazione può raggiungere livelli prestazionali che soddisfano i requisiti dei servizi di dispacciamento in termini di affidabilità, e possono essere paragonabili alle prestazioni della generazione; mettendo insieme diversi clienti, l'aggregatore ha a disposizione una singola risorsa affidabile, che può essere paragonata ad un'unità di generazione. Uno dei principali vantaggi dell'aggregazione è la varietà del portafoglio di utenze, che garantisce che la capacità impegnata sia fornita dall'aggregatore anche quando alcuni singoli consumatori potrebbero non essere in grado di modulare il proprio carico.

Senza l'attività dell'aggregatore sarebbe impossibile per i soggetti di piccola taglia partecipare al mercato. Da un lato, dunque, l'aggregatore offre un'opportunità di remunerazione ai prosumer, dall'altro offre al gestore del sistema elettrico servizi di flessibilità aggiuntivi, contribuendo, nel complesso, ad un innalzamento del livello di sicurezza dello stesso. L'aggregatore assume un ruolo chiave per rafforzare i nuovi modelli di mercato elettrico che stanno prendendo forma a livello internazionale. L'introduzione di questa figura all'interno del mercato rappresenta un'opportunità per lo sviluppo del DSM, ma non solo. Favorire la nascita di soggetti aggregatori può anche attrarre investimenti privati e promuovere la concorrenza tra i fornitori di servizi.

Tuttavia per consentire agli aggregatori, soprattutto se indipendenti, di entrare nel mercato, è fondamentale definirne in modo chiaro il ruolo, le responsabilità e le relazioni che legano questi soggetti ai fornitori e ai BRP.

1.4. Definizione delle tipologie di Aggregatore

Nella definizione di un modello di business per la figura dell'aggregatore, il primo problema da affrontare rimanda al rapporto tra aggregatore e fornitore (*Supplier*). È molto importante effettuare una distinzione tra l'offerta di energia e l'offerta dei servizi di flessibilità: come vedremo più avanti, sia sul piano contrattuale che fisico, l'offerta di flessibilità da parte di un consumatore incide inevitabilmente sui volumi di energia consumata. Questo avrà un'influenza diretta sia sull'attività del fornitore che dell'associato BRP che si occupa del bilanciamento.

In linea generale, possiamo affermare che le responsabilità dell'aggregatore sono legate alla quantità di energia, agli asset che in quel momento le generano e alla deviazione dalla propria baseline in sede di attivazione della flessibilità; mentre il fornitore rimane responsabile della fornitura di energia elettrica nei confronti del prosumer. Chiaramente, eventuali conflitti potrebbero sorgere tra le due figure, specialmente laddove si dovessero creare degli extra-costi o dei mancati guadagni.

Questa distinzione è fondamentale per indagare di 2 aspetti che sono strettamente connessi con il servizio di Demand Side Management: la Demand Response e l'efficienza energetica.

L'adozione di una gestione attiva dei profili di domanda porta con sé, infatti, sia un guadagno diretto connesso con i servizi di DR, ovvero di ottimizzazione del carico sulla base di segnali di prezzo, che di efficientamento energetico, inteso come possibile riduzione dei consumi totali di energia derivante da un profilo ottimizzato di consumo. Se il servizio di DR è prerogativa chiave del ruolo svolto dall'aggregatore, i risparmi energetici conseguibili costituiscono invece un servizio addizionale che può essere offerto al consumatore finale sotto determinate condizioni. L'adozione di un modello di business piuttosto che un altro si distingue anche per la gamma di servizi offerti dall'aggregatore.



La Universal Smart Energy Framework (USEF) Foundation individua sei possibili implementazioni delle modalità di gestione delle reti elettriche, proponendo altrettanti modelli di business ispirati alle esigenze dei mercati elettrici europei, nei quali il ruolo dell'aggregatore viene ricoperto da operatori diversi:

Nel presente studio ci limiteremo ad analizzare tre modelli di implementazione, che prendono spunto dall'analisi effettuata da USEF e cercano di calarli nel mercato elettrico italiano così da studiare i contorni di una loro potenziale applicazione. I modelli sono:

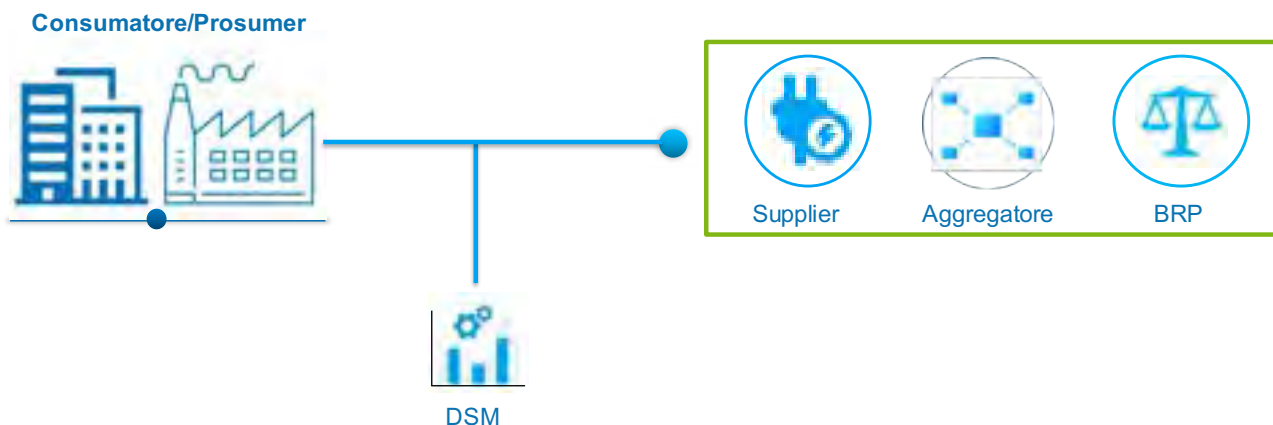
- Il Modello Utility;
- Il Modello ESCo;
- Il Modello Energy Community.

1.4.1. Modello Utility

In questo primo modello la figura del Fornitore e quella dell'aggregatore coincidono: non risulta quindi essere necessaria la compensazione tra i due soggetti degli sbilanciamenti causati dall'attivazione della flessibilità e di ogni variazione nel quantitativo di energia fornita ai prosumer. In questo caso non sarà necessaria la presenza di un BRP proprio in virtù del fatto che il ruolo verrà svolto dalla utility stessa che si occuperà di rispondere alle necessità del TSO in maniera integrata.

Il vantaggio di questo modello è che il fornitore è già un aggregatore di domanda: il suo portafoglio clienti si configura già come un possibile pool di flessibilità. Inoltre, il fornitore può sfruttare la possibilità di integrare la flessibilità come parte di una serie di servizi già offerti al cliente e ciò permette al fornitore/aggregatore di ottimizzare il consumo di energia in base a specifici requisiti di comfort stabiliti dal cliente. In un modello del genere, dunque, la flessibilità non è separata dalla classica fornitura di energia elettrica.

Figura 5 – Modello Utility



Nel modello Utility, l'aggregatore stipula contratti con i prosumer, vendendo loro energia e comprando da loro flessibilità in cambio di un premio che viene conferito al prosumer su base fissa o in base alla flessibilità concessa.

Esperienze internazionali

Il modello Utility è utilizzato nei paesi scandinavi. In Danimarca è attualmente applicato dai fornitori/BRP, i quali, in particolare, hanno stipulato un accordo con le centrali di cogenerazione. Anche gli impianti di trattamento e i business centres danesi hanno in programma di vendere la propria flessibilità.

La problematica riscontrata nell'implementazione di questo modello in Danimarca risiede nel fatto che tende a scoraggiare gli aggregatori indipendenti nel prendere parte al mercato. Per farlo, infatti, questi sarebbero tenuti a stipulare degli accordi bilaterali con gli attuali operatori e questo rappresenta un'elevata barriera di entrata in quanto la conclusione di tali contratti implica costi significativi. In Danimarca non sono attualmente presenti aggregatori indipendenti.

Applicabilità caso italiano

In Italia il ruolo di Fornitore/Aggregatore può essere ricoperto dalle Utilities, le quali potrebbero occuparsi allo stesso tempo di fornire energia, fungere da aggregatore e bilanciare in modo attivo consumo e generazione per il proprio portafoglio di clienti. L'interessamento di Enel X e altre utility ai progetti pilota della Delibera 300 per le UVAC sembra testimoniare che questo modello di business potrebbe essere tra i primi a trovare diffusione nel mercato italiano.

1.4.2. Modello Energy Service Company (ESCO)

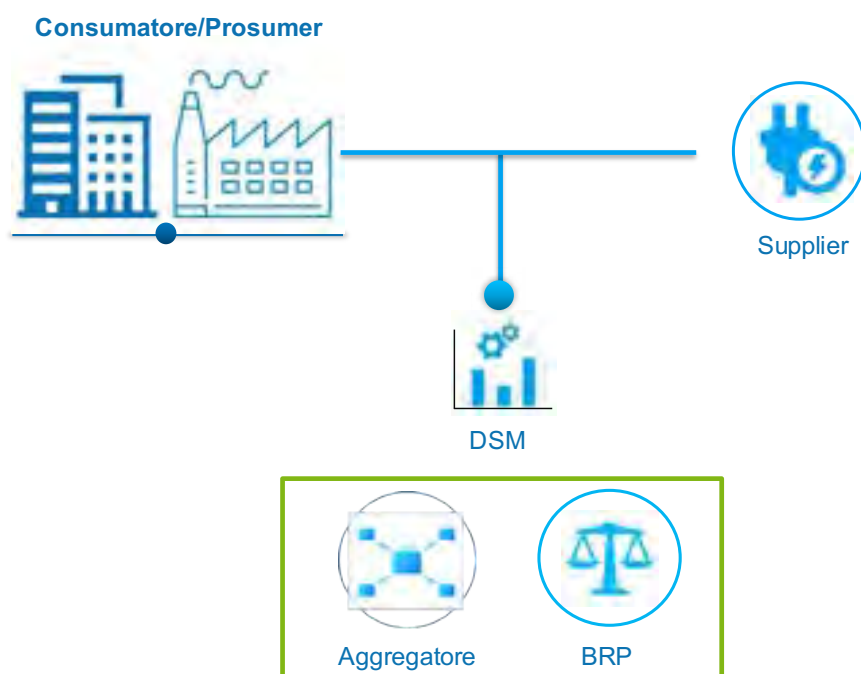
Il termine aggregatore indipendente fa riferimento ad un'entità che non è collegata al rivenditore o al BRP del cliente associato; un consumatore può avere un contratto di acquisto con un'azienda e un contratto di flessibilità con un'altra società. Uno dei principali benefici connessi con gli aggregatori indipendenti è l'aumento del grado di concorrenza di mercato necessaria per ottenere una partecipazione significativa ai servizi di DSM.

Una Energy Service Company (ESCO) si configura come un candidato ideale per svolgere il ruolo dell'aggregatore e fornire servizi di DSM in virtù di 4 fattori:

- Hanno già un pool di soggetti aggregati con soggetti industriali e di altri settori i cui profili di consumo elettrico sono altamente diversificati,
- Hanno una conoscenza elevata del mercato elettrico,
- Hanno una conoscenza elevata dei profili di consumo dei propri clienti e delle tecniche di misurazione,
- Hanno una vocazione all'ottenimento di risparmi energetici.

Tuttavia, a differenza del modello utility, la EScO non è responsabile della fornitura effettiva di elettricità, la quale, invece, continua ad essere gestita dal fornitore. In questo modello, la EScO può decidere se utilizzare un proprio BSP oppure stringere accordi con un BSP esterno.

Figura 6 – Modello Energy Service Company (EScO)



Tra i vantaggi di questo modello si possono annoverare i costi di apprendimento e commerciali relativamente ridotti, soprattutto laddove è possibile sfruttare capacità interne di monitoraggio, analisi e ottimizzazione dei dati di consumo e una rete commerciale già stratificata sul territorio.

La principale criticità è rappresentata, invece, dal coordinamento dei meccanismi di contabilità, l'eventuale necessità di avviare un'attività di trading, e la ridotta capitalizzazione di molte EScO che ne mina l'accesso al mercato dei capitali. In aggiunta, il modello EScO necessita di una chiara e definita divisione delle responsabilità tra gli operatori in gioco e delle partnership commerciali attivate.

Esperienze internazionali

Un esempio di applicazione di un modello come quello appena descritto è riscontrabile nel progetto danese EcoGrid 2.0, partito nel Gennaio 2016 e destinato a concludersi a Giugno del 2019 (per una durata totale di tre anni e mezzo). Lo scopo del progetto è quello di testare un mercato dell'elettricità nel quale il consumo energetico delle abitazioni private sia flessibile. Nello specifico, EcoGrid 2.0 prevede il controllo a distanza di

1.000 pompe di calore e radiatori elettrici sull'isola danese di Bornholm, nel tentativo di ottimizzare il loro consumo energetico in modo tale da renderlo allineato con la quantità di energia disponibile nel sistema elettrico in qualsiasi momento.

Le esperienze raccolte dal progetto Ecogrid 2.0, sebbene ancora in corso d'opera, indicano che il principale ostacolo alla realizzazione di questo tipo di modello, ovvero il saldo tra i BRP, può avvenire tramite la disaggregazione dei dati del contatore principale o misurando l'elettricità attraverso i sistemi che gli aggregatori hanno già integrati nel proprio portafoglio. In definitiva, si tratta di un modello complesso, ma comunque interessante grazie ai bassi costi di ingresso.

Altri esempi di applicazione del modello ESCo possono essere ritrovati nei mercati elettrici della Norvegia e della Svezia. In questi Paesi, infatti, il soggetto aggregatore per poter accedere al mercato deve coincidere con il soggetto BRP o deve accordarsi con un BRP esterno.

In particolare, in Svezia, questo modello sembra avere delle notevoli barriere d'ingresso in quanto la registrazione come BRP richiede una tariffa annuale di circa 2500 € all'anno e l'installazione di un sistema di reporting elettronico collegato a una specifica piattaforma di scambio. Un altro ostacolo sembra essere rappresentato dal rapporto che viene ad instaurarsi tra fornitore e aggregatore, in quanto è improbabile che il fornitore/BRP del consumatore desideri cooperare con un potenziale concorrente.

Applicabilità caso italiano

In Italia, il ruolo dell'aggregatore nel modello ESCo potrebbe poggiare il suo vantaggio competitivo sul ruolo di attore terzo; ovvero un soggetto non solo in grado di fornire consulenza ai consumatori/prosumer ma anche di gestirne gli asset in modo da ottimizzare il consumo energetico. La ESCo potrà avvalersi di un BSP esterno che si occupi degli sbilanciamenti derivanti dall'attivazione delle risorse di flessibilità oppure potrà svolgere lei stessa questa funzione. I benefici indiretti collegati all'ottimizzazione del consumo e i relativi risparmi energetici potranno poi essere condivisi con il consumatore.

1.4.3. Modello Energy Community (EC)

Le Energy Community (EC) sono forme associative di cittadini che partecipano direttamente alla progettazione e al finanziamento di nuovi impianti di produzione di energia elettrica, tipicamente impianti rinnovabili (e in alcuni casi di interventi di efficienza energetica). Si contraddistinguono per avere un processo decisionale partecipativo e democratico che permette ai singoli il controllo dei progetti nelle varie fasi della loro vita (pianificazione, sviluppo e esercizio). Inoltre i benefici economici vengono condivisi tra i partecipanti e rimangono sul territorio.

Il termine comunità energetica non è un termine nuovo, così come l'esperienza stessa di queste comunità non è un fenomeno recente. Le prime EC si svilupparono a partire dalla fine del XIX secolo in diversi paesi europei, Italia compresa. Esperienze che però furono accantonate con lo scoppio delle due guerre mondiali e l'affermazione degli Stati Nazionali. Negli ultimi anni, grazie allo sviluppo delle rinnovabili, stiamo assistendo all'avvio di una nuova stagione per le comunità energetiche che stanno affermandosi come un nuovo possibile paradigma per coinvolgere i cittadini nella transizione energetica.

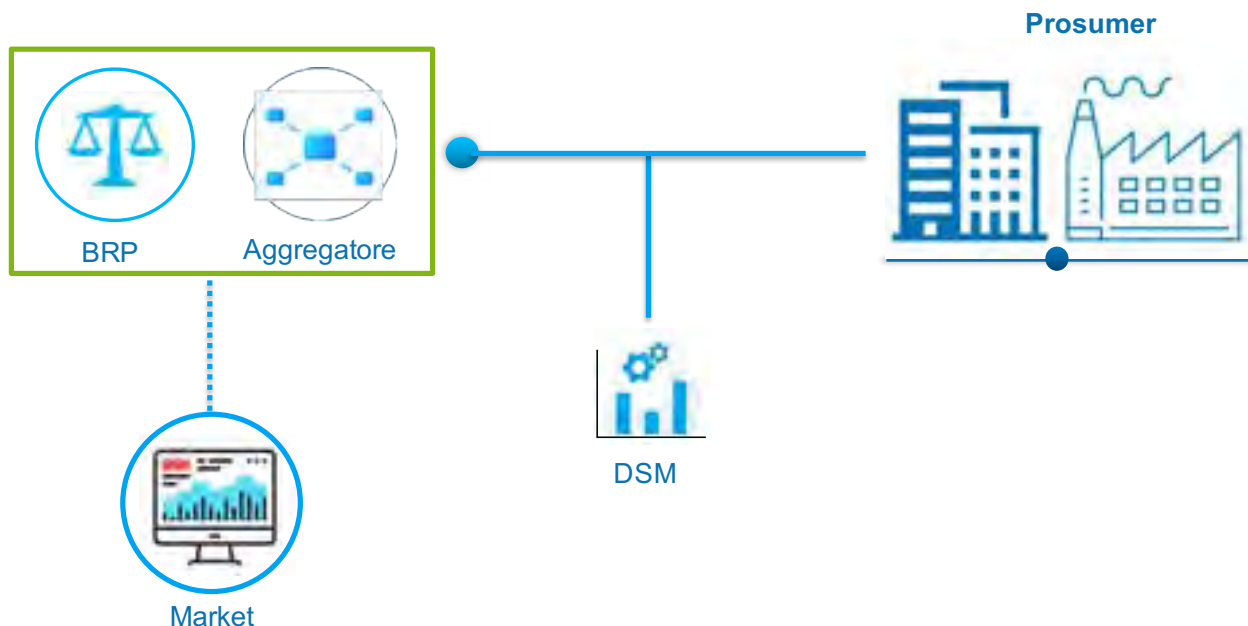
Le EC costituiscono, dunque, una nuova figura nel panorama del mercato elettrico: esse potranno operare sul mercato a condizioni paritarie, senza distorsioni alla concorrenza, beneficiando degli stessi diritti e rispettando gli stessi obblighi delle altre imprese elettriche. I diritti e gli obblighi si applicheranno a seconda dei ruoli adottati: cliente finale, produttore, fornitore o gestore dei sistemi di distribuzione. È importante

sottolineare come, nell'ambito delle EC, sia prevista la condivisione virtuale dell'energia tra i membri; tuttavia, qualora tale condivisione avvenga tramite la rete pubblica, rimarrebbe invariata l'applicazione degli oneri di rete, delle tariffe, delle imposte e dei tributi connessi ai flussi di energia elettrica.

Essendo costituite da una pluralità di soggetti che già collaborano per la produzione dell'energia elettrica, le comunità energetiche si configurano come l'alter ego naturale del modello utility. Alla stregua della utility, una EC assolve al ruolo di gestire impianti di produzione di elettricità e adattare i profili di generazione ai consumi elettrici dei propri consociati. Tuttavia, rispetto al modello utility, le EC si differenziano per una serie di caratteristiche peculiari relative a:

- Autoproduzione di energia elettrica, principalmente da fonti rinnovabili,
- Collaborazione attiva tra i diversi prosumer,
- Bilanciamento interno alla rete della comunità,
- Possibilità di integrare diversi vettori energetici (elettricità, calore, etc.) ottimizzando produzione e consumi.

Figura 7 - Modello Energy Community



Questo modello può prevedere sia una configurazione di rete stand-alone, isolata dalla rete di distribuzione e trasmissione nazionale, che una configurazione interconnessa, in cui surplus e deficit di elettricità vengono compensati attraverso uno scambio attivo con la rete. Questa differenziazione è fondamentale per due motivi principali:

- la fornitura/vendita di energia in rete,
- il bilanciamento con la rete esterna a quella della comunità.

La EC può dunque operare come un vero e proprio trader sui diversi mercati dell'energia e/o attivare contratti bilaterali con specifiche controparti (utility e consumatori). Nello scambio di energia elettrica con la rete la EC potrà scegliere se operare con un proprio BRP oppure stringere accordi con il BSP esterno. All'interno della rete, invece, la EC opera come BRP e gestisce i flussi in immissione/prelievo in maniera autonoma, ottimizzando la produzione e il consumo al variare delle condizioni meteo e del mercato esterno, rispettando vincoli infrastrutturali e di consumo dei singoli prosumer.

Il coinvolgimento diretto dei membri della EC in modalità prosumer facilita l'integrazione di diversi fonti di consumo, offrendo opportunità interessanti in termini di stoccaggio di energia elettrica sia in batterie elettriche (a ioni di litio) che sotto forma di stoccaggio termico.

Esperienze internazionali

Il progetto "Orkney Distribution Grid-Smart Demand Side Management Commercial Deployment", sviluppato nelle isole scozzesi Orcadi, punta a connettere diverse fonti di consumo per ottimizzare la produzione elettrica e ridurre al minimo la necessità di interruzione (curtailment) degli impianti eolici. Le isole Orcadi producono elettricità da fonti rinnovabili, con un eccesso di capacità che supera la domanda di picco di circa il 70%. In molte ore dell'anno, le isole registrano un eccesso di produzione elettrica che porta la EC locale a fermare la generazione eolica per garantire la sicurezza della rete.

È stato così implementato un sistema di management attivo della rete (Active Network Management system) che con un attento e continuo monitoraggio dei punti di misurazione della rete elettrica, mira ad anticipare i fenomeni di curtailment, deviando la produzione verso fonti di consumo locali in grado di stoccare l'energia: batterie, scaldabagni domestici collegati, veicoli elettrici.

Applicabilità caso italiano

In Italia, le EC sono ancora ad uno stadio embrionale. Le esperienze presenti fanno riferimento a comunità locali che hanno investito in impianti a fonti rinnovabili negli anni dei Conti Energia (meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili). La maggior parte delle EC che si trova sul territorio italiano è interconnessa alla rete di distribuzione. Casi di EC in reti isolate non sono ancora presenti. Le isole minori italiane, in particolare le isole facenti parte all'associazione UNIEM, in cui è presente un operatore che si occupa della fase di generazione, distribuzione, monitoraggio e fornitura dell'energia elettrica, potrebbero essere casi interessanti di sviluppo, con un coinvolgimento diretto della comunità locale.

2 Analisi regolatoria

2.1. Attuale quadro regolatorio

Attualmente, le regole relative alla partecipazione del Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD), in linea con il Codice di Rete (*Codice di trasmissione e dispacciamento predisposto e mantenuto da Terna ai sensi del DPCM 11 maggio 2004*), prevedono che il Transmission System Operator (TSO) disponga delle risorse necessarie alla regolazione del sistema elettrico nazionale.

Tali risorse, ad oggi, vengono fornite da alcune categorie di operatori del mercato che, secondo le prescrizioni normative, sono obbligatoriamente tenute a prestare servizio per garantire un'efficace gestione della rete. In particolare, la loro attivazione può divenire necessaria qualora si verifichino congestioni interzonal, sbilanciamenti o quando risulti opportuno creare dei margini di riserva di energia.

Questi soggetti, detti "unità abilitate", una volta dimostrata l'idoneità tecnica per prestare i servizi richiesti sono vincolati all'erogazione dei medesimi. Data l'importanza rivestita da tali servizi, l'obbligo di disponibilità alla prestazione dei servizi di dispacciamento è categorico, in quanto una compromissione del corretto funzionamento della rete genererebbe problematiche a livello sistemico.

2.2. Come funziona il mercato dei servizi di dispacciamento

L'attività di dispacciamento risulta essere fondamentale per il buon funzionamento del sistema elettrico. Considerando l'energia elettrica come una risorsa non stoccabile, è necessario poter garantire un pareggio costante tra le quantità demandate dal mercato (famiglie, piccole medie e grandi imprese) e le quantità generate, ovvero distribuite, all'interno del sistema.

Attraverso il MSD, Terna si approvvigiona delle risorse utili al controllo del sistema elettrico. Le unità di dispacciamento abilitate a partecipare al MSD, immettono o prelevano energia elettrica per la fornitura dei servizi di sistema (anche detti "servizi ausiliari o ancillari"), a seconda degli ordini di Terna.

MSD si articola in due diverse fasi: quella di programmazione che avviene sul mercato Ex-Ante e quella in tempo reale che si svolge sul Mercato del Bilanciamento (MB).

Sul MSD possono essere presentate:

- Offerte per riserva secondaria, che automaticamente vengono accettate pro quota dal regolatore di riserva secondaria;
- Offerte per altri servizi, al fine di creare i margini di riserva necessari e risolvere le congestioni intrazonali;
- Offerte di accensione: accettate nel caso in cui in MSD si renda necessaria l'accensione di un impianto aggiuntivo rispetto al profilo definito nei mercati a monte;
- Offerte di cambio assetto: accettate nel caso in cui in MSD si renda necessario un cambio del numero di turbogas accesi in un ciclo combinato a gas naturale.

Le risorse utili al servizio di dispacciamento possono essere remunerate sulla base di un'offerta prezzo/quantità sull'apposito mercato (secondo un meccanismo *pay-as-bid*¹) oppure attraverso un

¹ Una volta accettata da Terna l'offerta, l'operatore viene remunerato al prezzo proposto.

meccanismo di remunerazione in forma amministrata, oppure senza remunerazione, in quanto il servizio va obbligatoriamente fornito. Non tutte le risorse utili al servizio di dispacciamento, sono dunque oggetto di contrattazione su MSD.

Le risorse scambiabili sul MSD si distinguono in:

- **Risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione:** si tratta di impianti di produzione che si rendono disponibili ad effettuare una variazione (in aumento o in diminuzione), del livello di immissione programmato sul Mercato del Giorno Prima (MGP) o sul Mercato Infragiornaliero (MI). L'impianto abilitato è obbligato a rendere disponibile il margine residuo rispetto alla potenza minima e massima, a valle della definizione del programma di immissione su MGP/MI;
- **Risorse per la riserva secondaria di potenza:** al fine di ripristinare il valore della frequenza di rete al valore di riferimento (50 Hz) a seguito di un improvviso sbilancio di potenza attiva nel sistema elettrico, il gestore di rete chiede anticipatamente ad alcune unità di produzione di mettere a disposizione un margine di potenza da utilizzare all'occorrenza in tempo reale per il ripristino della frequenza di rete al valore corretto. Ogni unità di produzione abilitata è tenuta a rendere disponibile una banda minima (riserva secondaria minima);
- **Risorse per la riserva terziaria di potenza:** al fine di sostenere le variazioni rapide o lente della generazione (non programmabile) e del carico, il gestore di rete chiede anticipatamente ad alcune unità di produzione di mettere a disposizione ulteriori margini di riserva. Nello specifico, viene richiesta una riserva terziaria a salire (margine di aumento dell'immissione) e una riserva terziaria a scendere (margine di diminuzione dell'immissione);
- **Risorse di bilanciamento:** per assicurare il costante equilibrio tra carico e generazione il gestore di rete può chiedere alle unità di produzione, selezionate precedentemente sul mercato MSD Ex-Ante per la riserva terziaria o sul MB, di modificare, in tempo reale, il loro livello di immissione.

Le risorse non scambiabili sul MSD sono, invece, quelle che devono essere rese disponibili da parte dell'impianto all'atto della connessione alla rete e sono quindi utilizzabili durante le ore di funzionamento. Si tratta in particolare di risorse che prevedono uno scambio continuativo di energia con la rete o che sono riconducibili ad eventi rari di perturbazione.

Tra le risorse non scambiabili sul MSD si trovano:

- **Risorse per la riserva primaria:** entrano in gioco nel momento in cui si verifica un improvviso sbilancio di potenza attiva di entità rilevante che porta la frequenza di rete a deviare dal valore di riferimento. Allo scopo di contenere tale deviazione, il TSO chiede agli impianti che si rendono disponibili ad effettuare la regolazione primaria di frequenza un margine di variazione della potenza attiva da utilizzare come "risorsa per la riserva primaria". Sebbene attualmente la risorsa per la riserva primaria non venga negoziata tramite mercato, dal 2014 (deliberazione n. 231/2013/R/eel del 30 Maggio 2013) è presente un meccanismo di trattamento economico della regolazione primaria di frequenza "a consuntivo" al quale le unità di produzione abilitate possono aderire in modo facoltativo. La remunerazione viene effettuata sulla base dell'energia erogata ed è calcolata sia sulla base dei livelli di prezzo che si sono realizzati nell'ultimo anno consuntivato sul MGP sia su quelli dei prezzi accettati e non revocati che si sono realizzati sul MB nel medesimo periodo per il servizio di riserva secondaria.
- **Riserva reattiva per la regolazione primaria/secondaria di tensione:** al fine di mantenere la tensione entro i limiti ammissibili, il gestore di rete richiede obbligatoriamente alle unità di generazione rilevanti

“in linea” di fornire margine di potenza reattiva da utilizzare come riserva reattiva per la regolazione della tensione a livello locale (regolazione primaria) e regionale (regolazione secondaria). Secondo la regolamentazione vigente in Italia non è prevista alcuna remunerazione della potenza reattiva.

- **Risorse per eventi rari:** risorse per l'utilizzo del telescatto, risorse per il rifiuto del carico, risorse per la partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico, risorse per il servizio di interrompibilità del carico. Di tali risorse, attualmente, vengono remunerati esclusivamente i servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza.

2.3. Chi può accedere al mercato dei servizi di dispacciamento

Dal lato della produzione, i soggetti configurati dal Codice di Rete come prestatori abilitati ai servizi di dispacciamento all'interno del MSD sono le unità di produzione dotate di impianti di generazione programmabile e “rilevante” (con capacità di generare una potenza pari o superiore a 10 MW). Fondamentalmente, tali caratteristiche sono riscontrabili nei grandi impianti termoelettrici ed idroelettrici che, oltre a fornire quotidianamente energia alle unità di consumo, contribuiscono alla corretta operatività di Terna con l'immissione in rete di risorse ausiliari per il dispacciamento. Le unità abilitate alla produzione possono operare in modo autonomo o riunite in “gruppi di generazione”, come nel caso di generatori idroelettrici facenti parte della stessa asta, nelle modalità descritte dal Codice.

L'abilitazione all'accesso al MSD è dunque subordinata sia al rispetto dei criteri di capacità impiantistica che a quelli della programmabilità. Caratteristica, quest'ultima, che è legata alla tecnologia dell'impianto e rappresenta una questione spinosa poiché strettamente connessa con quella della crescente penetrazione di unità di produzione da fonte rinnovabile non programmabile (di seguito: FRNP). Gli impianti alimentati da fonti di energia rinnovabili sono per definizione non programmabili in quanto dipendenti, nel loro funzionamento, da variabili esogene quali fattori climatici e meteorologici. Per questa ragione, ad oggi, le FRNP sono escluse dai servizi di dispacciamento, supportando il TSO esclusivamente in situazioni di emergenza.

Dal lato della domanda, il Codice prevede la presenza di unità di consumo (altresì dette “di carico”) che possano prelevare quantità di energia, seppur eccedenti il loro fabbisogno, per evitare un sovraccarico della rete. Le unità di consumo sono quindi degli impianti elettrici connessi, oltre che alla rete di trasmissione nazionale, anche alle altre reti di distribuzione del sistema elettrico e alle reti interne d'utenza (RIU), e si occupano del bilanciamento grazie all'assorbimento di energia elettrica dal sistema.

Non esiste una differenziazione tra unità di consumo alla stregua del principio della rilevanza, come avviene per le unità di produzione; esse vengono considerate unilateralmente “non rilevanti”. Ne consegue che con l'assenza del carattere discriminante della rilevanza, viene meno ad oggi anche la capacità di partecipazione al MSD. Una distinzione viene invece applicata in funzione del trattamento su base oraria: le unità di consumo la cui misurazione non avviene su base oraria sono automaticamente escluse dal processo di abilitazione al MSD. Infine, sono inabilitabili le unità di consumo che siano già inserite nel contratto per il servizio di interrompibilità o di super interrompibilità.

L'interrompibilità è la pratica secondo la quale, al fine di mantenere il bilanciamento del sistema di rete nazionale all'interno di un certo *range* valoriale, viene richiesto ad alcuni agglomerati industriali di consumo particolarmente energivori di limitare la loro capacità di carico, in maniera totale o parziale, con tempistiche di distacco istantanee. Il servizio viene implementato da delle apparecchiature periferiche, installate presso il medesimo stabilimento, chiamate Unità Programmabili Distacco Carichi (UPDC). Le UPDC sono

interconnesse con il Banco Manovra Interrompibili (BMI), il software di Terna che gestisce l'interrompibilità degli impianti di tutto il Paese.

In tale maniera, in fase di criticità, Terna ha la possibilità di prevenire malfunzionamenti generalizzati, ovvero *black-out*, e gestire i flussi di domanda e offerta energetica.

La super interrompibilità, a livello tecnico, non è altro che il medesimo servizio di interrompibilità applicato però alle grandi isole italiane. Per la Sicilia e la Sardegna, infatti, il bilanciamento elettrico risulta maggiormente complicato da gestire rispetto a quello della penisola ed è per tale ragione che la remunerazione per il servizio di super interrompibilità è doppia rispetto al regime di interrompibilità.

2.4. I limiti dell'attuale configurazione

L'evoluzione dei sistemi di rete, in particolare l'aumento dell'offerta di energia da parte di impianti di produzione a fonte rinnovabile non programmabile, ha condotto Terna, il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) e l'Autorità Regolatrice dell'Energia, delle Reti e dell'Ambiente (ARERA) al riconoscimento della necessità di aggiornare ed implementare il quadro regolatorio in un'ottica di coordinamento ed ottimizzazione delle risorse disponibili da includere nel MSD.

Se in passato, infatti, la presenza di impianti programmabili facilitava il costante bilanciamento di elettricità lungo la rete da parte del TSO, l'avvento delle FRNP ha aggiunto un grado di complessità importante, strettamente connesso con la non prevedibilità della quantità di energia elettrica immessa in rete dalla FRNP in ogni singolo istante. L'aumento della volatilità dell'input energetico derivante dalle rinnovabili richiede l'attivazione da parte delle unità di produzione convenzionali, sia di dispositivi che di misure di regolazione reattiva "*just in time*" con gradiente sempre più puntuale

Tuttavia, nonostante la dotazione di tale strumentazione, i gestori degli impianti di produzione da fonte tradizionale permangono esposti al rischio del "minimo tecnico", vale a dire il raggiungimento di quel valore di carico minimo di processo compatibile con l'esercizio dell'impianto in condizione di regime. In sostanza, raggiungere questo livello minimo di potenza può compromettere il regolare e stabile funzionamento dell'impianto.

Di conseguenza, il rischio di sistema potrebbe sostanzarsi, dato il forzato regime a ribasso del livello di potenza degli impianti "in linea" (si ricordi, gli unici considerati dalla attuale norma "in linea" con i requisiti posti all'ingresso del MSD, ovvero disponibili per interventi di regolazione), in una disponibilità nominale di riserve di regolazione inferiore a quella potenzialmente presente.

In aggiunta, l'altalenante capacità produttiva delle FRNP richiede la presenza di un adeguato margine di potenza disponibile, il quale dovrà essere intercettato tra le unità di produzione tradizionali con elevati costi marginali nell'approvvigionamento delle risorse necessarie.

È tuttavia possibile ovviare a tale complessità operando su una diminuzione (o aumento) delle importazioni, stoccando il surplus di energia in sistemi di pompaggio negli impianti idroelettrici o, in extrema ratio, tagliare l'immissione di energia rinnovabile (in gergo *curtailment*) con tutte le relative problematiche di fluttuazione del livello di tensione nella direttrice di trasmissione locale.

In futuro tali accorgimenti dovranno essere integrati da ulteriori soluzioni, visto il sempre maggiore impiego delle risorse rinnovabili nel comparto della generazione elettrica. Ecco che si rende necessario l'inserimento all'interno del MSD di quei soggetti sinora considerati non idonei in base alla normativa vigente ma che potrebbero contribuire come unità di dispacciamento al pari di soggetti già abilitati.

È utile allora, andare ad analizzare quelli ritenuti ad oggi i limiti ad un eventuale processo d'integrazione delle unità escluse al Mercato; limiti che sono riconducibili a due tipologie di barriere: una oggettiva, l'altra funzionale.

La prima riguarda sia la soglia minima di taglia degli impianti sia la connessione alla rete di trasmissione. Terna ha fissato dei limiti inferiori alla capacità generativa di potenza; in altri termini, qualora l'unità di produzione non riesca a generare una potenza superiore a 10 MW mancherebbe il primo requisito (definito dal Codice come vincolo di "rilevanza") necessario all'abilitazione al Mercato. E' inoltre vincolante alla medesima che l'unità considerata sia direttamente allacciata alla rete di trasmissione gestita da Terna.

La seconda barriera, di tipo funzionale, richiama le caratteristiche tecniche dell'impiantistica e riguarda: la variazione della potenza scambiata con la rete di trasmissione nell'unità di tempo (indicatore noto come "gradiente"), la durata minima della prestazione richiesta e le tempistiche di attuazione dell'ordine di dispacciamento richiesto dal TSO. Se l'attuale barriera di tipo oggettivo riguarda esclusivamente le unità di produzione, quella di tipo funzionale è un ostacolo anche per le unità di consumo.

Alla luce di quanto detto, è opportuno che il Codice sia aggiornato in modo da allargare la platea dei partecipanti al Mercato del Servizio di Dispacciamento sfruttando a pieno quello che è il potenziale tecnologico offerto dalla digitalizzazione del comparto elettrico.

2.5. La Delibera AEEGSI 300/2017 e l'apertura del mercato del dispacciamento alla domanda elettrica

Forte del riconoscimento degli attuali ostacoli ad un necessario percorso di revisione dei meccanismi dell'attuale MSD, l'Autorità ha dato il via, attraverso la Delibera 300/2017/R/eel ad uno schema aggiornato del meccanismo di partecipazione al MSD in linea con le riforme del Testo Integrato Dispacciamento Elettrico (TIDE) e del *Balancing Code* europeo. La delibera è il risultato della commistione, a livello normativo, di precedenti deliberazioni e nasce anche grazie alle considerazioni presentate dai soggetti interessati al processo di riforma del Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

2.5.1. L'obiettivo della Delibera 300

Gli obiettivi della Delibera sono relativi al superamento dei limiti (di cui sopra) dell'attuale sistema di dispacciamento; ad una iniziale apertura del mercato dei servizi di dispacciamento, ovvero alla delineazione dei profili e delle offerte dei nuovi partecipanti al mercato dei servizi ausiliari; alla creazione di progetti pilota che possano fungere da tornasole per valutare l'efficacia dei nuovi modelli proposti nella riforma organica del servizio. Si auspica, inoltre, una maggiore interazione ed integrazione dei mercati dell'energia.

2.5.2. Descrizione delle nuove figure

La Delibera 300/2017/R/eel rappresenta un tassello di centrale importanza del percorso tecnico-normativo che ha condotto alla creazione di nuove figure partecipanti nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

Nello specifico, accanto ai noti operatori del MSD, saranno inclusi:

- Le unità di produzione FRNP (singolarmente se rilevanti, su base aggregata se non rilevanti);
- Le unità di produzione non rilevanti solo su base aggregata e secondo i requisiti imposti dal Codice;
- Le unità di consumo (anche in questa sede considerate in toto non rilevanti) solamente su base aggregata;

- I sistemi di accumulo affiancati ad unità di produzione rilevante equiparati alle unità di produzione come previsto dalla deliberazione 574/2014/R/eel
- **BSP** (*Balance Service Provider*), cioè il soggetto responsabile per la partecipazione al MSD.

Le nuove unità previste dalla delibera sono definite Unità Virtuali Abilitate (UVA) e costituiranno risorse destinabili al MSD. Nello specifico sono state identificate 4 tipologie di UVA:

- **UVAP** (Unità Virtuali Abilitate di Produzione), ovvero tutte le unità di produzione fino a questo momento escluse dal MSD in quanto non rilevanti ed ora abilitabili in modalità di generazione distribuita; tra essi figurano anche i sistemi di accumulo;
- **UVAC** (Unità Virtuali Abilitate di Consumo), ovvero tutte le unità di consumo mai state abilitate al MSD. Saranno abilitate le unità che non siano già iscritte ai contratti di interrompibilità e superinterrompibilità ai sensi rispettivamente della deliberazione 301/2014/R/eel e della deliberazione 1/2016/R/eel;
- **UVAM** (UVA Miste), ovvero gruppi di aggregazione che includono UVAP e UVAC, a condizione che tra le UVAP non vi siano unità di produzione considerate rilevanti e le UVAC non siano già iscritte ai contratti di interrompibilità e superinterrompibilità ai sensi rispettivamente della deliberazione 301/2014/R/eel e della deliberazione 1/2016/R/eel;
- **UVAN** (UVA Nodali), ovvero gruppi di aggregazione che includono UVAP e UVAC, e in questa fattispecie tra le UVAP è contemplata la presenza di unità di produzione rilevanti; le UVAC non debbono essere comunque già iscritte ai contratti di interrompibilità e superinterrompibilità ai sensi rispettivamente della deliberazione 301/2014/R/eel e della deliberazione 1/2016/R/eel.

Il concetto di “virtualità” riguarda il perimetro geografico delle UVA, il quale non può eccedere la zona di mercato anche se non deve necessariamente coincidere con essa: rimane facoltà di Terna definire la dimensione geografica ottimale.

Le UVA includono i punti di immissione e di prelievo che rispettano i seguenti requisiti:

- devono essere inserite nello stesso contratto di dispacciamento;
- devono appartenere necessariamente allo stesso punto nodale di allacciamento alla rete di trasmissione ovvero al medesimo perimetro geografico di aggregazione;
- per esse deve essere stata richiesta l’abilitazione alla presentazione di offerte in MSD.

L’aggregazione è infine sottesa alla presenza di un aggregatore (*Balance Service Provider - BSP*), il cui ruolo diventa fondamentale all’interno del nuovo modello di mercato delineato finora. Il BSP rappresenta l’interfaccia di Terna con le UVA e di queste ultime è il responsabile della gestione e del pagamento della morosità in caso di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento promessi al TSO.

La penetrazione delle nuove figure al MSD dovrà essere accompagnata, dunque, da un’evoluzione anche degli operatori già presenti nel sistema, in particolare del TSO e del DSO. Il primo continuerà a ricoprire un ruolo cruciale nella gestione del sistema, ma dovrà, da un lato, coordinarsi con l’aggregatore e, dall’altro, adattarsi alla crescente partecipazione delle FRNP, della Generazione Distribuita e delle Unità di Carico al MSD. Al DSO, invece, verrà richiesto di verificare, sia in fase di programmazione che in tempo reale, che i limiti di transito dovuti alla partecipazione delle nuove risorse ai mercati siano conciliabili con la capacità della rete locale. Il DSO, al fine di utilizzare le risorse in modo ottimale e nel rispetto dei requisiti di sicurezza del sistema e di neutralità operativa, dovrà coordinarsi con il TSO attraverso un fitto scambio di informazioni.

2.5.3. I progetti pilota

Ai sensi della Delibera 300/2017/R/eel, è stato avviato un primo progetto pilota sulla partecipazione della domanda al MSD al fine di rendere il prima possibile disponibili delle risorse finalizzate alla fornitura di energia per la riserva terziaria e il bilanciamento.

Il progetto riguarda le unità virtuali di consumo e ribadisce le caratteristiche delle UVAC espresse dalla Delibera, definendone le modalità di partecipazione e le specifiche degli impianti di consumo abilitati. Analizzando nello specifico i punti salienti, il progetto pilota prevede che:

- Tutti gli impianti di consumo associati alla medesima UVAC risiedano nello stesso perimetro di aggregazione e siano appartenenti alla medesima zona di mercato; che siano dotati di una Unità Periferica di Distacco Carichi (UPDC) che possa rilevare le misure del consumo totale da inviare al TSO. Quest'ultimo potrà effettuare verifiche ispettive, richiedere certificazioni dei sistemi di misura e aggregazione a carico del soggetto titolare dell'UVAC e potrà, in ogni caso, effettuare verifiche "ex-post" nella filiera circa il corretto funzionamento e modulazione delle risorse elettriche relazionandosi con le società di Distribuzione.
- L'UVAC dovrà comunicare a Terna sia l'elenco degli impianti di consumo sottesi al suo aggregato sia la "Potenza Massima di Controllo", intesa come quantitativo massimale di prelievo che, nelle varie e variabili condizioni operative, essa può gestire nell'operazione di modulazione e che il soggetto intende rendere disponibile a Terna quale quantità riducibile. Inoltre la Potenza Massima di Controllo dell'UVAC dovrà essere almeno pari ad una quantità minima di 10 MW.
- Viene dato un limite di 15 minuti all'UVAC in sede di modulazione dal momento della ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna: l'UVAC dovrà essere in grado cioè di incrementare la propria immissione, intesa al negativo (vale a dire riduzione del prelievo di energia dagli impianti di consumo associati alla medesima), per un valore non inferiore alla quantità minima (10 MW) sostenendo tale riduzione per un periodo almeno pari a quattro ore consecutive.
- Un impianto di consumo potrà essere parte di una UVAC per quanto concerna la l'abilitazione esclusivamente al MSD e non già agli altri mercati dell'energia, per la partecipazione ai quali sarà invece considerata facente parte di una Unità di Consumo (UC). L'impianto farà capo ad una UC anche per la regolazione degli sbilanciamenti. La contestuale appartenenza a queste due entità (UVAC e UC) rende necessaria una chiarificazione: un impianto potrà fare parte di una sola UVAC pur appartenendo a diverse UC. Una UC, dal canto suo, potrà contenere impianti sottesi a diverse UVAC. Ciò che non potrà assolutamente verificarsi invece, è la presenza di impianti di consumo sottostanti una determinata UVAC che siano associati a diverse UC.
- I soggetti titolari, a loro volta, responsabili alla partecipazione delle UVAC al MSD, potranno essere i titolari degli impianti di consumo, i titolari della UC cui sono associati gli impianti della UVAC, oppure un soggetto terzo aggregatore (tale BSP).
- Il progetto pilota prevede che le UVAC, tra i servizi ausiliari previsti, erogino quello di riserva terziaria di potenza a salire e quello di bilanciamento. I soggetti titolari saranno responsabili del monitoraggio e dell'esecuzione degli ordini di dispacciamento impartiti da Terna, tramite punto di controllo fisico dotato di software apposito al recepimento delle richieste dal TSO.

- Una piattaforma RUP gestita da Terna sarà il luogo di scambio informativo sui dati tecnici previsti dagli impianti (comunicabili per qualsiasi periodo quartorario) tra il TSO e il titolare delle UVAC. I dati tecnici saranno considerati validi solo se dichiarati entro i tempi previsti per la fase di programmazione (con un preavviso di minimo 30 minuti). La mancata comunicazione dei dati o un eventuale ritardo nei tempi, comporterà l'esclusione all'erogazione dei servizi ausiliari per quel determinato quarto d'ora.
- Riguardo alle modalità di presentazione delle offerte, esse vanno presentate prima dell'inizio del regime di operatività e verranno valutate nel giorno precedente a quello di riferimento dell'offerta. Le UVAC potranno presentare un'offerta anche sul Mercato di Bilanciamento (MB) nel giorno corrente. Le offerte presentate su MSD non sono modificabili se non in modalità migliorative. Così come avviene per le UPA, anche le UVAC dovranno presentare le offerte al GME tramite piattaforma informatica utilizzando gli stessi strumenti e tempistiche delle UPA (sarà presentato un prezzo per la riduzione del prelievo degli impianti sottostanti l'UVAC ad ogni ora della giornata seguente, mentre per MB l'offerta avverrà a blocchi di quattro ore). Una volta che le offerte verranno accettate sulla piattaforma, Terna allocherà la riserva su tale unità nella fase di programmazione, mentre in fase di gestione invierà ai punti di controllo dell'unità gli ordini di dispacciamento a seguito dei quali l'UVAC modificherà il carico di consumo.
- La remunerazione, secondo le tempistiche del MSD, avverrà moltiplicando la quantità di energia dispacciata (come valore medio del quarto d'ora relativo) e il prezzo relativo al quartorario.
- Il monitoraggio da parte di Terna consisterà nella verifica dell'esecuzione della prestazione. Si riterrà eseguita la prestazione, in ogni quarto d'ora, qualora la potenza assorbita dall'UVAC sia inferiore od uguale alla differenza tra il livello di potenza assorbita nel quarto d'ora precedente e la quantità demandata da Terna come riduzione di consumo. Qualora l'ordine sia rispettato, l'UVAC avrà diritto alla remunerazione; nel caso in cui il consumo non sia diminuito di una quantità almeno pari a quanto richiesto da Terna, l'UVAC dovrà corrispondere un importo pari al prodotto tra il prezzo offerto su MSD e la quantità

$$P_d = [(P_{\text{tot ante}} - P_{\text{tot post}}) - \max(0; P_{\text{int ante}} - P_{\text{int post}})].$$

- Il progetto pilota si sofferma anche sulla questione dell'approvvigionamento a termine delle risorse di dispacciamento, concesso alle UVAC in base al fabbisogno definito da Terna (fabbisogno comunicato su base mensile o sull'intero periodo di riferimento). In questa fase, saranno incluse solo le unità di consumo (in forma aggregata e non) delle aree Nord e Centro-Nord. Le unità abilitate di consumo dovranno promettere, almeno per il 70% dei giorni del mese, la potenza di riduzione contrattualizzata a termine per non meno di quattro ore consecutive durante i giorni feriali, ottenendo un corrispettivo (espresso in €/MW).
- Infine, trattasi della regolazione degli sbilanciamenti. Terna prevede che per evitare conseguenze sul sistema rete della UC cui l'UVAC aderisce, venga promosso un programma aggiornato di prelievo vincolante della UC sotto cui ricadono gli impianti dell'UVAC. L'aggiornamento avverrà in base agli esiti del Mercato del Giorno Prima e del Mercato Infragiornaliero nonché alle offerte di riduzione di prelievo in MSD. La riduzione del programma di prelievo avverrà tra i valori: zero e l'effettiva riduzione di prelievo applicata dall'UVA.

3 Struttura dei mercati

Il mercato elettrico italiano si è delineato secondo la struttura attuale a valle dell'approvazione del Decreto Legislativo 79/99, che ha recepito la Direttiva Europea 96/92/EC, concernente appunto norme comuni per il mercato comunitario dell'energia elettrica.

Il mercato elettrico si suddivide in Mercato a Pronti (MPE) e Mercato a Termine (MTE). Vi è inoltre la possibilità di scambiare energia mediante contratti bilaterali (Over The Counter - OTC). Il mercato elettrico è gestito dal GME (Gestore del Mercato Elettrico).

In questo documento sono analizzati alcuni mercati del MPE, che si suddivide in:

- MPEG - Mercato dei Prodotti Giornalieri. Negoziazione di profili di consegna di tipo base load o peak load;
- MGP – Mercato del Giorno Prima. Scambi di blocchi orari di energia per il giorno successivo;
- MI – Mercato Infragiornaliero. Modifiche ai programmi definiti nel MGP;
- MSD – Mercato per il Servizio di Dispacciamento. Approvvigionamento da parte di Terna di risorse per il bilanciamento. È suddiviso in MSD Ex-Ante e Mercato del Bilanciamento (MB).

Il focus si mantiene sui mercati MGP, MI e MSD ex-ante.

3.1. MGP, il mercato del giorno prima

Il Mercato del Giorno Prima MGP è quello più importante, su cui passano la maggior parte delle transazioni di compravendita dell'energia elettrica; i volumi per il 2017 sono stati di 292,2 TWh. In pratica è il MGP che definisce i profili di scambio dell'energia, lasciando agli altri mercati il compito di limare le differenze tra acquisti e vendite e di risolvere eventuali sbilanciamenti.

È un mercato ad asta, non a contrattazione continua; gli operatori presentano offerte di acquisto e di vendita indicando il volume e rispettivamente il prezzo massimo o minimo che sono disposti ad accettare. Il mercato si apre alle 8 del giorno D-9 e si chiude alle 12 del giorno D-1. I risultati vengono comunicati entro le 12.55 del giorno D-1.

Il mercato è strutturato secondo una strutturazione zonale: una zona è una porzione della rete elettrica che presenta, per ragioni di sicurezza sistemica, limiti fisici di scambio con altre zone geografiche. Tali limiti sono definiti da Terna, il gestore della rete di trasmissione. Esistono 6 zone geografiche, rappresentative di una parte della rete nazionale: Nord, Centro-Nord, Centro-Sud, Sud, Sicilia e Sardegna; 4 poli di produzione limitata, che per vincoli di rete non possono immettere potenza corrispondente al 100% della loro capacità produttiva (Foggia, Brindisi, Rossano e Priolo); e le zone virtuali estere, rappresentative dei punti di interconnessione con l'estero: Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Corsica, Grecia, Malta).

Figura 8- Zone geografiche e zone virtuali estere [Fonte: GME]



Le offerte di acquisto accettate sono valorizzate al prezzo unico nazionale (PUN); nella pratica si ricorre sempre a prezzi di vendita zonal, in base ai quali viene poi determinato il PUN come media ponderata dei prezzi di vendita zonal rispetto ai volumi di vendita. I prezzi zonal corrispondono al massimo valore dell'offerta accettata sul mercato (*System Marginal Price*).

La partecipazione al MGP è aperta a tutti. I partecipanti, i cosiddetti operatori, devono rispettare dei requisiti (dal sito del GME) che riguardano principalmente la competenza nell'utilizzo dei sistemi telematici e l'affidabilità legale legata a delitti di agiotaggio, violazione della segretezza delle comunicazioni informatiche o telematiche, ovvero di frode informatica. Il GME agisce come controparte centrale del MGP.

L'andamento del prezzo del PUN varia su base oraria ed è dipendente da fattori legati alla domanda oraria e all'offerta, legata principalmente al costo della materia prima utilizzata per produrre energia elettrica. Nel corso degli anni il PUN ha registrato un primo aumento consistente, che lo ha portato al valore medio di 87 €/MWh nel 2008, seguito da una successiva diminuzione, con un minimo raggiunto nel 2016 a 42,8 €/MWh. Nel 2017, il prezzo medio nazionale ha evidenziato un'ascesa a 53,95 €/MWh, in rialzo rispetto all'anno precedente. In generale è interessante valutare come variano i prezzi a seconda dei seguenti fattori:

- Ora (Baseload, Picco, Fuori Picco, Festivo)

Il seguente grafico, tratto dalla Relazione Annuale 2017 del GME, mostra quanto il PUN si attesti intorno a valori differenti nel corso della giornata

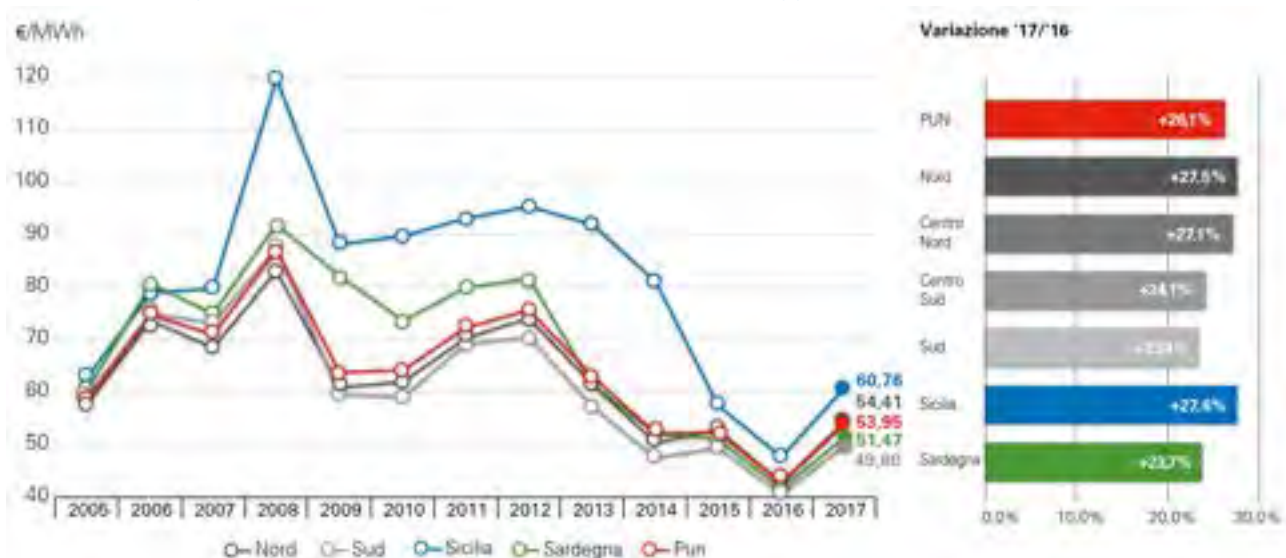
Figura 9 - PUN per gruppi di ore - media annua [Fonte: Rapporto Annuale 2017 del GME]



- Zona**

Sempre dalla Relazione Annuale 2017 del GME si estrapola il seguente grafico, che illustra la differenza di prezzo tra le varie zone (è riportato anche il valore della media pesata che costituisce il PUN); tipicamente si va dai valori più bassi per la zona Sud ai prezzi più alti per la zona Sicilia.

Figura 10 - Prezzi zionali medi annui sul MGP [Fonte: Rapporto Annuale 2017 del GME]



È inoltre interessante osservare come il PUN vari nel corso delle diverse ore della giornata (e della settimana) e come tale andamento sia variato nel corso degli ultimi dieci anni. Nei grafici seguenti si mostra il confronto tra due giornate lavorative estive (giovedì 24 luglio 2008 e martedì 24 luglio 2018) ed il confronto tra due giornate lavorative invernali (giovedì 24 gennaio 2008 e mercoledì 24 gennaio 2018).

Si evidenzia come i profili dell'anno 2018 siano decisamente più uniformi rispetto a quelli di 10 anni prima; sebbene nell'andamento dei valori nella giornata invernale dell'anno in corso, si riscontrino due picchi – seppur di entità inferiore – nelle medesime ore in cui si sono verificati nel 2008; picchi di prezzo corrispondenti ai due grossi picchi di consumo. Per quanto riguarda l'andamento dei prezzi estivi, il picco dei consumi di mezzogiorno non ha riscontro nell'aumento dei prezzi in quanto corrisponde al picco di produzione dell'energia da pannelli fotovoltaici.

Figura 11 - Confronto tra l'andamento giornaliero del PUN tra 2008 (sx) e 2018 (dx) - giornata lavorativa estiva [Fonte: GME]

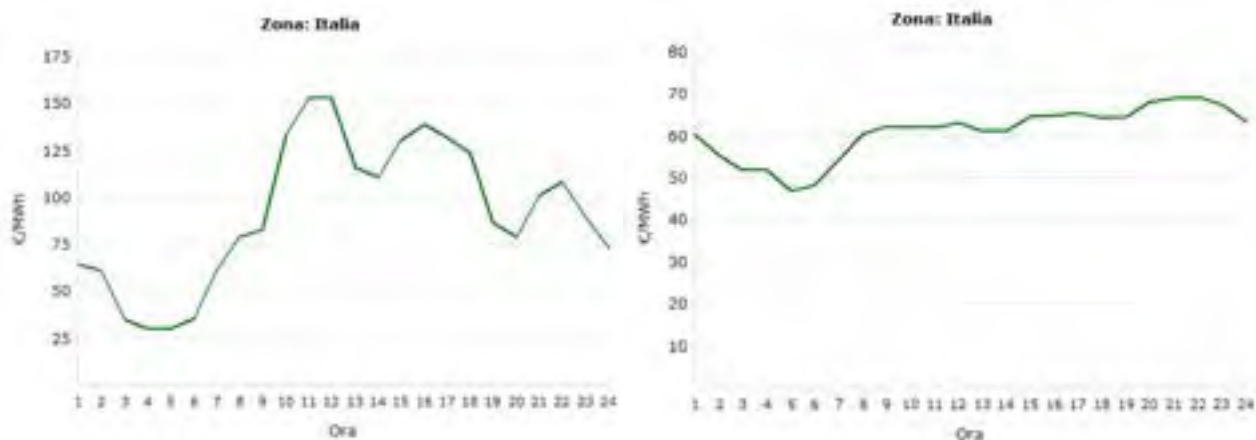
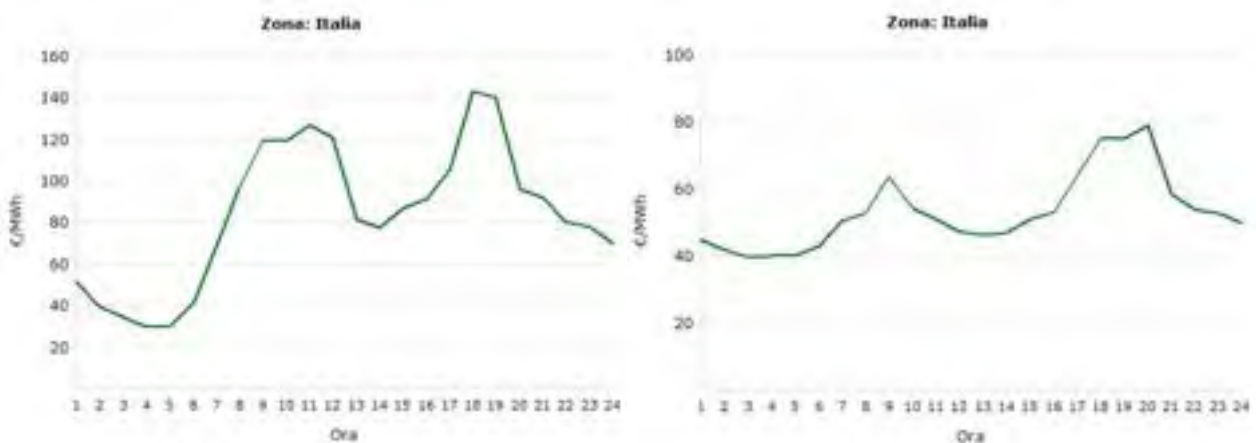


Figura 12 - Confronto tra l'andamento giornaliero del PUN tra 2008 e 2018 (giornata lavorativa invernale) [Fonte: GME]



Si nota inoltre un abbassamento significativo dei prezzi, come già riscontrato nelle analisi precedenti; tuttavia si riscontra che i valori invernali rimangono generalmente inferiori a quelli estivi.

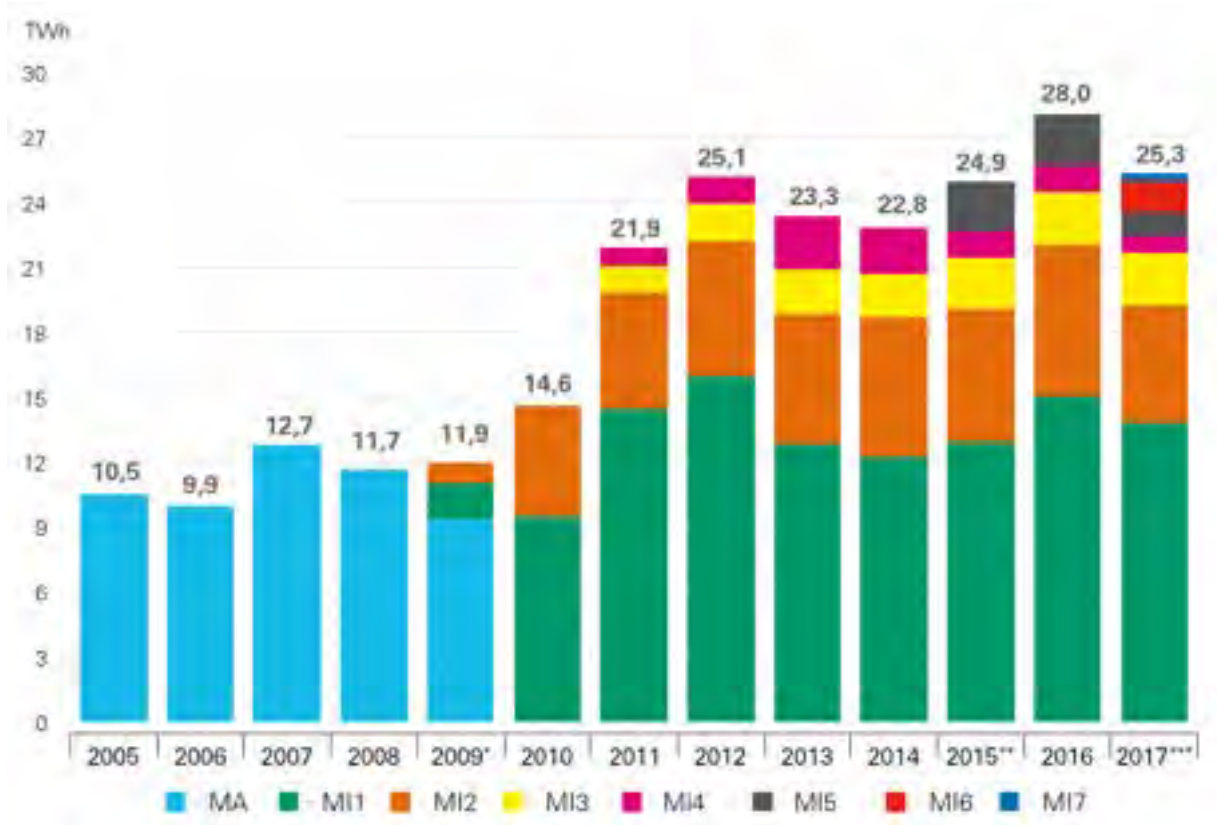
3.2. MI, il mercato infragiornaliero

Il Mercato Infragiornaliero (MI) consente agli operatori di modificare i programmi di acquisto e vendita definiti in MGP, mediante ulteriori offerte successivamente alla chiusura dello stesso MGP. I volumi scambiati su MI sono di gran lunga inferiori a quelli del MGP; nel 2017 si sono attestati su 25,3 TWh.

Il MI è in continua crescita e da quest'anno sono state introdotte due ulteriori sessioni, che si aggiungono alle 5 che erano già presenti. Tuttavia, oltre il 50% dei volumi è ancora scambiato nella prima sessione, la MI1.

Di seguito si riporta un grafico tratto dal Rapporto Annuale 2017 del GME, che descrive l'evoluzione negli ultimi 13 anni dei volumi scambiati sul MI.

Figura 13 - Volumi scambiati sul MI



Come accennato nel paragrafo precedente, il MI si articola in 7 sessioni: MI1, MI2, MI3, MI4, MI5, MI6 ed MI7 con modalità di offerte per acquisto e vendita analoghe a quelle descritte per MGP e la medesima suddivisione in zone. A differenza di MGP, però, MI valorizza le offerte di acquisto accettate ai prezzi delle diverse zone.

È interessante analizzare le tempistiche di apertura e chiusura del mercato MI (anche in relazione a MGP); nella seguente tabella sono riportate le scadenze.

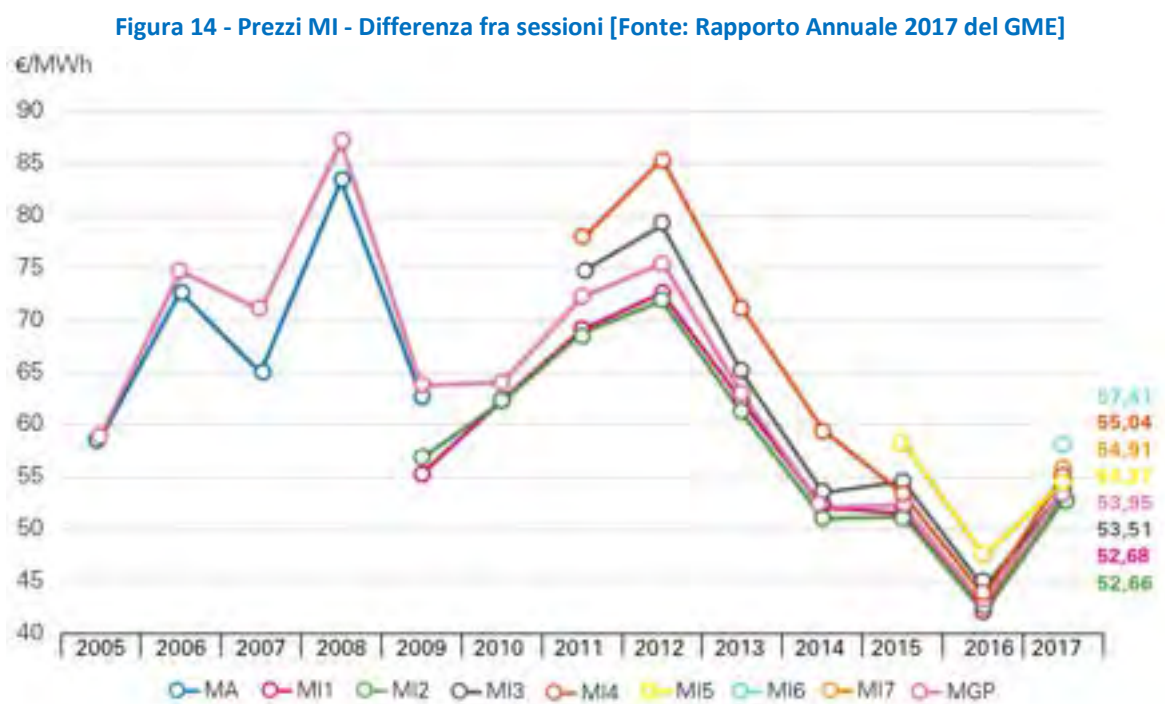
Sessione	Apertura		Chiusura		Comunicazione risultati	
	Ora	Giorno	Ora	Giorno	Ora	Giorno
MGP	8.00	D-9	12.00	D-1	12.55	D-1
MI1	12.55	D-1	15.00	D-1	15.30	D-1
MI2	12.55	D-1	16.30	D-1	17.00	D-1
MI3	17.30	D-1	23.45	D-1	00.15	D
MI4	17.30	D-1	3.45	D	4.15	D
MI5	17.30	D-1	7.45	D	8.15	D
MI6	17.30	D-1	11.15	D	11.45	D
MI7	17.30	D-1	15.45	D	16.15	D

Come per MGP, la partecipazione a MI è subordinata ai tre requisiti illustrati nella sezione precedente. Il GME agisce come controparte centrale degli scambi.

Da quanto descritto nelle sezioni precedenti, si evince che non esiste un prezzo unico di riferimento per il MI, bensì ne esistono diversi a seconda della zona e della sessione di riferimento. Per un confronto con il PUN si osserva il cosiddetto prezzo unico MI, “un’elaborazione effettuata aggregando tramite media aritmetica i prezzi orari ottenuti dalla ponderazione della media dei prezzi zonalari orari di ciascuna sessione per i rispettivi acquisti”².

Nel 2017 il valore medio del prezzo unico MI è risultato inferiore al PUN e si è attestato su 52,85 €/MWh. Per il MI è interessante valutare le variazioni dei valori a seconda dei seguenti fattori:

- Sessione (MI1, MI2, ...MI7): i prezzi risultino più bassi nelle prime sessioni di mercato per poi alzarsi e raggiungere i valori più alti nelle MI6 ed MI7

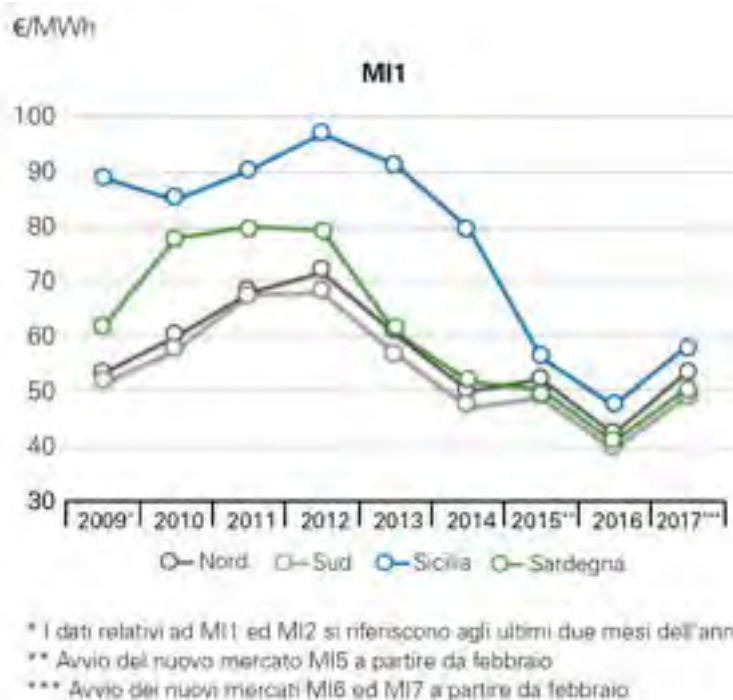


- Zona: come per il PUN, i valori inferiori risultano per la zona Sud, mentre quelli più alti si registrano in Sicilia³.

² Cit. Relazione Annuale 2017 del GME, p.40.

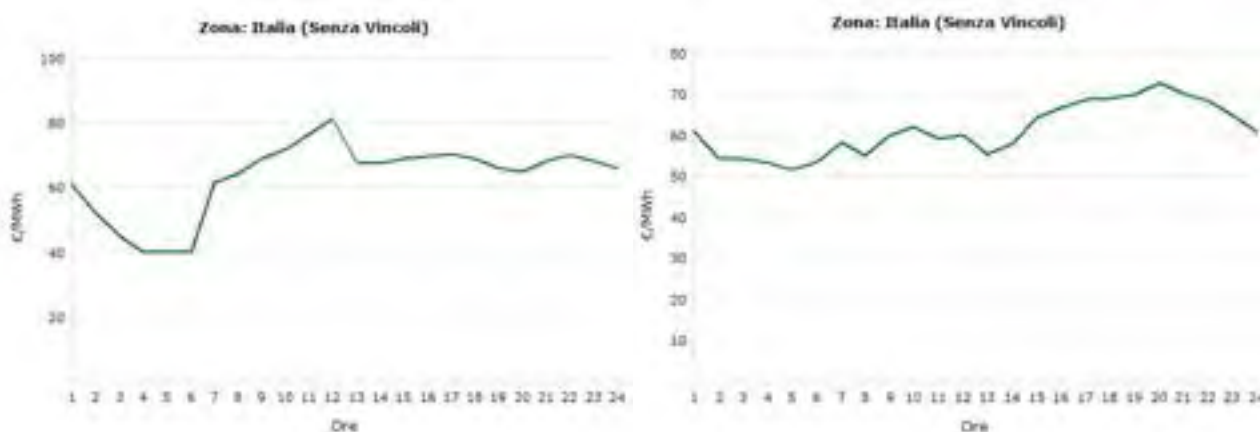
³ Per le finalità di questo report non andremo ad analizzare l'andamento dei prezzi delle diverse zone per ogni sessione, ma ci limiteremo a mostrare l'andamento dei prezzi della sessione MI1

Figura 15 - Prezzi zionali MI1 - media annua [Fonte: Rapporto Annuale 2017 del GME]



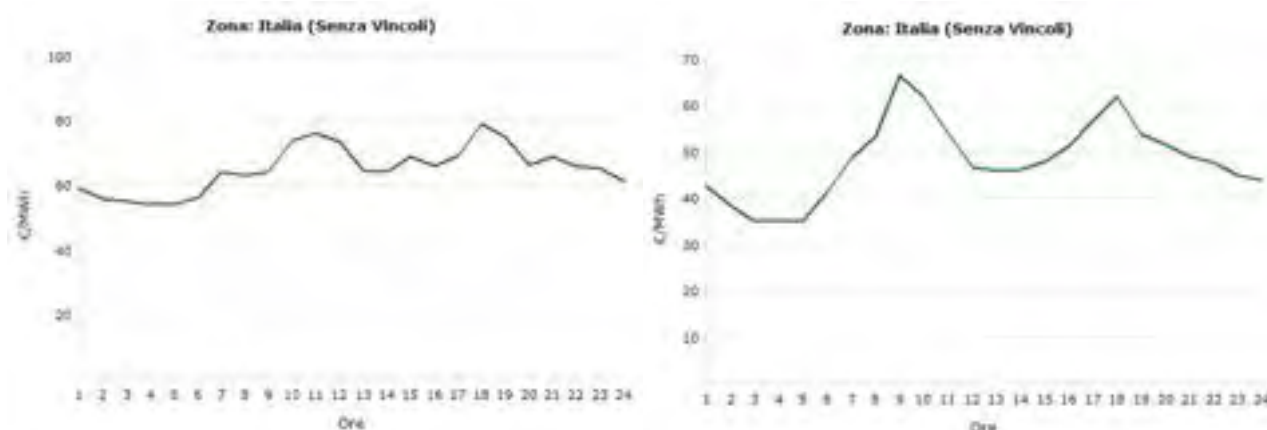
Analogamente a quanto mostrato per il PUN, si analizza l'andamento giornaliero dei prezzi del MI, confrontando i profili estivi ed invernali del 2018 con quelli del 2011. Nel confronto tra le giornate di martedì 19 luglio 2011 e giovedì 19 luglio 2018 si notano prezzi tendenzialmente simili e più alti durante le ore serali.

Figura 16 - Confronto dell'andamento giornaliero dei prezzi MI tra 2011 (sx) e 2018 (dx) - giornata lavorativa estiva [Fonte: GME]



Nel confronto tra le due giornate invernali di martedì 18 gennaio 2011 e giovedì 18 gennaio 2018, si nota che i prezzi sono più altalenanti nel 2018 (ma non così come potrebbe sembrare ad una prima occhiata dalla figura; le scale sono diverse!) ed anche più bassi.

Figura 17 - Confronto dell'andamento giornaliero dei prezzi MI tra 2011 (sx) e 2018 (dx) - giornata lavorativa invernale [Fonte: GME]



Si nota inoltre una differenza di prezzi non significativa tra le giornate estiva ed invernale dell'anno 2011; mentre nel 2018 i prezzi del 18 gennaio sono sensibilmente più bassi di quelli del 19 luglio.

3.3. MSD, il mercato dei servizi di dispacciamento

Nei paragrafi 2.2 e 2.3 sono già state presentate le caratteristiche fondamentali del mercato di dispacciamento. In questa sezione, in seguito ad un richiamo dei principi base di funzionamento, ci si concentra sui meccanismi di remunerazione, sui prezzi e sui volumi scambiati.

Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) ha la principale funzione di fornire a Terna le cosiddette risorse per la gestione ed il controllo della rete. A differenza di MGP e MI, il MSD è gestito da Terna che deve garantire al sistema l'equilibrio istantaneo tra domanda ed offerta di energia elettrica, mantenendo altresì entro i vincoli operativi le **caratteristiche elettriche**, in particolare:

- Frequenza
- Tensione
- Limiti di trasporto della rete

Alcune delle **risorse** necessarie per il mantenimento delle grandezze sopra citate vengono reperite da Terna sul MSD (altre come già visto non sono scambiabili sul mercato per ragioni tecniche, in quanto riferite ad eventi poco frequenti e/o con necessità di risposta immediata). Si ricorda che le risorse scambiate sul MSD sono le seguenti:

- Risoluzione di congestione in fase di programmazione. In caso di superamento di limiti di transito sulla rete a valle della programmazione MGP/MI);
- Riserva secondaria di potenza, Necessaria in caso di improvviso sbilanciamento di potenza che provoca un discostamento dalla frequenza di riferimento di 50 Hz);
- Riserva terziaria di potenza. Per variazioni della potenza generata o consumata;
- Bilanciamento. Disequilibri tra domanda e offerta di energia elettrica.

Sul mercato le risorse, e dunque le offerte, si differenziano principalmente in acquisto e vendita. Le prime sono costituite dalla disponibilità dell'operatore a diminuire la propria produzione (e quindi acquistare energia) o aumentare il proprio consumo; viceversa le offerte di vendita sono espressione della disponibilità

dell'operatore ad aumentare la propria produzione (e quindi vendere energia) o diminuire il proprio consumo.

Il MSD si articola in MSD ex-ante, che serve principalmente a gestire la programmazione, ed il Mercato del Bilanciamento (MB), che costituisce lo strumento per la gestione in tempo reale. In questa sezione ci occupiamo del MSD ex-ante (che in seguito chiameremo per comodità semplicemente MSD).

Il totale dei volumi scambiati nel 2017 è stato pari a 6,008 TWh per quanto riguarda gli acquisti e 11,491 TWh/anno per le vendite.

Il mercato MSD è più complicato rispetto ai due precedentemente descritti. La presentazione delle offerte è consentita per un numero di coppie prezzo/volume per ogni ora che va da 1 a 3, sia per l'acquisto che per la vendita. Le offerte vengono selezionate da Terna che allocherà riserva su tali unità e, in fase di gestione in tempo reale, invierà ordini di incremento o decremento della produzione (decremento o incremento del consumo); in seguito al quale il soggetto partecipante dovrà eseguire la variazione.

Le offerte vengono accettate da Terna su periodo quartorario e la remunerazione da parte di Terna avviene mediante due corrispettivi, uno fisso ed uno variabile:

- Il corrispettivo fisso viene riconosciuto una volta che la risorsa è selezionata da Terna, indipendentemente dalla sua attivazione. Esso si riconosce nel caso in cui l'offerta si limiti al periodo orario tra le 14 e le 20. Il valore è definito da un'asta al ribasso rispetto ad un Cap di 30.000 €/MW/anno.
- Il corrispettivo variabile è riconosciuto all'attivazione della risorsa con modalità Pay-as-bid (prezzo dell'offerta) al valore di prezzo dell'ora in cui è compreso il quarto d'ora in questione ed alla quantità di valore medio del quarto d'ora in cui è attivato. Il prezzo è comunque compreso entro un limite massimo di 400€/MWh.

Per quanto riguarda le tempistiche, il MSD si svolge secondo sei fasi di programmazione – MSD1, MSD2, MSD3, MSD4, MSD5 e MSD6 – tuttavia la seduta per la presentazione delle offerte di acquisto e vendita è unica e va dalle 12.55 del giorno D-1 alle ore 17.30 del giorno D-1. Agli operatori vengono invece comunicati i risultati individuali progressivamente secondo la seguente timeline:

Sessione	Comunicazione dei risultati	
	Ora	Giorno
MSD1	20.00	D-1
MSD2	2.15	D
MSD3	6.15	D
MSD4	10.15	D
MSD5	14.15	D
MSD6	18.15	D

Il mercato MSD presenta requisiti più stringenti rispetto a MGP e MI, elaborati da Terna, responsabile dell'approvvigionamento delle risorse. Oltre ai medesimi requisiti richiesti per i due precedenti mercati, MSD ne prevede altri legati a:

- **Taglia dell'unità di produzione**

La taglia cosiddetta rilevante per la partecipazione al dispacciamento deve essere di potenza nominale non inferiore a 10 MVA.

- **Tipologia dell'impianto**

Sono ammesse al mercato di dispacciamento soltanto le unità di produzione rilevanti programmabili; sono difatti esclusi impianti ad energia solare, eolica, geotermica, idrica da acqua fluente, idroelettrico di piccola taglia⁴ e del moto ondoso; inoltre sono esclusi gli impianti di generazione distribuita e le unità di consumo.

- **Tempistiche di fornitura del servizio**

Variano a seconda del tipo di servizio richiesto e riguardano principalmente:

- Tempo di avviamento;
- Tempo di permanenza in servizio;
- Gradiente di presa e rilascio del carico.

Sul mercato MSD esiste una differenza sia in termini di volumi che di prezzo per gli acquisti e le vendite, in quanto l'interfaccia di scambio è costituita in entrambi casi da Terna, che utilizza le risorse per la gestione della rete elettrica. Sul sito del GME sono disponibili i dati di volumi e di prezzo per il mercato MSD relativi a tutte le zone. Sono stati studiati gli andamenti di entrambi con differenziazione tra le grandezze relative alla vendita e quelle di acquisto.

Innanzitutto si riscontra che i due mercati sono profondamente differenti in termini di volume e prezzi; di seguito si riportano i valori principali per l'anno 2017:

	Acquisto	Vendita
Volume totale	6,008 TWh	11,491 TWh
Volume delle 6 zone geografiche	4,360 TWh	8,619 TWh
Prezzo medio ponderato sul volume (6 zone geografiche)	23,18 €/MWh	121,61 €/MWh

Si valuta di seguito l'andamento mensile dei volumi di acquisto e di vendita differenziati per zona. Due osservazioni saltano all'occhio immediatamente: i volumi della zona NORD sono sempre (o quasi) superiori a quelli delle altre zone, sia a salire che a scendere; volumi di vendita hanno valori più alti rispetto a quelli di acquisto.

⁴ Sono esclusi gli impianti in cui il rapporto tra energia massima giornaliera e potenza massima sia inferiore alle 4 ore

Figura 18 – MSD, volumi mensili di acquisto (MWh), [Fonte: GME]

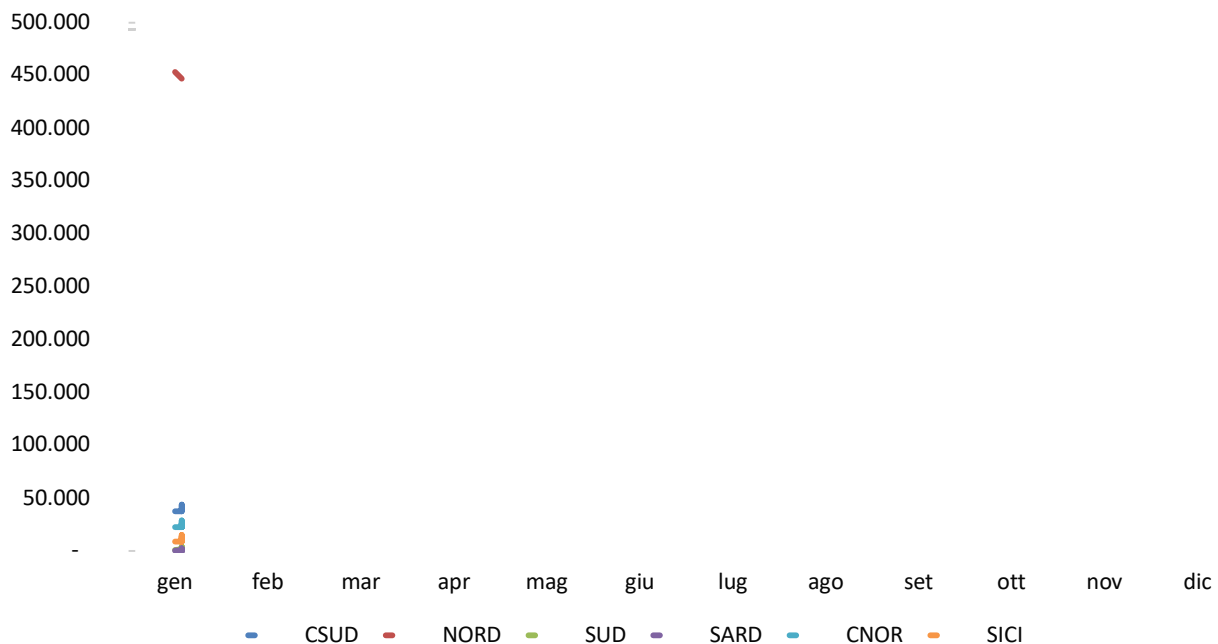
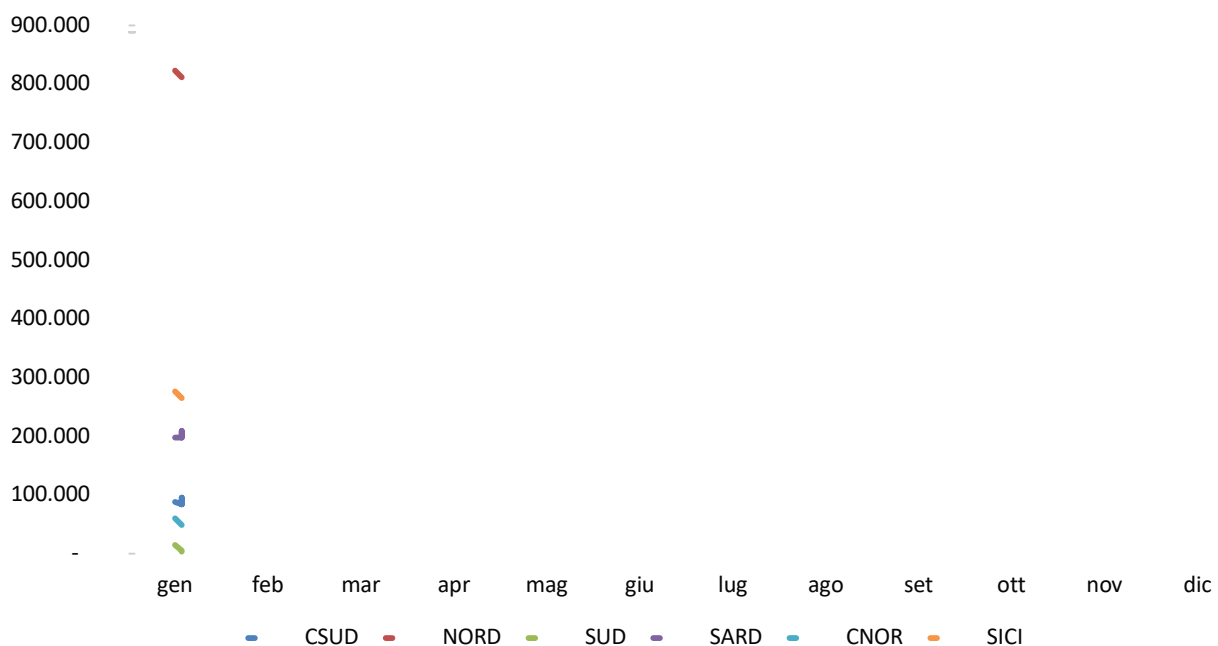


Figura 19 - MSD, volumi mensili di vendita (MWh), [Fonte: GME]



Si nota inoltre che i profili di vendita e di acquisto sono grossomodo simmetrici. Nei periodi in cui c'è una maggiore tendenza a sbilanciamenti di segno positivo infatti, solitamente si riscontra un minor volume di sbilanciamento di segno opposto.

I prossimi due grafici riportano l'andamento dei prezzi medi ponderati di acquisto e vendita sul mercato MSD differenziati per zona.

Figura 20 - MSD, prezzi mensili di acquisto (MWh), [Fonte: GME]

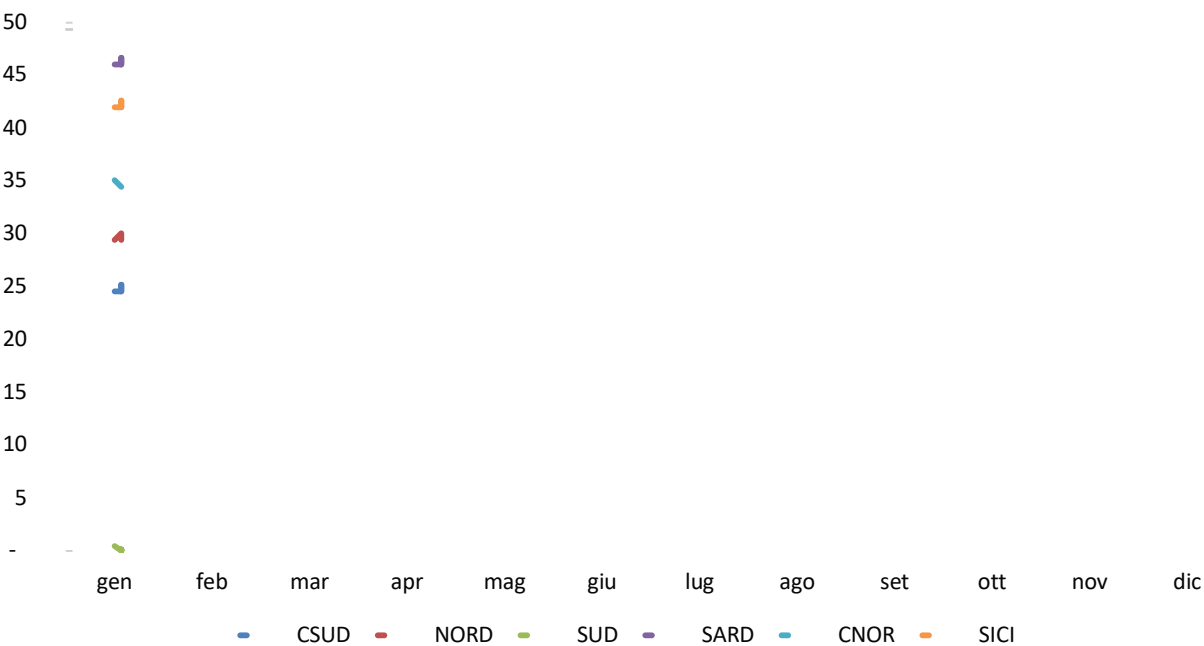
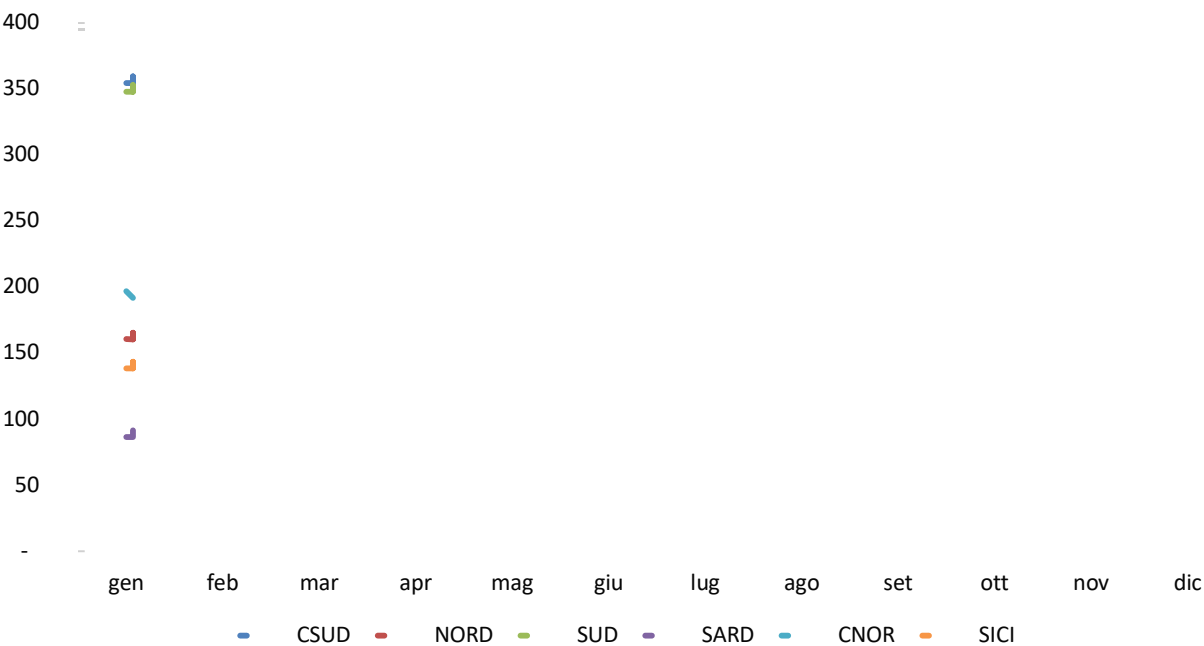


Figura 21 - MSD, prezzi mensili di vendita (MWh), [Fonte: GME]



Anche per quanto riguarda i prezzi la vendita registra valori nettamente più alti rispetto all’acquisto. I grafici che riportano i volumi a scendere e a salire confermano che le due quantità sono solitamente simmetriche. È interessante notare come nella zona NORD il finesettimana vede aumentare i volumi di acquisto e diminuire quelli di vendita, mentre succede il contrario al centro-sud (CSUD). In generale non c’è un comportamento analogo dell’andamento dei volumi nelle diverse zone.

Figura 22 – MSD, volumi di acquisto per giorno (MWh), [Fonte: GME]

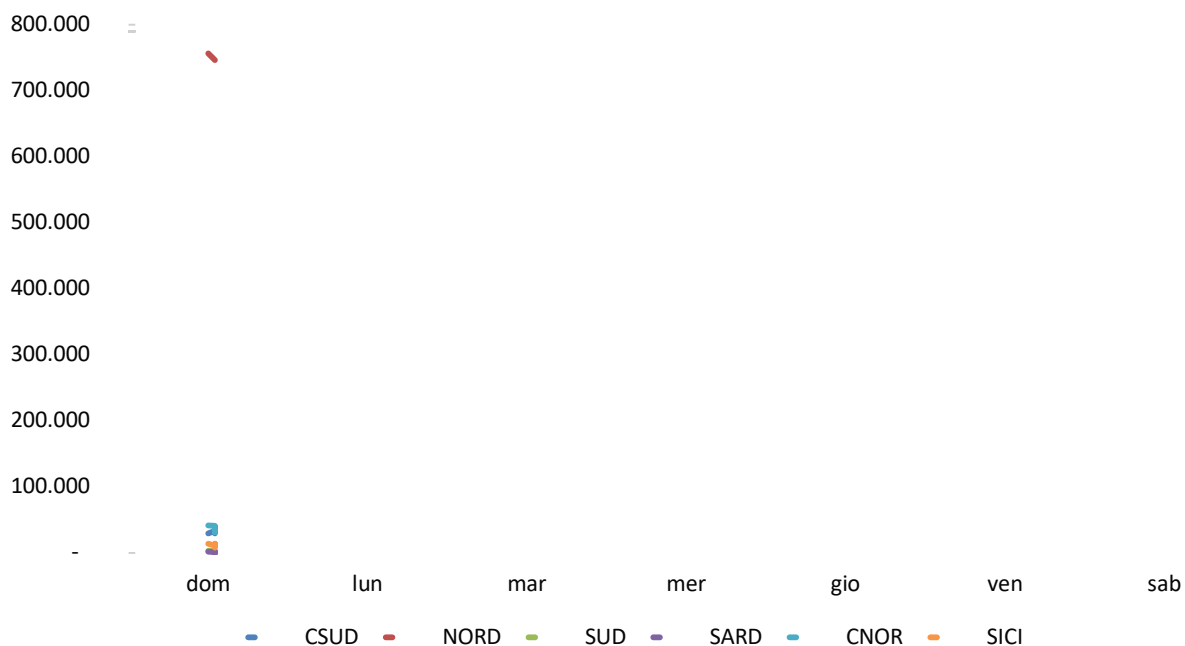
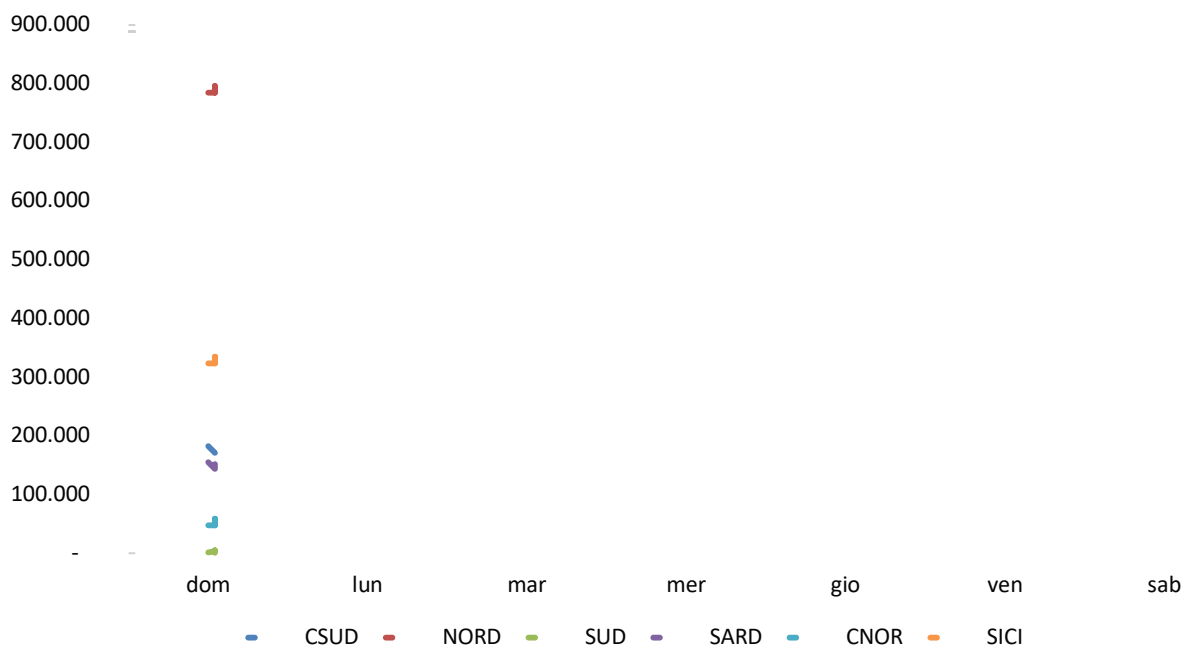


Figura 23 - MSD, volumi di vendita per giorno (MWh), [Fonte: GME]



In generale i prezzi non hanno variazioni molto importanti nel corso della settimana. Si riscontra un comportamento particolare per i valori riferiti all'acquisto della zona Sardegna (SARD) e delle fluttuazioni più significative per le zone CNORD, CSUD e SUD per quanto riguarda i prezzi di vendita.

Figura 24 – MSD, Prezzi medi di acquisto per giorno (€/MWh), [Fonte: GME]

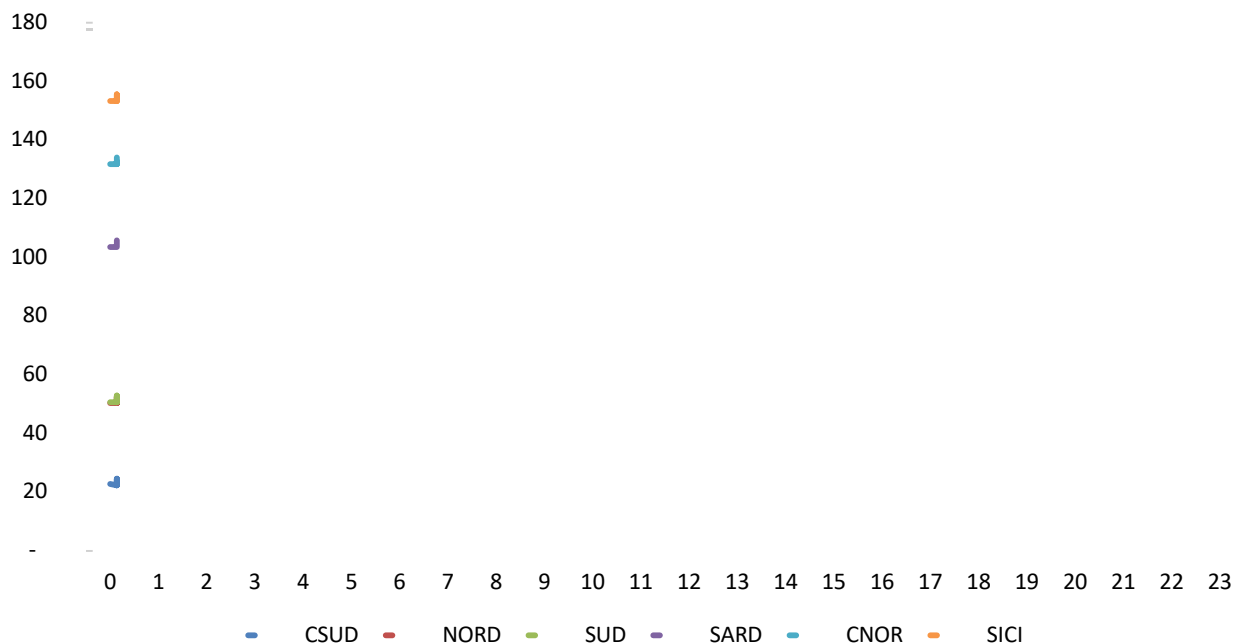


Figura 25 - MSD, Prezzi medi di vendita per giorno (€/MWh), [Fonte: GME]



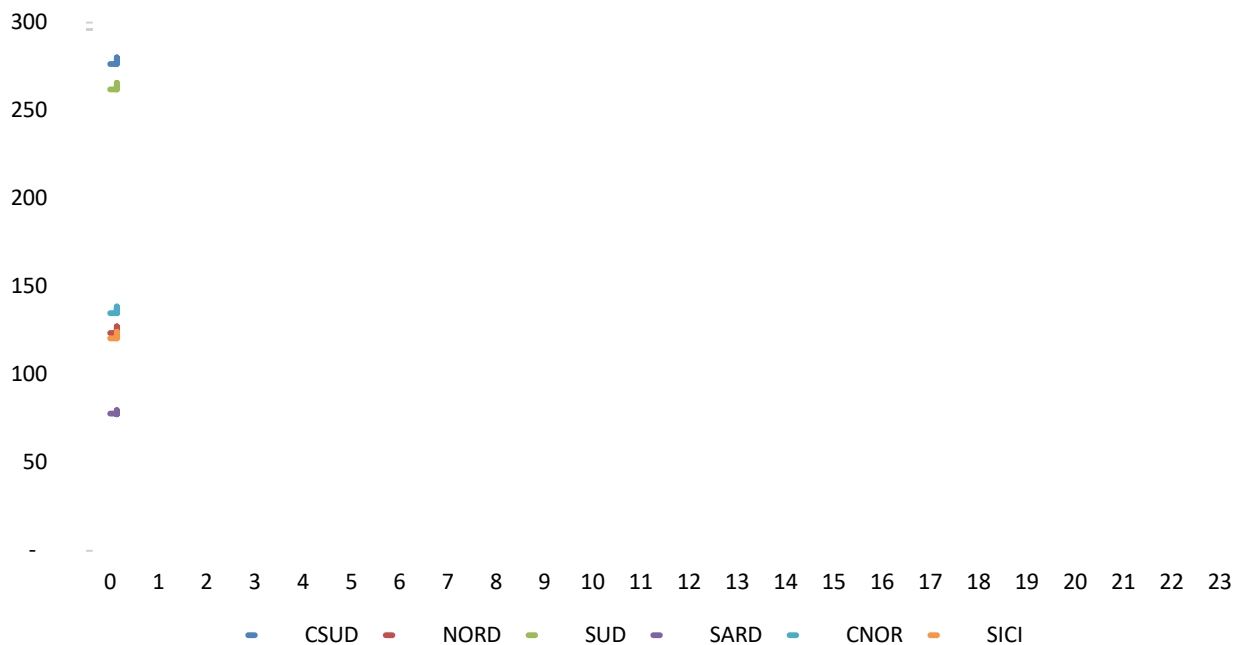
Per quanto riguarda gli andamenti giornalieri dei volumi, si riscontrano peculiarità diverse a seconda delle zone. A NORD si riscontrano valori più alti dei volumi di vendita nella parte centrale della giornata; nel centro (CSUD e CNORD) la parte centrale della giornata si manifestano picchi di acquisto per le 7 di mattina.

Figura 26 - MSD, Prezzi medi di acquisto per ora del giorno (€/MWh), [Fonte: GME]



I prezzi di acquisto hanno un andamento simile in tutte le zone, con picchi intorno alle 8 e alle 23. Non si riscontra un andamento comune per quanto riguarda i prezzi di vendita, che in generale assumono valori uniformi nel corso della giornata.

Figura 27 - MSD, Prezzi medi di vendita per ora del giorno (€/MWh), [Fonte: GME]



3.4. Confronto tra mercati

In conclusione a quanto descritto, possiamo riassumere il funzionamento dei mercati a pronti ed i rapporti che intercorrono tra i diversi mercati. Il mercato MGP è il principale in termini di volumi scambiati e definizione dei profili di acquisto e vendita dell'energia; qui è scambiata circa il 90% dell'elettricità effettivamente consumata a livello nazionale. Gli ultimi aggiustamenti sui profili di scambio vengono effettuati durante le 7 sessioni del MI, le quali si concludono a ridosso dell'ora in cui è previsto il consumo finale. MGP e MI sono gestiti dal GME e le offerte vengono valutate su base zonale e remunerate in maniera analoga, ovvero riconoscendo un prezzo zonale. A differenza di MI, in MGP è poi calcolato un prezzo unico nazionale, il PUN, come media ponderata dei prezzi zonali.

Eventuali problemi legati al mantenimento delle caratteristiche di rete (frequenza, tensione, capacità di trasmissione) sono gestiti da Terna (gestore di rete), che si approvvigiona delle risorse sul mercato MSD, il quale si articola in 6 sessioni. Qui i partecipanti effettuano proposte per offrire la propria disponibilità a variare la propria produzione di energia in positivo (a salire, vendita) o in negativo (a scendere, acquisto); Terna seleziona gli utenti che metteranno a disposizione la propria capacità a scendere o a salire e richiama la fornitura del servizio quando ne ha la necessità. Viene dunque remunerata l'energia acquistata/venduta e, ad alcune condizioni che sono state descritte nel paragrafo precedente, la capacità.

È importante sottolineare che l'aggiudicazione delle aste sul mercato MSD non si basa solamente su valutazioni economiche, ma:

- Ci sono requisiti tecnici di ammissione alle aste, riferiti principalmente alle caratteristiche di capacità e di velocità di risposta degli utenti
- Tra le offerte valutate, viene presa in considerazione anche la posizione dell'offerente, in base a quale nodo è oggetto di sbilanciamento.

I volumi maggiori sono scambiati sul mercato MGP (292,2 TWh nel 2017), simili sono i mercati MSD e MI, dove nel 2017 si sono scambiati rispettivamente 25,3 TWh e 17,5 TWh (di cui 11,5 TWh a salire e 6,0 TWh a scendere).

Per quanto riguarda i prezzi, i valori di MGP e MI sono molto simili; il PUN medio del 2017 è risultato di 53,95 €/MWh, mentre il prezzo unico MI (che rappresenta una media pesata dei prezzi risultanti dalle diverse sessioni dell'Infragiornaliero) è stato di 52,85 €/MWh per il medesimo anno. Valutando il MSD è importante distinguere il prezzo di vendita da quello di acquisto, in quanto il primo ha assunto un valore medio per il 2017 superiore al doppio del PUN (121, 61 €/MWh), mentre il secondo è rimasto su valori molto bassi, di 23,18 €/MWh.

Figura 28 - MSD, Volumi scambiati nei mercati di energia elettrica (TWh), 2017 [Fonte: GME]

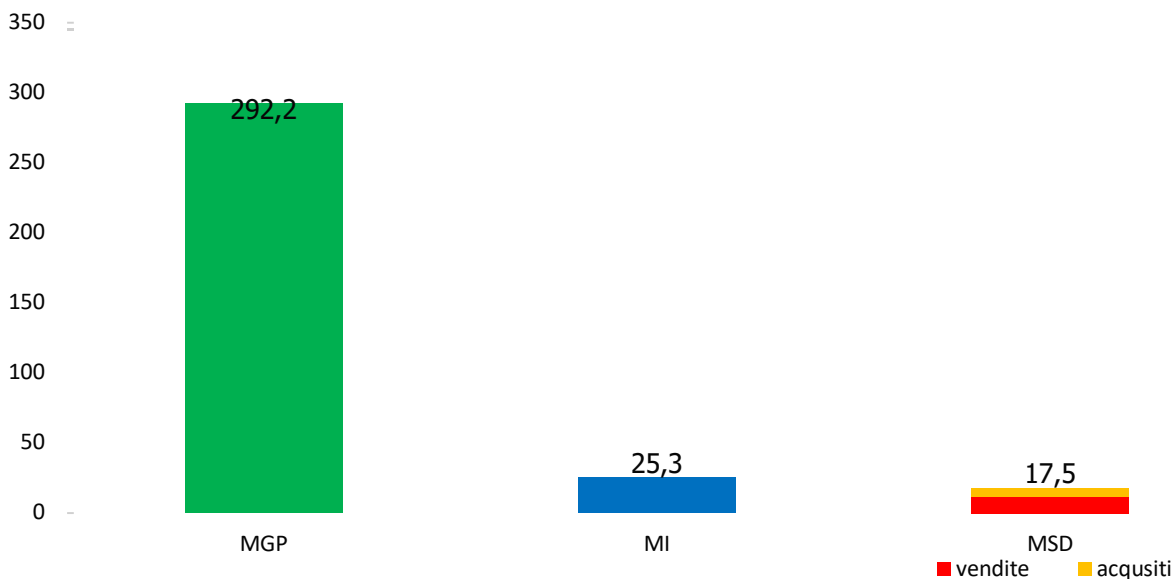
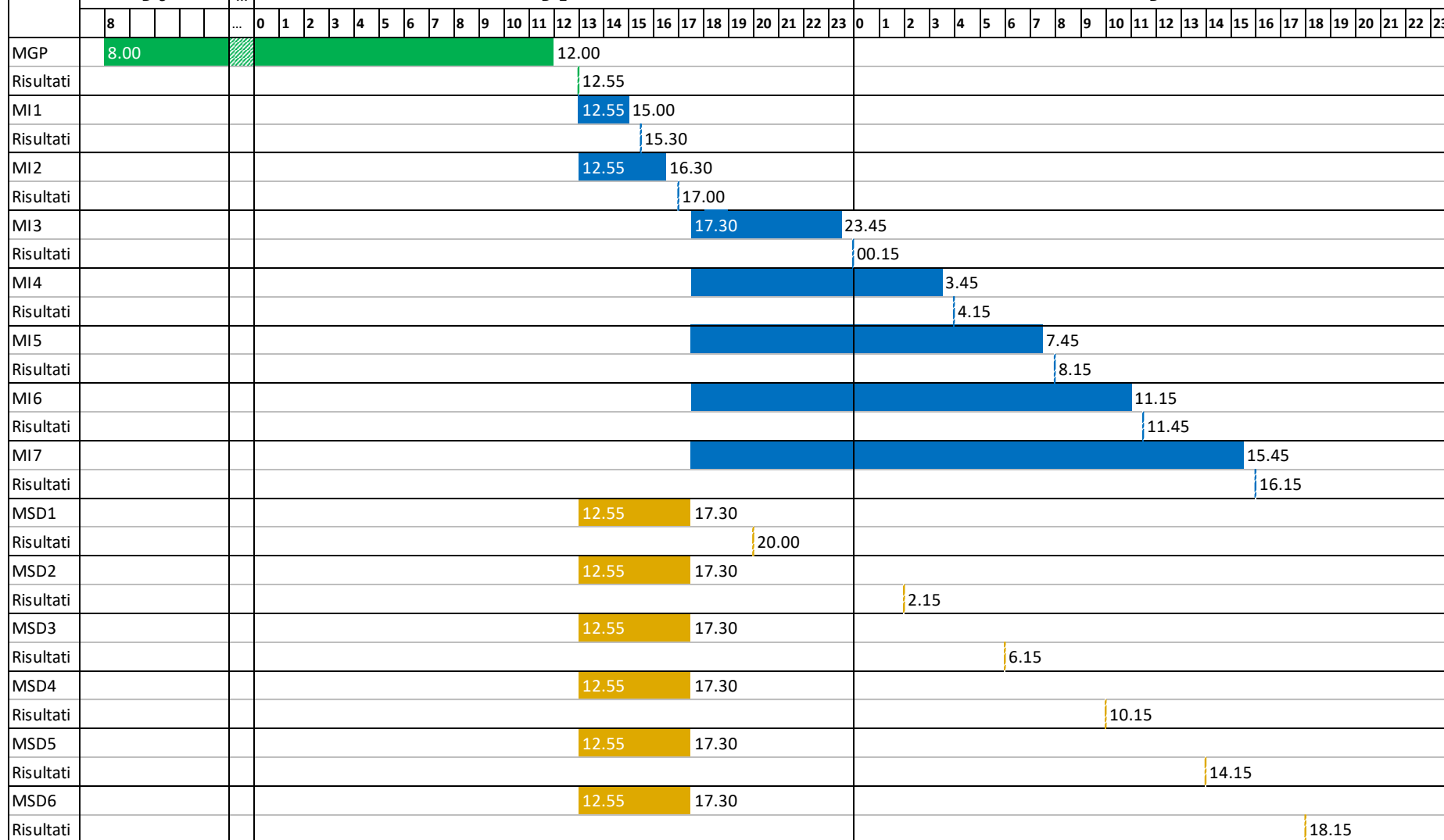


Figura 29 – MSD, Prezzi dei diversi mercati di energia elettrica (€/MWh), 2017 [Fonte: GME]



Le diverse sessioni di mercato sono temporalmente successive, così da concludersi a ridosso dell'ora di consumo effettivo. Alla comunicazione dei risultati di MGP (12.55 del giorno precedente allo scambio), iniziano le prime due sessioni del MI e alle 17.30 iniziano tutte le altre cinque. La conclusione delle diverse sessioni avviene progressivamente; i programmi di immissione/prelievo diventano via via più accurati ai reali fabbisogni avvicinandosi all'ora effettiva di consumo. Per quanto riguarda MSD, le sei sessioni si svolgono contemporaneamente dalle 12.55 alle 17.30 del giorno precedente alla consegna, mentre i risultati vengono comunicati progressivamente, come per il MI. Di seguito il prospetto con orari di apertura, chiusura e comunicazione dei risultati per singola sessione.

D-1	
-----	--

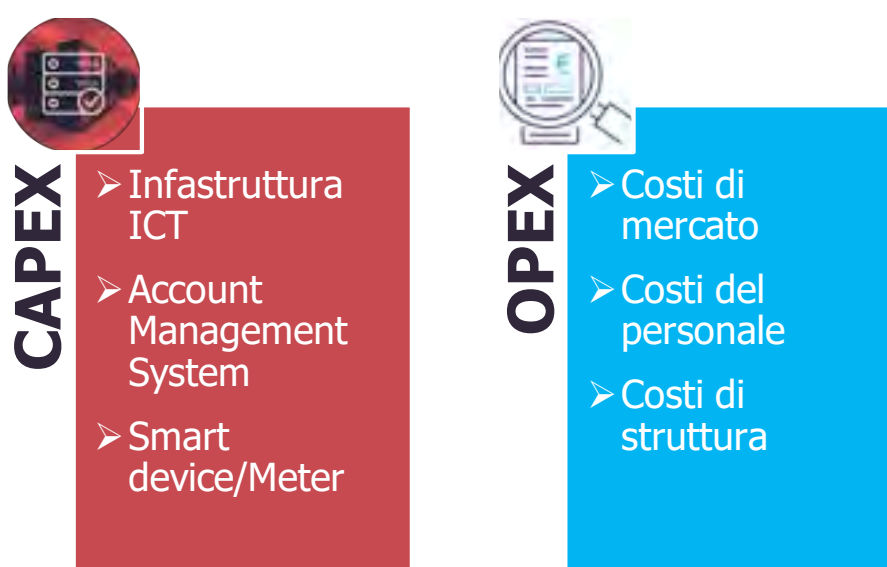


4 Analisi dei costi

Nella definizione del business plan associato ai tre modelli di business di aggregatore di distretto considerati in questa analisi (Utility, ESCo, Energy Community), abbiamo considerato differenti tipologie di costo, partendo dalla classificazione standard che suddivide i costi in:

- Costi d'investimento (CAPEX)
- Costi operativi (OPEX)

Figura 31 – Costi considerati nella definizione del business plan di un aggregatore



All'interno dei CAPEX, consideriamo tutti i costi legati al set up dell'attività dell'aggregatore, con particolare riferimento a:

- Sviluppo dell'infrastruttura ICT
- Customizzazioni della piattaforma ICT
- Moduli di gestione contabile-tariffaria
- Meter e/o smart device da installare presso i consumatori finali

I costi operativi, che caratterizzano la gestione annuale dell'attività di business dell'aggregatore, sono a loro volta suddivisi in:

- Costi di mercato
- Costi del personale
- Costi di struttura

Tra i costi di mercato figurano tutti quei costi legati all'approvvigionamento dell'energia elettrica, sia in forma diretta (produzione) che in forma indiretta (acquisto sul mercato). A questi si aggiungono gli eventuali costi relativi allo sbilanciamento e, laddove si presentano dei risparmi energetici, i costi connessi con un mancato guadagno dovuto alla riduzione della vendita di energia elettrica.

Nei costi del personale troviamo tutte quelle voci di costo collegate al salario annuo delle diverse figure professionali richieste per la gestione dell'attività ordinaria dell'aggregatore.

Nei costi di struttura vengono considerati tutti quei costi relativi agli spazi utilizzati e al mantenimento e aggiornamento delle attrezzature, ivi incluse la parte di R&D della piattaforma ICT e di marketing.

Oltre ai costi di investimento e operativi, sono stati considerati anche i costi legati al finanziamento e alla tassazione. Nei primi, è stato considerato un costo del capitale di debito pari al 5%, con una leva del 70% e una durata del finanziamento di 10 anni. La tassazione, invece, prevede 2 aliquote: IRES, al 24%, e IRAP al 3,9%.

Partendo da una matrice di analisi dei costi considerati comune, i tre modelli di business sono stati analizzati in maniera separata. Ogni modello di business, infatti, presenta peculiarità proprie sia nella struttura aziendale che nella fase operativa. L'utility, ad esempio, riuscirà a sfruttare in maniera diretta alcune funzioni aziendali già presenti, senza doverle costituire ex-novo: la fase di billing, il trading, il marketing e la fase di commercializzazione sono tutte attività già presenti in azienda. Viceversa, tali funzioni potrebbero non essere interamente presenti in una ESCo e, quasi sicuramente, sono assenti in una EC. Vediamo ora in dettaglio quali tipologie di costo sono state considerate per ogni modello di business.

4.1. Utility

I CAPEX considerati nel caso di una utility sono:

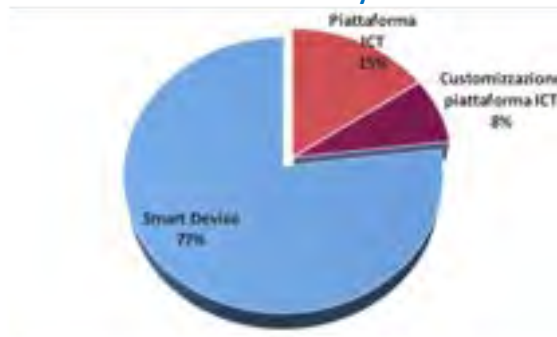
- Sviluppo infrastruttura ICT
- Customizzazione piattaforma aggregatore
- Smart-device presso il cliente finale

Nella definizione del caso base di sviluppo, abbiamo considerato un caso in cui il modello di business dell'aggregatore fosse strettamente focalizzato sulla fornitura di un servizio di gestione dei consumi elettrici. Lo sviluppo dell'infrastruttura e la predisposizione di strumenti smart presso i clienti finali si è così incentrato solo sulla parte elettrica, permettendo un risparmio sui costi di sviluppo e sul costo unitario dello smart-device, le cui funzioni saranno limitate all'interfaccia con il cliente sull'attività di programmazione della flessibilità.

Data la capillarità con cui dovranno essere installati gli smart-device, 10.000 utenze domestiche e 15 utenze del terziario, i costi d'investimento sono in gran parte incentrati sulla distribuzione di tali device, mentre il costo per lo sviluppo e l'implementazione della piattaforma rappresentano circa il 23% dei costi totali.

Sul fronte dei costi operativi (OPEX), la utility riesce a trarre vantaggio da una struttura già predisposta sia verso il mercato che verso il cliente finale: ottimizzando tutte quelle funzioni di mercato, trading e analisi, che downstream, assistenza, amministrazione e billing.

Figura 32 – Scomposizione CAPEX – Modello Utility



In ambito utility, i costi operativi sono principalmente connessi con il set up di una business unit interna, con una preponderanza dei costi di mercato rispetto ai costi del personale e di struttura, che rappresentano la voce di costo minore. Tra i costi di mercato, la componente principale è legata al riacquisto dell'energia elettrica successivo allo shifting del programma di consumo, e ai minori ricavi⁵ di vendita conseguenti all'ottimizzazione del consumo aggregato.

In riferimento ai costi del personale, è ipotizzato che la business unit che si svolgerà il ruolo dell'aggregatore sia composta dalle seguenti figure: direzione, funzioni ICT, account manager e funzioni di mercato. Tutti i costi di struttura sono invece connessi con l'upgrade e la gestione dell'infrastruttura ICT.

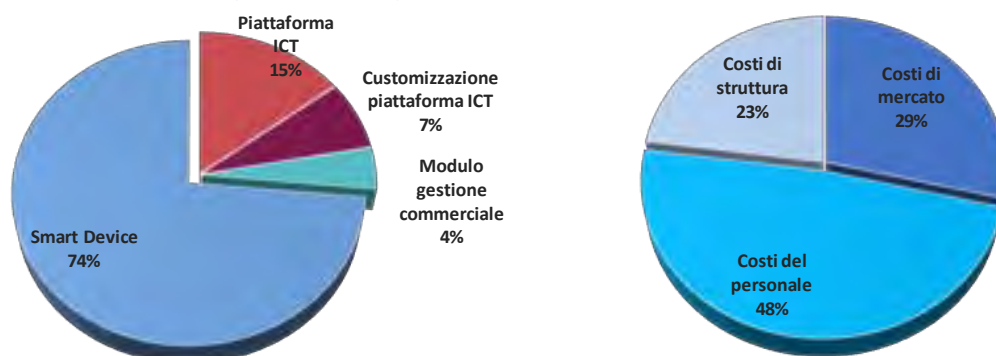
4.2. ESCo

Nel caso della ESCo, l'investimento iniziale è analogo a quello dell'utility con l'aggiunta di un tool di gestione di fatturazione verso i nuovi clienti, ai quali riconoscerà una fee annua relativa al servizio di DSM e una quota parte dei risparmi conseguiti a seguito dell'ottimizzazione del profilo di consumo.

Figura 33 – Scomposizione OPEX – Modello Utility



Figura 34 - Scomposizione CAPEX e OPEX – Modello ESCo



Sul fronte degli OPEX, invece, il modello ESCo vede una preponderanza dei costi del personale sugli altri costi operativi, circa il 50% del totale. Questo è principalmente dovuto alla necessità di reperire un numero maggiore di risorse e expertise al proprio interno per poter operare sul mercato, soprattutto in fase downstream: la capacità *captive* di una ESCo di raggiungere capillarmente un numero elevato di utenze di piccole dimensioni, tipiche del settore residenziale, spingerà la ESCo a dover creare funzioni interne sia in grado di raggiungere i clienti finali (account manager) che di assistere i clienti (call center). A questo si aggiunge poi l'integrazione delle funzioni di trading, che operano direttamente sui diversi mercati, nonché quelle di gestione della piattaforma ICT.

⁵ Analizzeremo in dettaglio i benefici diretti e indiretti derivanti dall'ottimizzazione dei diversi profili di consumo effettuata dall'aggregatore nel Capitolo **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**

4.3. Energy Community

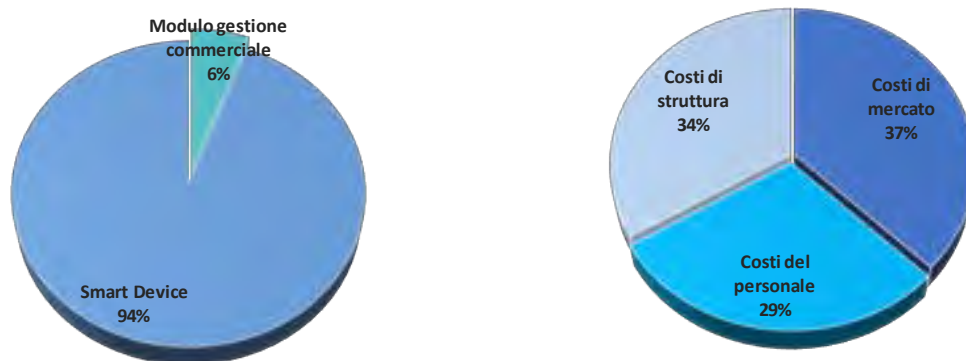
Il modello di business della Energy Community si differenzia in modo più marcato rispetto a quello della Utility e della ESC sia lato costi d'investimento che costi operativi. Una EC, infatti, potrebbe non avere interesse nell'internalizzare la fase di sviluppo dell'infrastruttura ICT e della piattaforma, esternalizzando il servizio ad una società esterna a fronte di una licenza annua per l'utilizzo.

Lato OPEX, i costi di mercato e i costi di struttura sono le componenti di costo più rilevanti. A differenza della Utility, i costi sono relativi alla condivisione dei guadagni derivanti dalla flessibilità dei suoi clienti; se per il caso della Utility e della ESCo, infatti, abbiamo ipotizzato una corresponsione di una fee annua del 10% dei ricavi ai clienti finali, la EC corrisponde il 50% dei ricavi ai propri membri (i clienti).

Nei costi di struttura, invece, ricadono sia i costi amministrativi che quelli legati alla licenza della piattaforma.

In merito ai costi del personale, si ipotizza la presenza di funzioni amministrative, operative e di assistenza per i propri membri.

Figura 35 - Scomposizione CAPEX e OPEX – Modello Energy Community



5 Simulazioni di mercato

Grazie alla collaborazione con il dipartimento di ingegneria dell'Università Politecnica delle Marche è stata condotta un'analisi sulle potenzialità di ricavo per aggregatori di consumi domestici e terziari.

Nell'ottica di un'ulteriore apertura del MSD alle UVAC, sono stati valutati business case di aggregatori riferiti a tre città italiane di tre diverse zone di prezzo: Brescia (NORD), Roma (CSUD) e Bari (SUD). Per i dati di consumo e della simulazione della flessibilità delle suddette città si veda il Report RdS/PAR2017/050.

Il presente capitolo evidenzia i risultati dell'analisi dei potenziali ricavi di tre aggregatori (uno per città) di 10.000 utenze domestiche, 30 uffici e 10 scuole ciascuno, con disponibilità di flessibilità su consumi elettrici di riscaldamento, raffreddamento e dei principali elettrodomestici. Vengono inoltre analizzate le proporzioni tra la capacità potenziale degli aggregatori ed i volumi effettivamente scambiati sul mercato MSD per le tre zone di riferimento.

5.1. Dati di input

Per ognuna delle tre città in analisi – Brescia (zona NORD), Roma (zona CSUD) e Bari (zona SUD) – si considerano i dati⁶ sui consumi di 10.000 appartamenti, 30 uffici e 10 scuole, comprendenti le tecnologie di riscaldamento e raffrescamento elettriche, lavatrici e lavastoviglie. Per ogni singola utenza sono a disposizione:

- Il profilo di consumo standard (o base) dei fabbisogni termici.
- Il profilo di consumo che considera la flessibilità di gestione degli apparecchi di riscaldamento e raffreddamento.
- Il profilo di consumo standard (o base) di lavatrice e lavastoviglie (solo per utenze domestiche).
- I profili di consumo che considerano la flessibilità di gestione degli elettrodomestici (solo per utenze domestiche).

I profili a disposizione hanno le seguenti caratteristiche:

- Granularità oraria per un totale di 8760 valori di consumo per appartamento.
- Nessuna distinzione tra profili infrasettimanali e consumi nel fine settimana per quanto riguarda le utenze domestiche.
- Inclusione di dinamiche settimanali per uffici e scuole.

Per determinare i profili di flessibilità si sottraggono i consumi standard con i consumi flessibili; si avranno dei valori positivi, corrispondenti alla disponibilità delle utenze a ridurre i propri consumi e dei valori negativi, corrispondenti alla necessità delle utenze di recuperare i consumi a cui hanno rinunciato per fornire il servizio di flessibilità.

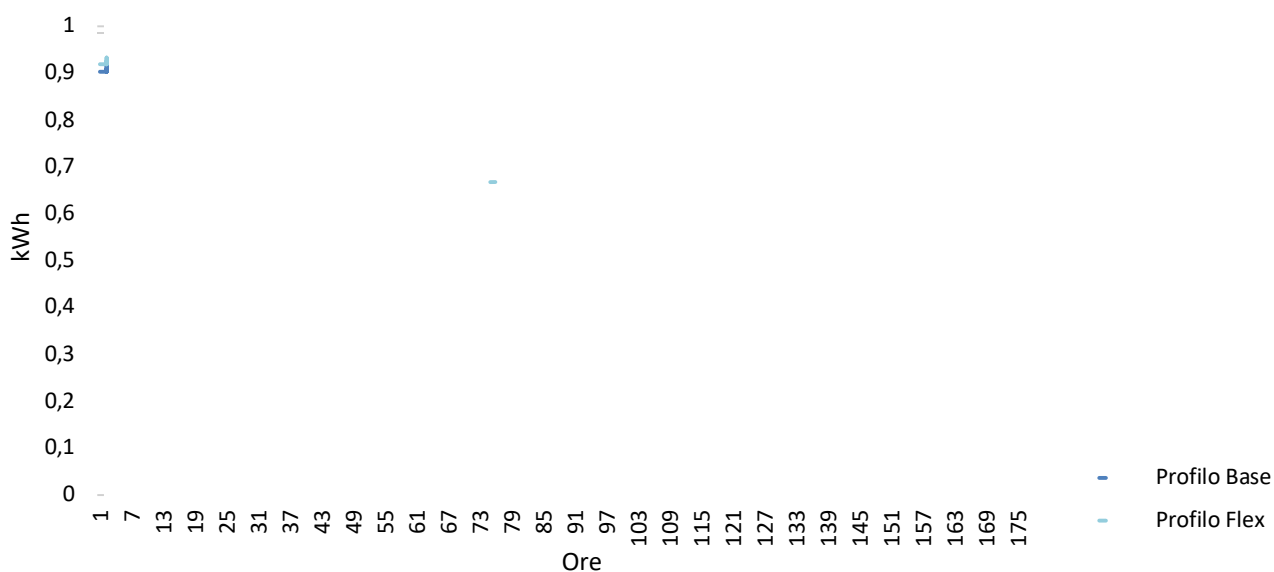
Nelle tre figure seguenti si riportano i confronti tra i due profili base e flessibile per le quattro tipologie di utenza incluse nelle simulazioni:

1. Utenze domestiche con sola flessibilità di riscaldamento e raffrescamento (in seguito anche indicata come flessibilità termica).

⁶ I dati di consumo e di flessibilità sono stati elaborati utilizzando un simulatore per Demand Response di uno smart district sviluppato dall'Università Politecnica delle Marche.

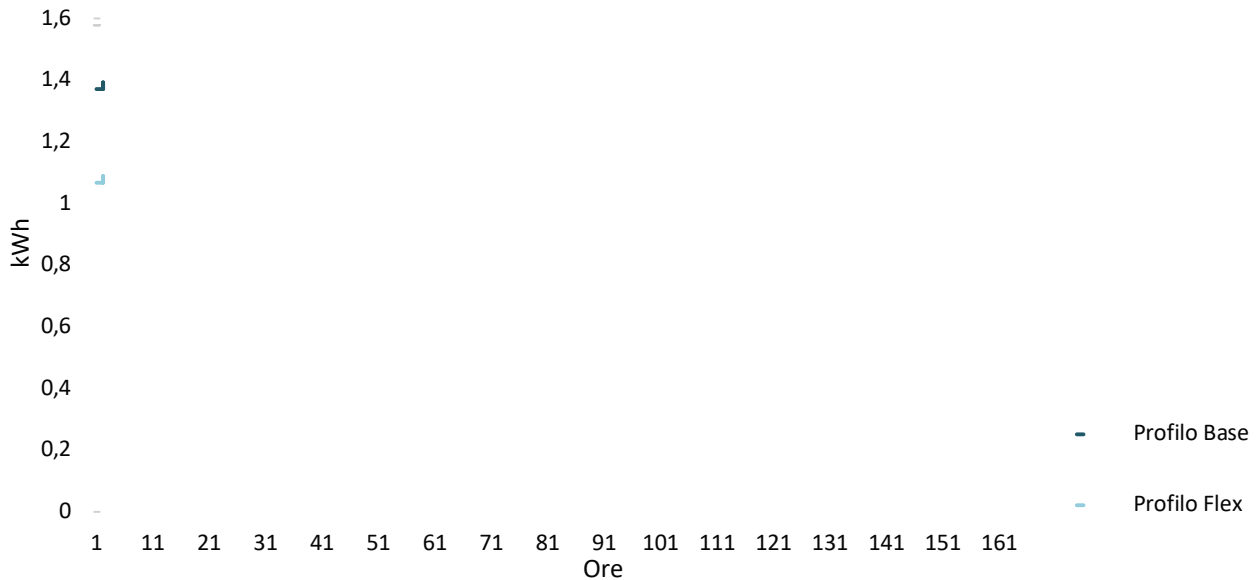
2. Utenze domestiche con flessibilità termica, di lavatrice e di lavastoviglie (in seguito anche indicata come flessibilità degli elettrodomestici). Sono esclusi il forno, i media, l'illuminazione e tutti gli altri elettrodomestici.
3. Utenze scolastiche con sola flessibilità termica.
4. Utenze di tipo ufficio con sola disponibilità termica.

Figura 36 - Campionamento dell'andamento settimanale di un profilo di consumo.
1. Domestico termico, Brescia



Nel profilo flessibile si evidenziano dei picchi negativi in corrispondenza della disponibilità al calo dei consumi; nel resto della giornata altresì il profilo flessibile risulta leggermente superiore al consumo base, in quanto recupera i consumi a cui ha rinunciato.

**Figura 37 - Campionamento dell'andamento settimanale di un profilo di consumo.
2. Domestico complessivo, Brescia**



Si notano nel profilo base i picchi costituiti dall'accensione degli elettrodomestici. Nel profilo flessibile abbiamo al contrario degli apici negativi che genericamente corrispondono allo spegnimento del sistema di riscaldamento/raffreddamento, mentre si mantengono dei picchi positivi – spostati nel tempo e ridotti in termini di potenza – che corrispondono sempre all'accensione degli elettrodomestici.

**Figura 38 - Campionamento dell'andamento settimanale di un profilo di consumo.
4. Scuola termico, Brescia**

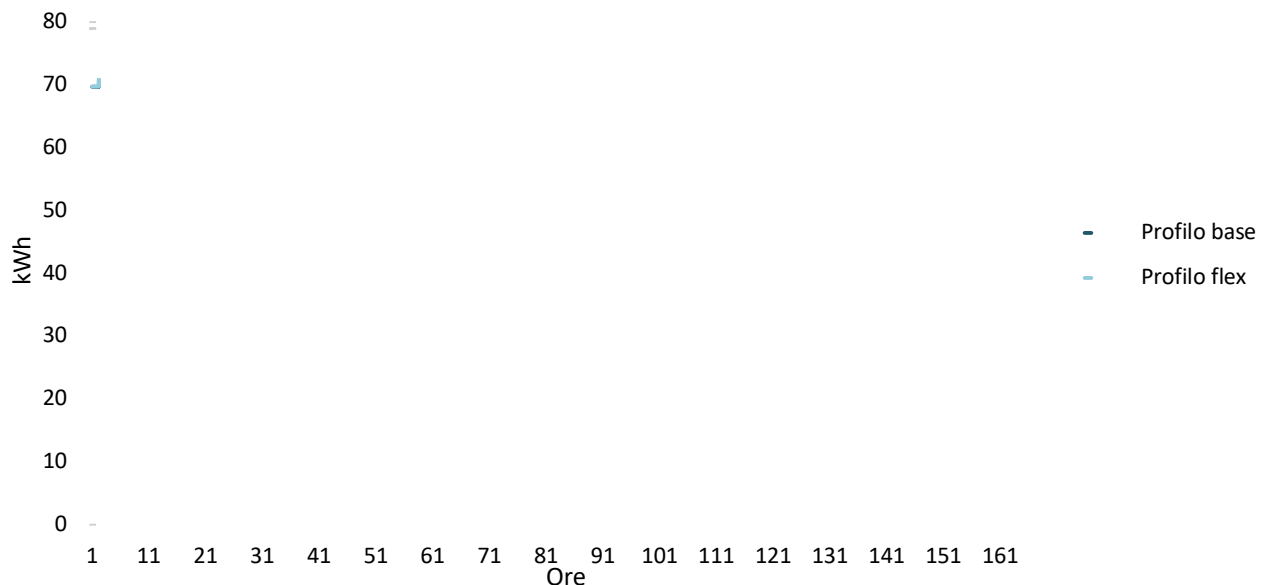
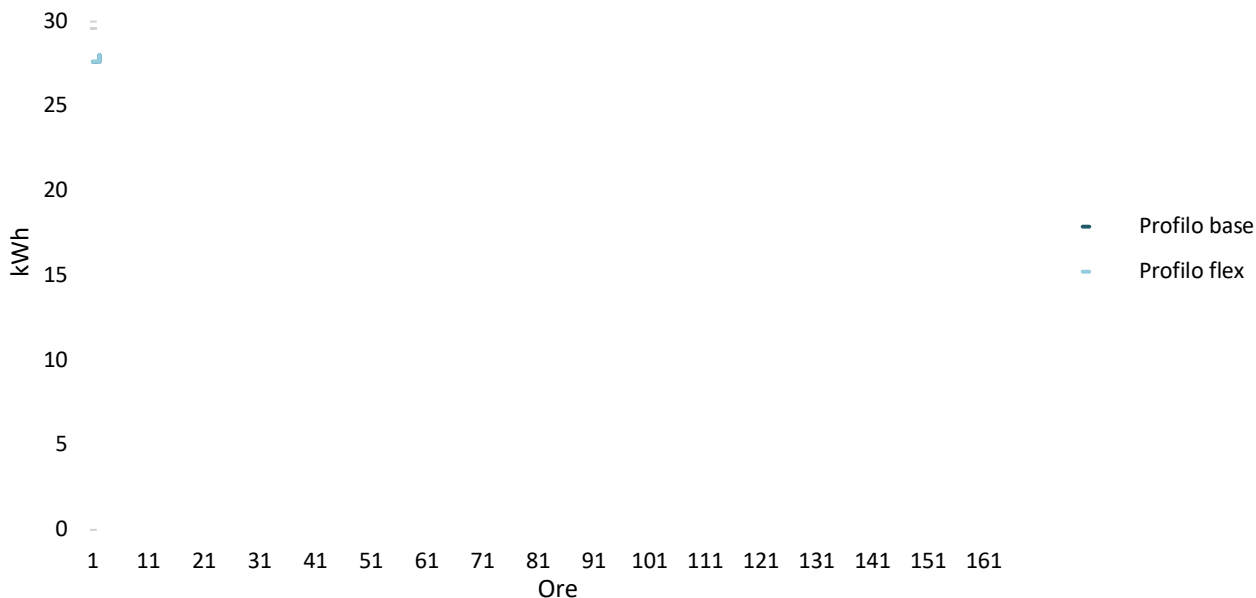


Figura 39 - Campionamento dell'andamento settimanale di un profilo di consumo.
4. Ufficio termico, Brescia



Si notano negli uffici e nelle scuole dei picchi di consumo il lunedì, quando si presume che il riscaldamento/raffrescamento venga riacceso dopo il fine settimana. Il profilo flessibile scende sotto quello base dopo qualche ora, garantendo la disponibilità alla riduzione dei consumi in un momento successivo alla ripresa di inizio settimana. Si nota inoltre come nelle scuole i profili sia base che flessibile siano nulli soltanto la domenica, mentre negli uffici vadano a zero anche il sabato.

Nell'ambito della flessibilità delle utenze, un'ultima osservazione deve essere fatta riguardo alla disponibilità di variazione dei carichi termici di riscaldamento e raffrescamento. A diverse utenze sono state assegnate diverse fasce di disponibilità da 3 ore ciascuna; in particolare si sono individuate:

- 5 fasce di disponibilità per le utenze domestiche (2.000 utenze ogni fascia), nell'arco complessivo di tempo che va dalle 6 alle 21
- 3 fasce di disponibilità per gli uffici (10 utenze ogni fascia), dalle 9 alle 18
- Un'unica fascia per le 10 scuole dalle 12 alle 15

La flessibilità degli elettrodomestici non rientra altresì in fasce predefinite e si estende dalle ore 6 alle ore 1 del giorno successivo. Si determinano perciò 5+1 fasce, come illustrato dalla seguente tabella:

Distribuzione della flessibilità in fasce orarie				
Fascia Oraria	Flessibilità termica utenze domestiche	Flessibilità elettrodomestici	Flessibilità termica uffici	Flessibilità termica scuole
6-9	2.000 unità	10.000 unità	-	-
9-12	2.000 unità	10.000 unità	10 unità	-
12-15	2.000 unità	10.000 unità	10 unità	10 unità
15-18	2.000 unità	10.000 unità	10 unità	-

Fascia Oraria	Flessibilità termica utenze domestiche	Flessibilità elettrodomestici	Flessibilità termica uffici	Flessibilità termica scuole
18-21	2.000 unità	10.000 unità	-	-
21-1	-	10.000 unità	-	-

5.2. Simulazioni

Sulla base dei dati di input e delle curve di flessibilità elaborate, si effettuano 3 diverse simulazioni per ognuna della tre città incluse nello studio:

1. Nella prima si includono soltanto le curve delle 10.000 utenze domestiche con flessibilità sui consumi termici.
2. Nella seconda si includono sempre le 10.000 utenze domestiche comprendendo sia la flessibilità sui consumi termici, che quella sui consumi di lavatrice e lavastoviglie.
3. Nella terza si includono le stesse utenze della seconda simulazione a cui si aggiungono 30 uffici e 10 scuole.

Nella tabella seguente si riportano i valori tipici dei campioni delle tre simulazioni. Sono indicati i numeri per la città di Roma.

Distribuzione della flessibilità in fasce orarie			
	Campione	Tipologia di consumi	Flessibilità
Simulazione 1	10.000 unità abitative Capacità: 3 kW/ua	Riscaldamento Raffrescamento	7,70%
Simulazione 2	10.000 unità abitative Capacità: 3 kW/ua	Riscaldamento Raffrescamento 62% dei consumi di S2	9,37%
		Lavatrice Lavastoviglie 38% dei consumi di S2	
Simulazione 3	10.000 unità abitative Capacità: 3 kW/ua	Riscaldamento Raffrescamento 59,9% dei consumi di S3	9,49%
		Lavatrice Lavastoviglie 36,4% dei consumi di S3	
	30 uffici Capacità ~50 kW/uff	Riscaldamento Raffrescamento 2,2% dei consumi di S3	
	10 scuole Capacità: ~300 kW/sc	Riscaldamento Raffrescamento 1,6% dei consumi di S3	

Nel paragrafo successivo si riporteranno le analisi relative alla Simulazione 3, completa della flessibilità di tutte le utenze incluse nello studio.

5.3. Analisi dei potenziali ricavi

Nell'analisi si assume che il profilo di flessibilità venga sfruttato al 100% e, coerentemente, che la necessità di recuperare i consumi evidenziata per le ore successive venga anch'essa soddisfatta totalmente. Si ottengono in questo modo i valori associati al caso limite.

I prezzi e i volumi dei mercati MSD, MGP e MI presi in considerazione sono riferiti alle zone corrispondenti alle città in analisi e interessano il periodo dal 1° maggio 2017 al 30 aprile 2018.

Valutazione flessibilità

La prima parte di analisi si concentra sulla valutazione in termini energetici della flessibilità. Come è stato osservato nella presentazione dei dati, ad una disponibilità a scendere (e quindi consumare meno elettricità per offrire un servizio di flessibilità) corrisponde una necessità a salire (ovvero di recuperare i consumi). Tuttavia, dall'analisi dei dati emerge che la necessità di salire non eguaglia la totalità dell'energia a cui si è rinunciato per la partecipazione al MSD, perciò ad una gestione della domanda è associata anche una porzione di efficienza.

Nei prospetti seguenti si riportano i valori risultanti.

Brescia

Disponibilità a scendere (kWh)	
Totale	2.789.100
Gennaio	298.280
Febbraio	266.720
Marzo	285.870
Aprile	264.120
Maggio	184.480
Giugno	140.670
Luglio	164.900
Agosto	162.290
Settembre	171.180
Ottobre	264.020
Novembre	285.080
Dicembre	301.480

Necessità di risalire (kWh)		
		% su disp a scendere
Totale	2.120.010	76,0%
Gennaio	224.920	75,4%
Febbraio	196.910	73,8%
Marzo	207.100	72,4%
Aprile	183.990	69,7%
Maggio	148.270	80,4%
Giugno	126.020	89,6%
Luglio	134.910	81,8%
Agosto	137.550	84,8%
Settembre	138.600	81,0%
Ottobre	190.170	72,0%
Novembre	207.570	72,8%
Dicembre	224.010	74,3%

Roma

Disponibilità a scendere (kWh)	
Totale	2.637.380
Gennaio	296.100
Febbraio	261.400
Marzo	273.190
Aprile	246.940
Maggio	136.620
Giugno	144.680
Luglio	179.770
Agosto	173.620
Settembre	137.900
Ottobre	223.670
Novembre	272.710
Dicembre	290.770

Necessità di risalire (kWh)		
		<i>% su disp a scendere</i>
Totale	2.001.290	75,9%
Gennaio	212.540	71,8%
Febbraio	188.300	72,0%
Marzo	194.760	71,3%
Aprile	175.280	71,0%
Maggio	128.490	94,0%
Giugno	128.890	89,1%
Luglio	140.290	78,0%
Agosto	140.970	81,2%
Settembre	126.040	91,4%
Ottobre	163.840	73,3%
Novembre	192.050	70,4%
Dicembre	209.850	72,2%

Bari

Disponibilità a scendere (kWh)	
Totale	2.612.170
Gennaio	291.180
Febbraio	260.170
Marzo	271.780
Aprile	240.840
Maggio	136.330
Giugno	153.300
Luglio	185.530
Agosto	173.080
Settembre	136.150
Ottobre	210.160
Novembre	262.620
Dicembre	291.030

Necessità di risalire (kWh)		
		<i>% su disp a scendere</i>
Totale	1.980.850	75,8%
Gennaio	212.840	73,1%
Febbraio	186.670	71,7%
Marzo	192.880	71,0%
Aprile	171.730	71,3%
Maggio	127.330	93,4%
Giugno	130.390	85,1%
Luglio	144.940	78,1%
Agosto	139.070	80,4%
Settembre	125.960	92,5%
Ottobre	156.880	74,6%
Novembre	184.610	70,3%
Dicembre	207.560	71,3%

Questa prima analisi porta a due considerazioni:

1. Da un lato si riscontra che la gestione dei carichi da parte di un operatore esterno che punta ad ottimizzare i consumi sulla base di segnali di prezzo del mercato genera un intrinseco risparmio di energia: le simulazioni effettuate nelle 3 città evidenziano una quota di risparmio energetico generata come mancato recupero dell'energia a cui si rinuncia in fase di partecipazione al mercato

di dispacciamento. Possiamo concludere che il caso in questione non è considerabile una pratica “pura” di Demand Side Management (DSM).

2. L'efficientamento conseguito a seguito della gestione dei consumi ottimizzata genera per l'utente finale potenziali vantaggi economici legati al calo dei consumi. Considerando la differenza positiva tra disponibilità a scendere e necessità di risalire, emerge un quantitativo di energia che, rispetto al profilo di consumo base, non deve essere acquistata, generando così risparmi economici per l'utente.

Di seguito si riportano i potenziali risparmi a fronte di un costo di vendita finale dell'energia secondo il prezzo di riferimento del Mercato a Maggior Tutela (0,1796 €/kWh).

Poterziali risparmi da riduzione dei consumi	
Brescia	120.185 €
Roma	114.258 €
Bari	113.402 €

Il risultato è un potenziale risparmio annuale **tra i 110.000 € e i 120.000 €** circa per tutti e tre i casi analizzati. È importante sottolineare a questo punto, che non tutte le tipologie di aggregatore trarranno vantaggio da questa diminuzione dei consumi; dipenderà altresì dal modello di business da essi adottato.

5.4. Valutazione dei potenziali ricavi

In questa seconda parte dell'analisi si considera la sola disponibilità positiva al calo dei consumi risultante dal confronto tra i profili base e flex. Per valutare i ricavi si incrociano i valori di energia con i prezzi orari corrispondenti per le zone NORD, CSUD e SUD a seconda della città in analisi. Si pone come condizione che i volumi di vendita siano maggiori di zero. La condizione è sufficiente in quanto in ogni zona i volumi scambiati sul mercato MSD – quando non nulli – sono sempre di qualche ordine di grandezza superiore alla disponibilità di flessibilità degli aggregati di utenze (Si veda più avanti l'approfondimento sull'analisi dei volumi). Nei seguenti prospetti si riportano i risultati delle analisi.

Brescia

Ricavi MSD (€)			
Totale	258.770 €	Totale	258.770 €
Gennaio	23.660 €	Fascia 6-9	44.190 €
Febbraio	22.610 €	Fascia 9-12	55.170 €
Marzo	26.230 €	Fascia 12-15	57.750 €
Aprile	24.160 €	Fascia 15-18	46.450 €
Maggio	12.490 €	Fascia 18-21	52.400 €
Giugno	11.320 €	Fascia 21-1	2.790 €
Luglio	13.140 €		
Agosto	15.940 €		
Settembre	14.220 €		
Ottobre	25.610 €		
Novembre	35.830 €		
Dicembre	33.540 €		

Roma

Ricavi MSD (€)			
Totale	320.300 €	Totale	320.300 €
Gennaio	34.490 €	<i>Fascia 6-9</i>	99.630 €
Febbraio	50.950 €	<i>Fascia 9-12</i>	70.170 €
Marzo	52.910 €	<i>Fascia 12-15</i>	50.400 €
Aprile	54.830 €	<i>Fascia 15-18</i>	41.140 €
Maggio	13.200 €	<i>Fascia 18-21</i>	55.930 €
Giugno	11.370 €	<i>Fascia 21-1</i>	3.000 €
Luglio	4.780 €		
Agosto	13.470 €		
Settembre	5.600 €		
Ottobre	17.700 €		
Novembre	24.290 €		
Dicembre	36.720 €		

Bari

Ricavi MSD (€)			
Totale	5.020 €	Totale	5.020 €
Gennaio	240 €	<i>Fascia 6-9</i>	- €
Febbraio	960 €	<i>Fascia 9-12</i>	1.390 €
Marzo	700 €	<i>Fascia 12-15</i>	840 €
Aprile	40 €	<i>Fascia 15-18</i>	620 €
Maggio	0 €	<i>Fascia 18-21</i>	2.070 €
Giugno	300 €	<i>Fascia 21-1</i>	100 €
Luglio	20 €		
Agosto	20 €		
Settembre	40 €		
Ottobre	420 €		
Novembre	1.700 €		
Dicembre	570 €		

Si osserva che:

- Per tutte e tre le città nei mesi invernali c'è una maggiore potenzialità di ricavo, legata principalmente ad una maggiore flessibilità della parte di riscaldamento/ raffreddamento.
- A Brescia il ricavo è uniformemente distribuito tra le prime cinque fasce orarie (contrariamente a quanto accade nei casi di Roma e Bari)

- Roma ad una maggiore flessibilità nel periodo freddo combina dei prezzi di vendita sul mercato MSD CSUD maggiori nei mesi invernali. Risulta una potenzialità di ricavo maggiore rispetto alle altre due città.
- A Roma la fascia oraria tra le 6 e le 9 del mattino è quella che di gran lunga conferisce maggiore potenzialità di ricavo
- Bari ha una potenzialità di ricavo decisamente ridotta, causata principalmente da bassissimi volumi di scambio sul mercato (Si veda più avanti l'approfondimento sull'analisi dei volumi)
- La flessibilità delle scuole e degli uffici nella parte centrale della giornata non influisce in maniera evidente sui ricavi; con buona probabilità ciò è dovuto al basso numero di utenze in confronto a quelle domestiche.

Costi di risalita

In accordo con quanto osservato nella presentazione dei dati, si indagano i costi legati ai consumi dell'energia che si impiega per controbilanciare la partecipazione al mercato del dispacciamento. Si considera l'acquisto dell'energia da parte dell'aggregatore sia nel MGP che nel MI, considerando:

- Il modulo della differenza tra i profili di consumo base e quelli flex
- I prezzi orari riferiti alla zona corrispondente NORD, CSUD e SUD rispettivamente per Brescia, Roma e Bari

Il risultato dell'analisi è riportato nei prospetti seguenti.

Brescia

Costi di risalita MGP (€)		
		% su guadagni MSD
Totale	120.810 €	46,7%
Gennaio	11.330 €	47,9%
Febbraio	11.610 €	51,4%
Marzo	12.570 €	47,9%
Aprile	9.100 €	37,7%
Maggio	6.350 €	50,9%
Giugno	6.360 €	56,2%
Luglio	7.100 €	54,0%
Agosto	8.160 €	51,2%
Settembre	7.080 €	49,8%
Ottobre	10.910 €	42,6%
Novembre	14.800 €	41,3%
Dicembre	15.430 €	46,0%

Costi di risalita MI (€)		
		% su guadagni MSD
Totale	119.740 €	46,3%
Gennaio	11.260 €	47,6%
Febbraio	11.570 €	51,2%
Marzo	12.550 €	47,8%
Aprile	9.140 €	37,8%
Maggio	6.300 €	50,5%
Giugno	6.270 €	55,4%
Luglio	6.960 €	52,9%
Agosto	7.780 €	48,8%
Settembre	7.020 €	49,4%
Ottobre	10.830 €	42,3%
Novembre	14.660 €	40,9%
Dicembre	15.390 €	45,9%

Roma

Costi di risalita MGP (€)		%su guadagni MSD
Totale	105.440 €	33,7%
Gennaio	10.600 €	30,9%
Febbraio	10.900 €	21,5%
Marzo	11.140 €	21,1%
Aprile	8.500 €	16,1%
Maggio	5.090 €	41,1%
Giugno	5.680 €	58,3%
Luglio	6.060 €	143,9%
Agosto	7.080 €	60,5%
Settembre	5.560 €	110,7%
Ottobre	8.250 €	46,6%
Novembre	12.620 €	52,0%
Dicembre	13.950 €	38,1%

Costi di risalita MI (€)		%su guadagni MSD
Totale	104.730 €	33,5%
Gennaio	10.480 €	30,5%
Febbraio	10.860 €	21,4%
Marzo	11.130 €	21,1%
Aprile	8.480 €	16,0%
Maggio	5.100 €	41,2%
Giugno	5.670 €	58,2%
Luglio	5.800 €	137,9%
Agosto	6.790 €	58,0%
Settembre	5.490 €	109,3%
Ottobre	8.250 €	46,6%
Novembre	12.660 €	52,2%
Dicembre	14.020 €	38,3%

Bari

Costi di risalita MGP (€)		%su guadagni MSD
Totale	103.340 €	2057,1%
Gennaio	10.530 €	-
Febbraio	10.490 €	-
Marzo	10.290 €	-
Aprile	8.590 €	-
Maggio	5.540 €	-
Giugno	6.070 €	-
Luglio	6.780 €	-
Agosto	6.900 €	-
Settembre	5.910 €	-
Ottobre	7.870 €	-
Novembre	11.430 €	-
Dicembre	12.950 €	-

Costi di risalita MI (€)		%su guadagni MSD
Totale	103.140 €	2053,1%
Gennaio	10.420 €	-
Febbraio	10.450 €	-
Marzo	10.260 €	-
Aprile	8.610 €	-
Maggio	5.550 €	-
Giugno	5.980 €	-
Luglio	6.560 €	-
Agosto	6.770 €	-
Settembre	5.850 €	-
Ottobre	7.880 €	-
Novembre	11.630 €	-
Dicembre	13.180 €	-

L'acquisto dell'energia mancante verrà effettuato quasi esclusivamente su MI, in quanto si verificherà a valle della chiusura delle sessioni di MGP. In ogni caso, i risultati evidenziano una differenza trascurabile di costi tra MGP e MI.

Sebbene in termini assoluti i valori risultino simili, l'impatto dei costi di risalita è differente a seconda della città in analisi. È interessante notare che:

- Nell'aggregato di Bari i costi assoluti sono in linea con quelli delle altre due zone considerate, ma hanno un'incidenza maggiore sui potenziali guadagni (circa 20 volte tanto), in quanto i ricavi da MSD sono decisamente ridotti.
- Tra Brescia e Roma c'è una differenza di circa 15.000 €/anno, con Brescia che ha costi più sostenuti rispetto a Roma. In termini di percentuale di impatto i costi di risalita si attestano intorno al 33% su Roma e al 45% su Brescia
- Infine, analizzando la distribuzione dei costi, questi sono in assoluto maggiori nel periodo invernale, dove c'è una flessibilità maggiore.
- Nel complesso l'acquisto del quantitativo di energia necessario per riequilibrare i consumi ha un costo inferiore alla metà dei ricavi ottenuti dalla partecipazione al MSD.

5.5. Analisi dei volumi

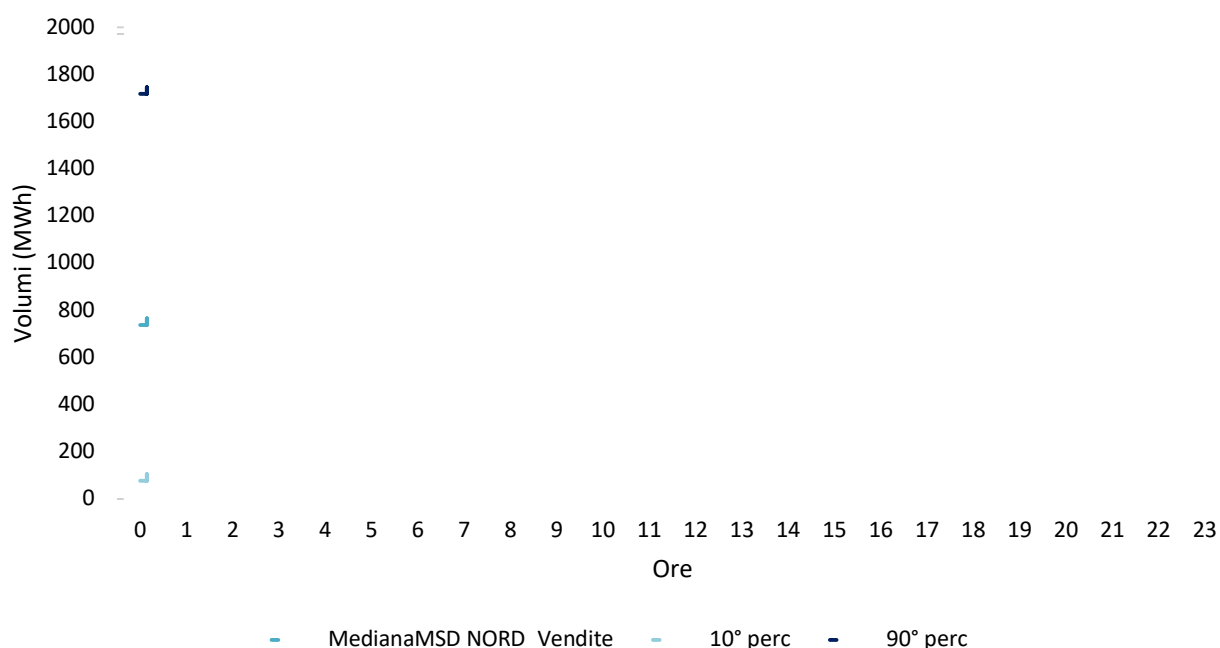
Si riprende in questa sezione, quanto già trattato in maniera estesa nel paragrafo 3.3, concentrando l'analisi dei volumi in gioco sul MSD sulla vendita delle zone NORD, CSUD e SUD, oggetto delle simulazioni. Si valuta l'eventuale impatto dei volumi dell'aggregatore sul complessivo del MSD e si individuano potenziali volumi di energia non sfruttati.

Volumi MSD

Si presentano innanzitutto i valori reali dei volumi scambiati sui mercati MSD per le tre zone – NORD, CSUD, SUD - nel periodo che va da maggio 2017 ad aprile 2018, mettendo in evidenza le differenze tra le varie ore del giorno per 365 giorni. Nel grafico seguente sono riportati per ogni ora il valore mediano, il 10° percentile ed il 90° percentile, così da dare al lettore una prospettiva di dove cadano la maggior parte dei valori.

NORD - Brescia

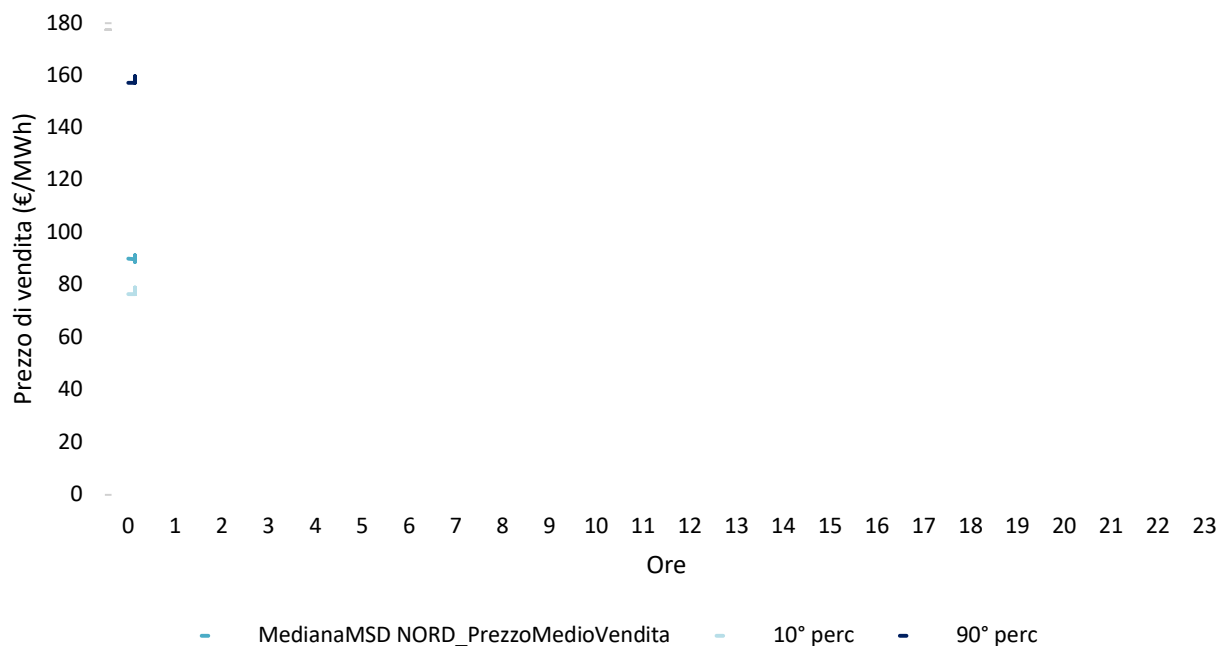
Figura 40 – Andamento dei volumi di vendita su MSD nel corso della giornata – zona NORD



Si nota che i volumi più importanti nella zona NORD sono scambiati nella parte centrale della giornata con valori mediani tra i 600 MWh/h e gli 800 MWh/h nell'arco di tempo che va dalle ore 9 alle ore 20. Sensibilmente più bassi sono i valori nel corso della notte, quasi sempre sotto i 700 MWh/h.

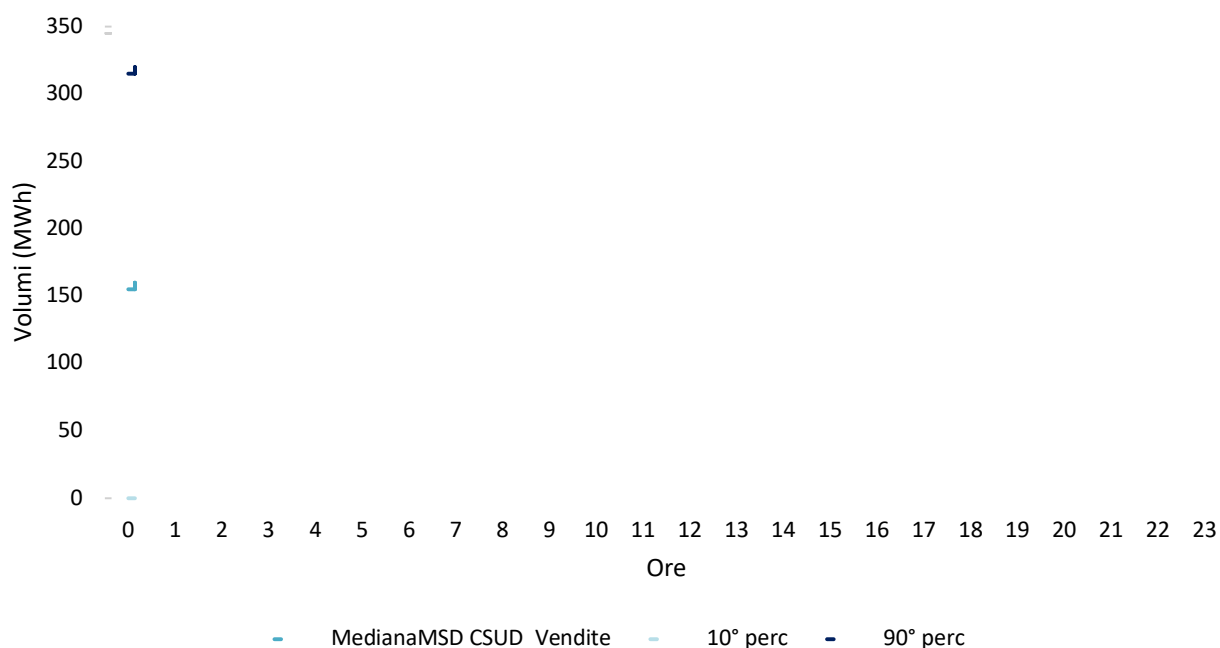
L'andamento dei prezzi di vendita della medesima zona presenta invece un andamento piatto. Nel grafico riportato di seguito, costruito analogamente a quello dei volumi, si nota che non c'è una parte della giornata in cui i valori sono più alti; si nota solamente un allargamento verso l'alto del range di prezzi nel corso della sera, tra le 18 e le 23.

Figura 41 - Andamento del prezzo di vendita su MSD nel corso della giornata – zona NORD



CSUD – Roma

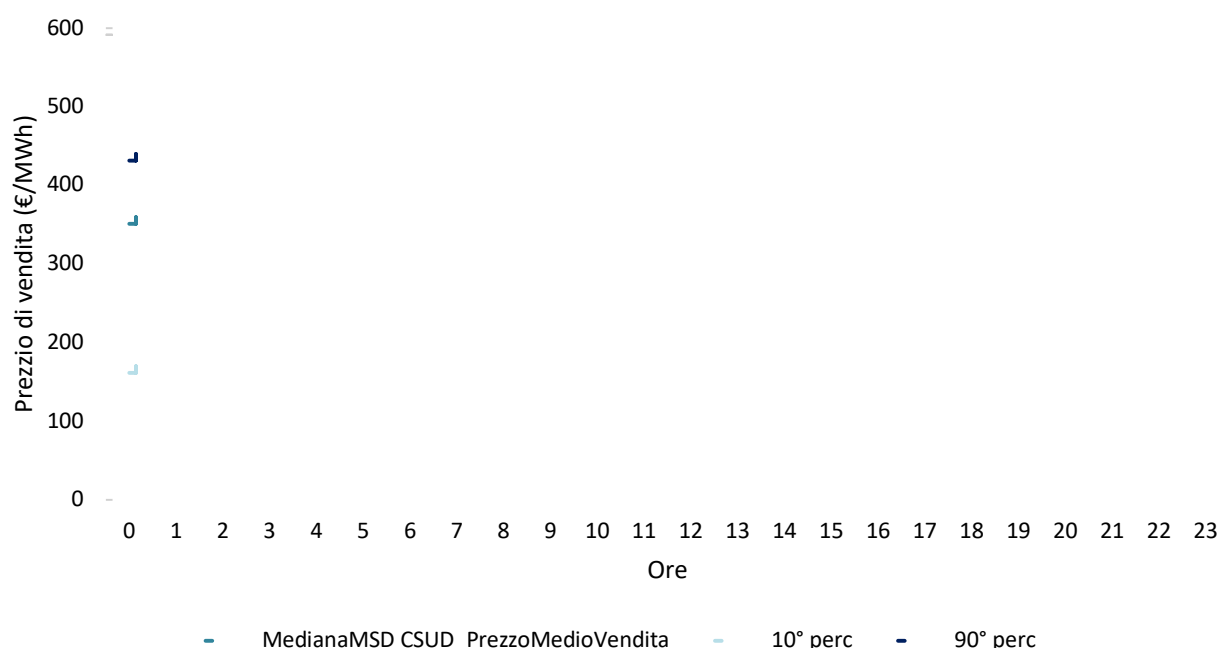
Figura 42 - Andamento dei volumi di vendita su MSD nel corso della giornata – zona CENTRO SUD



Si nota che nel corso della notte nella zona CSUD i volumi scambiati hanno valori tendenzialmente più alti e mantengono un valore mediano superiore ai 150 MWh/h. È inoltre interessante notare che, con una frequenza elevata, i valori di scambio rimangono nulli, principalmente nella parte centrale della giornata.

Si riscontra quanto osservato anche nel grafico sui prezzi di vendita della medesima zona, costruito analogamente a quello dei volumi, che mostra chiaramente quanto le remunerazioni dell'energia di bilanciamento siano sensibilmente più alte nell'arco di tempo che va dalle ore 1 alle ore 8, a fronte di una domanda maggiore.

Figura 43 - Andamento dei prezzi di vendita su MSD nel corso della giornata – zona CENTRO SUD



SUD - Bari

Per quanto riguarda la zona SUD, i valori tra il 10° ed il 90° percentile dei volumi di energia scambiata nel mercato MSD risultano nulli. Il mercato nella maggior parte delle ore dell'anno evidenzia volumi ridotti, con un aumento dell'attività nei mesi in cui la produzione eolica è maggiore. Tuttavia, i volumi di vendita della zona Sud non superano mai lo 0.2% dei volumi della zona Nord e l'1,1% di quelli della zona Centro Sud.

Volumi di flessibilità dell'aggregato

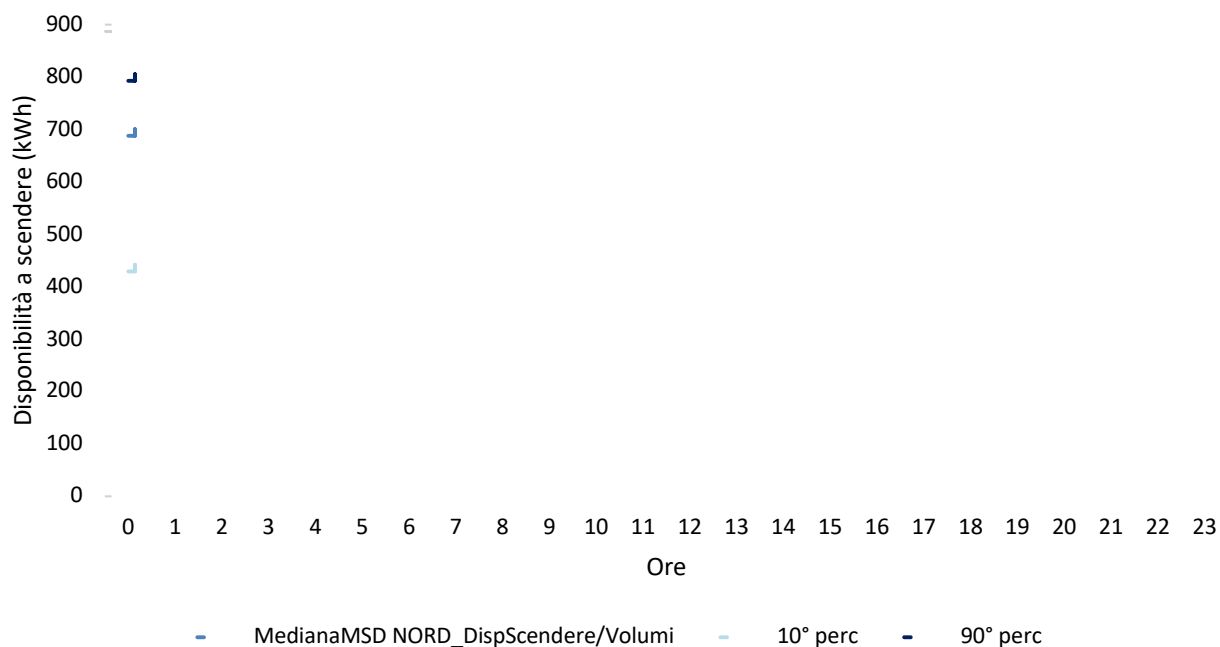
Per ogni città oggetto di studio si presentano qui gli andamenti dei valori aggregati di disponibilità a ridurre i consumi delle 10.000 utenze domestiche, dei 30 uffici e delle 10 scuole. Si sottolineano alcune premesse sui dati, presentate all'inizio del rapporto nel paragrafo dedicato:

- Per quanto riguarda le utenze domestiche non c'è nessuna distinzione tra profili infrasettimanali e consumi nel fine settimana;
- In totale esistono 5+1 fasce temporali di flessibilità; ognuna di essa dura 3 ore e complessivamente è coperto l'arco di tempo dalle ore 6 alle ore 21.

I grafici che seguono indicano i valori mediani e gli estremi 10° e 90° percentile che individuano l'80% dei valori più probabili ora per ora.

NORD – Brescia

Figura 44 - Flessibilità a ascendere dell'aggregato nel corso della giornata - Brescia

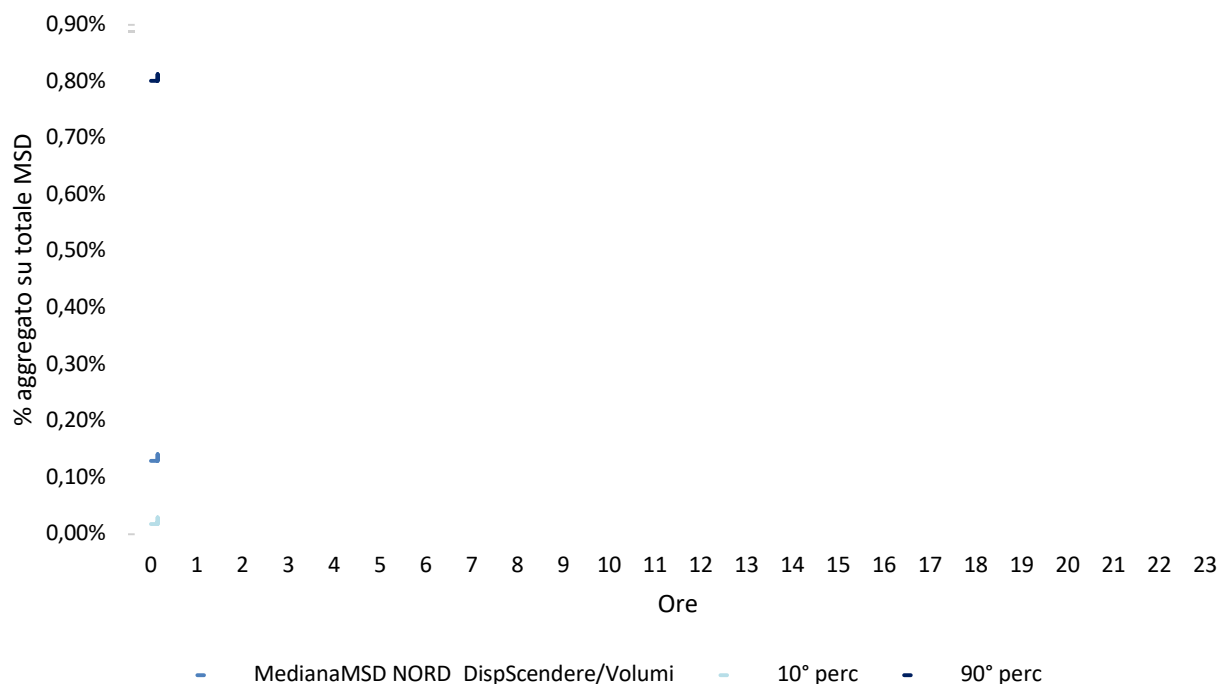


Si notano 2 aspetti interessanti:

- Ci sono 5 picchi, che corrispondono all'ora di inizio delle 5 fasce di flessibilità per il riscaldamento/raffrescamento
- I valori di circa 3 ordini di grandezza più piccoli rispetto ai volumi scambiati sul mercato dell'MSD

In relazione al secondo dei due aspetti precedenti, si presenta di seguito un grafico che mette in relazione per ogni ora dell'anno il rapporto tra la flessibilità dell'aggregato ed i volumi reali scambiati sul mercato MSD. I risultati sono presentati in maniera analoga ai tre grafici precedenti.

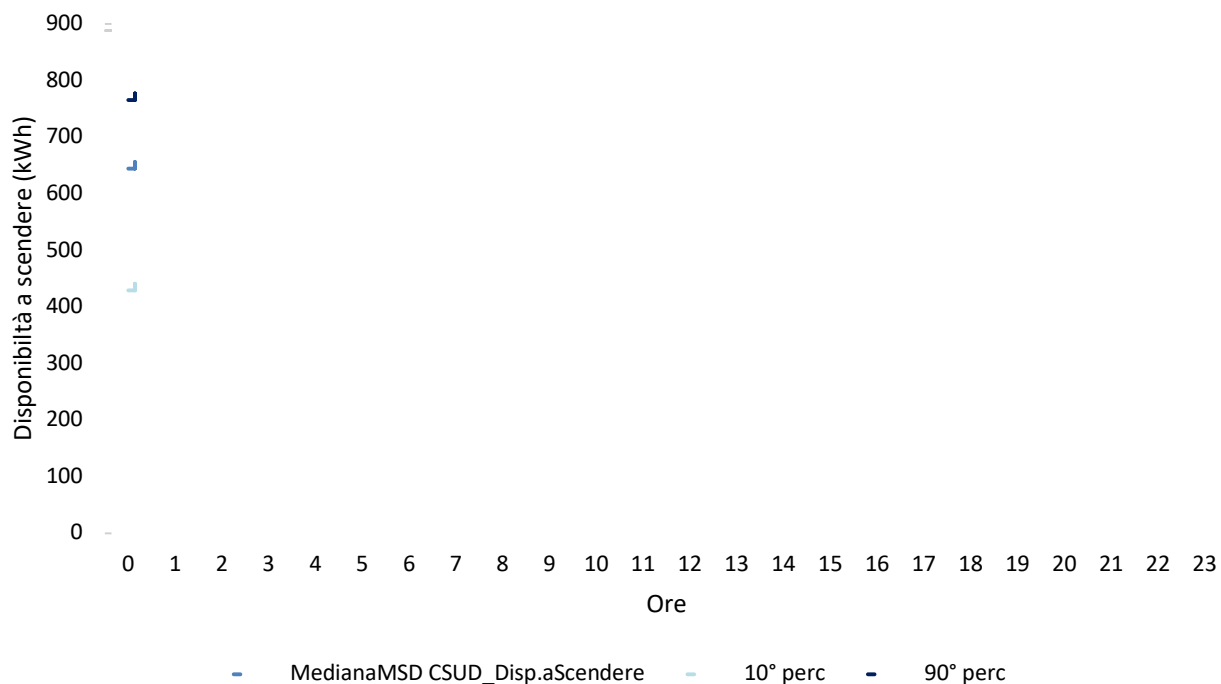
Figura 45 – Rapporto tra la flessibilità dell'aggregato e i volumi in MSD – Brescia/zona NORD



Il grafico conferma un'incidenza molto bassa dei volumi messi a disposizione dall'aggregato rispetto al volume di energia scambiato nel mercato MSD. Si registra un picco di incidenza (che rimane comunque molto bassa) alle ore 6 di mattina, quando si ha la prima ora di flessibilità dei consumi termici ed il mercato mantiene ancora i volumi di scambio bassi della notte.

CSUD – Roma

Figura 46 - Flessibilità a ascendere dell'aggregato nel corso della giornata - Roma

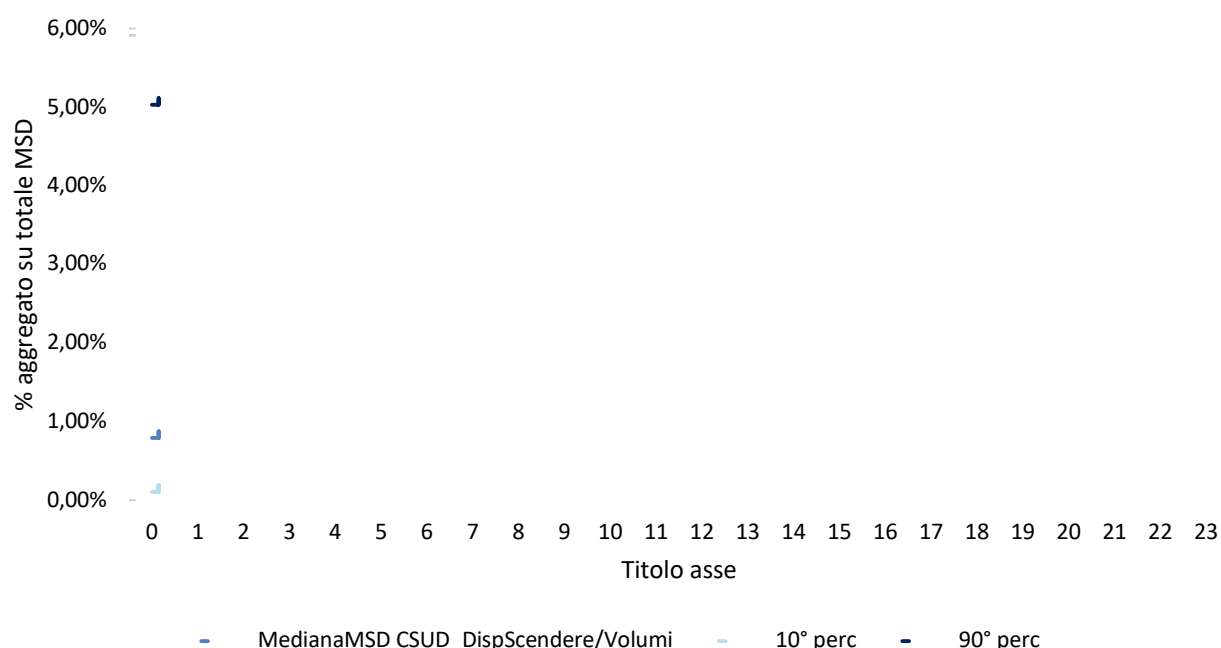


Si sottolineano anche qui 2 aspetti:

- Ci sono sempre 5 picchi, qui evidenti soprattutto nei valori massimi, che corrispondono all'ora di inizio delle 5 fasce di flessibilità
- Anche per l'aggregato di Roma valori sono circa 3 ordini di grandezza più piccoli rispetto ai volumi scambiati sul mercato dell'MSD della zona di competenza

Di seguito si presenta un grafico in approfondimento al secondo dei due punti di cui sopra, mettendo in relazione per ogni ora dell'anno il rapporto tra la flessibilità dell'aggregato ed i volumi reali scambiati sul mercato MSD.

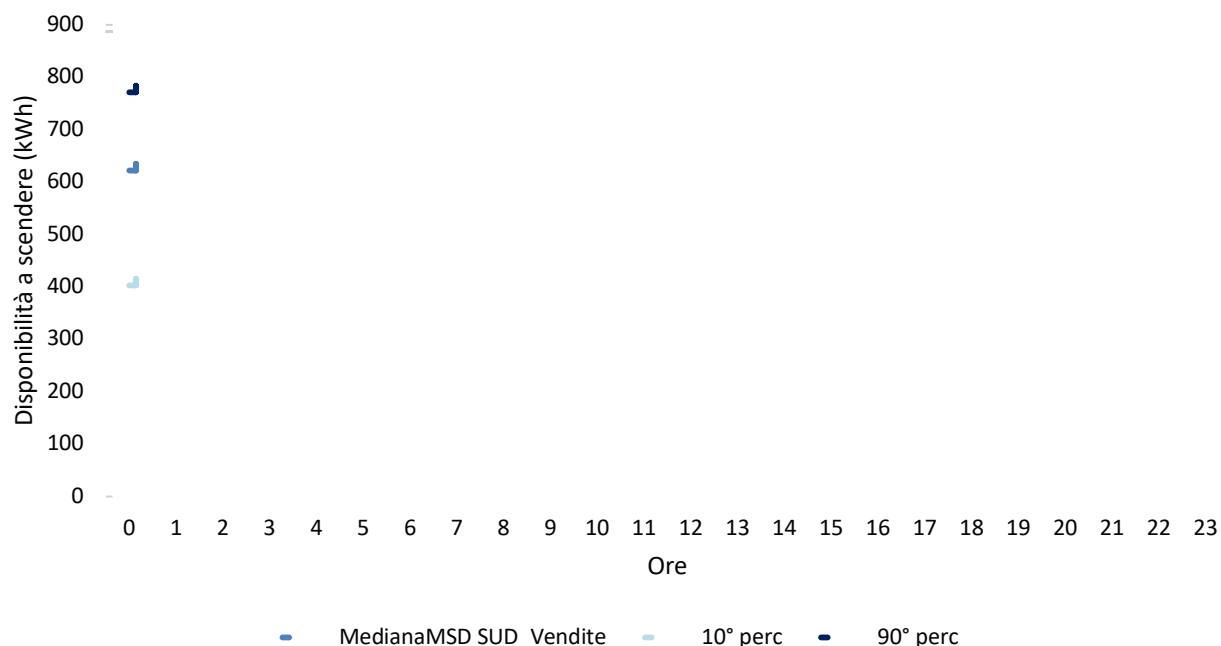
Figura 47 - Rapporto tra la flessibilità dell'aggregato e i volumi in MSD – Roma/zona CENTRO SUD



Il grafico conferma un'incidenza molto bassa dei volumi messi a disposizione dall'aggregato rispetto al volume di energia scambiato nel mercato MSD, solitamente sotto l'1%. Si registrano alcuni picchi relativi ai valori del 90° percentile, a cui tuttavia non si dà una motivazione significativa.

SUD - Bari

Come già analizzato, la zona SUD è caratterizzata da un mercato MSD in cui per la maggior parte delle ore dell'anno non ci sono volumi scambiati. Si considera poco interessante al momento presentare un'analisi della comparazione della flessibilità dell'aggregato con i volumi dell'MSD. Nel grafico seguente si riporta la disponibilità a diminuire i consumi dell'aggregato della città di Bari.

Figura 48 - Flessibilità a ascendere dell'aggregato nel corso della giornata - Bari

5.6. Osservazioni finali

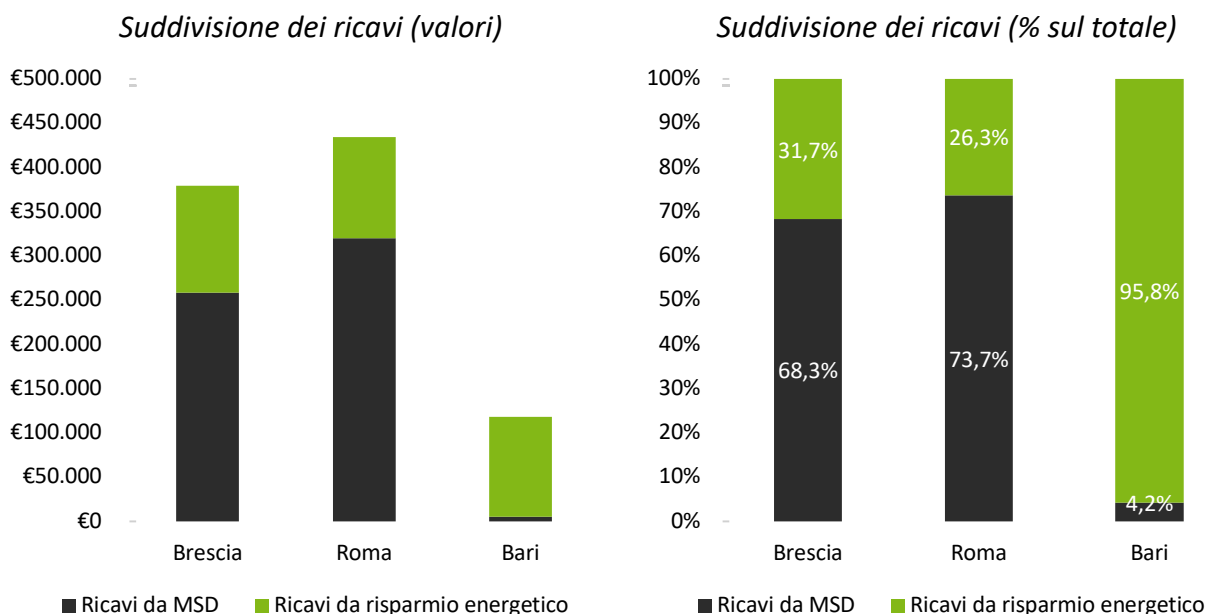
Le voci di guadagno e di spesa considerate non tengono conto delle spese di implementazione del business, né dei costi di gestione, ma considerano soltanto i movimenti relativi ai mercati dell'energia elettrica. Riportiamo di seguito i risultati:

	Brescia	Roma	Bari
Totale Ricavi/Risparmi annuali	378.955 €	434.558 €	118.422 €
Di cui da MSD	258.770 €	320.300 €	5.020 €
Di cui da risparmio energetico	120.185 €	114.258 €	113.402 €
Totale spese annuali	119.740 €	104.730 €	103.140 €
Netto	259.215 €	329.828 €	15.282 €

È interessante notare come parte dei ricavi derivi da una riduzione della domanda di energia elettrica, soprattutto nel caso di Bari, dove la componente di ricavo da MSD è molto bassa. Per le componenti che riguardano una riduzione dell'acquisto si parla più di risparmio energetico che di DSM.

È importante sottolineare che i ricavi generabili a seguito di un risparmio energetico possono rappresentare una voce di mancato introito nel caso in cui l'aggregatore svolgesse anche il ruolo di venditore di elettricità. In quel caso, tale voce potrebbe costituire il premio concesso all'utente finale in cambio della flessibilità garantita all'aggregatore. Sotto questa ipotesi, solo nei casi di Brescia e Roma si avrebbe un incentivo ad operare, mentre nel caso di Bari, l'aggregatore-venditore incorrerebbe in una perdita netta.

Figura 49 – suddivisione dei ricavi in valori assoluti (sx) e in % (dx)



Spesa media dei consumi elettrici di una singola utenza

Sulla base di quanto visto, abbiamo elaborato uno scenario in cui il potenziale guadagno proveniente dalla diminuzione dei consumi derivante dall'ottimizzazione dei carichi da parte dell'aggregatore, è restituito interamente⁷ all'utente finale. Confrontiamo quindi il risparmio annuo per utente con la spesa media annuale di un'utenza oggetto di analisi per capire l'incidenza di tale scenario, e dunque le potenzialità massime di essere un incentivo economico.

Dall'analisi dei profili base si ricavano i consumi medio per le tre città in analisi, i quali vengono moltiplicati per un prezzo di vendita tipico al fine di ricavare i costi totali annui per singola utenza. Riportiamo nella tabella sottostante i risultati.

Analisi dei costi annuali di energia elettrica delle utenze analizzate							
	Consumo medio delle utenze (kWh)			prezzo	Stima costi totali di bolletta		
	Brescia	Roma	Bari	(€/kWh)	Brescia	Roma	Bari
Casa	2.419	1.666	1.577	0,24	580 €	399 €	378 €
Scuola	64.124	59.952	58.247	0,204	13.081 €	12.230 €	11.882 €
Ufficio	13.589	14.428	14.084	0,265	3.601 €	3.823 €	3.732 €

I risparmi derivanti dalla partecipazione al MSD, sono infine ricavati per ogni tipologia di utenza, considerando per ogni gruppo il totale dei potenziali ricavi e dividendolo per il numero delle utenze. Si valuta infine l'impatto sulla bolletta in termini percentuali. I risultati sono riportati nella tabella seguente

⁷ Nella successiva costruzione dei business case tale ipotesi verrà modificata, con una condivisione dei risparmi tra aggregatore e utente finale.

Analisi dei potenziali risparmi sulla bolletta derivanti dalla partecipazione a MSD						
	Ricavi medi da MSD (per singola utenza)			Risparmio su bolletta grazie a MSD (in %)		
	Brescia	Roma	Bari	Brescia	Roma	Bari
Casa	24,83	31,26	0,50	4,3%	7,8%	0,1%
Scuola	584,03	420,91	0,70	4,5%	3,4%	0,0%
Ufficio	155,80	115,29	0,00	4,3%	3,0%	0,0%

La zona CSUD di Roma risulta al momento essere quella più interessante per le utenze domestiche, mentre Brescia a valori più elevati sia in termini assoluti che in termini di impatto sulla bolletta per le due tipologie di edifici del terziario. A Bari, e più in generale nella zona SUD, non risulta conveniente la partecipazione al MSD a causa dell'assenza di domanda da parte di Terna.

I volumi

Per quanto riguarda i volumi, è interessante sottolineare che la flessibilità dell'aggregato ha valori minimi rispetto ai volumi in gioco nel mercato MSD, perciò, anche riversando completamente sul mercato la disponibilità a ridurre i consumi, ciò non avrebbe influenza né sul bilanciamento della rete né sui prezzi dell'MSD stesso.

Analizzando poi volumi e prezzi per Brescia e Roma (si esclude Bari, in quanto i volumi sono molto ridotti), si evidenzia che le fasce orarie con maggiore disponibilità di mercato sono differenti tra le due zone NORD e CSUD.

Fascia Oraria	Volumi MSD CSUD (mediana)
19-2	32 MWh/h
2-7	160 MWh/h
7-19	30 MWh/h

Fascia Oraria	Volumi MSD NORD (mediana)
23-6	110 MWh/h
6-9 + 20-23	374 MWh/h
9-20	643 MWh/h

Oltre ad evidenziare una netta superiorità dei volumi scambiati nella zona NORD rispetto a CSUD, le due tabelle evidenziano anche una diversa distribuzione degli sbilanciamenti tra le due zone. Mentre Brescia è inserita in un contesto in cui i volumi più grandi si scambiano nella parte centrale della giornata, Roma si trova in una zona in cui il disequilibrio è a favore del periodo notturno (dalle ore 2 alle ore 7), durante il quale le vendite sull'MSD sono oltre 5 volte superiori rispetto alle altre parti della giornata.

È interessante sottolineare che nella zona CSUD il maggiore quantitativo dei volumi di vendita si traduca anche in un prezzo significativamente più alto nella fascia oraria tra le 2 e le 7, come mostrato nella tabella seguente.

Fascia Oraria	Prezzi MSD CSUD (mediana)
19-2	100 €/MWh
2-7	350 €/MWh
7-19	119 €/MWh

Nella zona NORD invece il prezzo si mantiene costante durante la giornata, con un valore mediano intorno ai 90 €/MWh.

6 Le tipologie di aggregatore a confronto

Dopo aver analizzato i ricavi derivanti dalla partecipazione ai vari mercati da parte dell'aggregatore, differenziati per tipologia di utenze e zona di mercato, andiamo ora a verificare la fattibilità economica dei tre tipi di modelli di business in analisi:

- Utility
- ESCo
- Energy Community



Utility



ESCo



Energy Community

L'investimento che verrà fatto da ogni tipologia di aggregatore si differenzierà sia in termini di costi di capitale (CAPEX), come abbiamo già visto, che in termini di struttura: se per la Utility e la ESCo possiamo ipotizzare la creazione di una business unit interna che sfrutti alcune economie interne, la Energy Community darà vita ad un'attività totalmente ex-novo, con una struttura indipendente.

Partendo dalla differenziazione dei costi trattata nel paragrafo 4, per ogni modello di business è stato costruito un business plan che prende in considerazione quattro tipologie di ricavi:

- i. i ricavi derivanti dalla partecipazione ai mercati energetici,
- ii. i risparmi energetici derivanti dall'efficientamento dei consumi,
- iii. un corrispettivo annuo⁸ a premio della capacità messa a disposizione dai diversi clienti,
- iv. i ricavi derivanti dalla fornitura di servizi aggiuntivi di *smart living*.

I primi fanno riferimento alla completa valorizzazione della flessibilità a disposizione dell'aggregatore su MSD, massimizzando in ogni ora la capacità disponibile. Nelle simulazioni è stato ipotizzato che tutta la capacità offerta venga effettivamente contrattualizzata da Terna. Tale ipotesi è molto ottimistica per due motivi: in primis, poiché, come dimostrano i primi risultati del progetto pilota, il numero medio di chiamate da parte di Terna è inferiore al 50% delle offerte, e in secondo luogo perché presuppone una totale capacità dell'aggregatore di anticipare le strategie di prezzo degli altri soggetti partecipanti a MSD e offrire capacità al prezzo minimo accettato da Terna.

La seconda categoria di ricavi è afferente ai profitti generabili a seguito di una diminuzione dei consumi energetici. Questa tipologia di ricavi può costituire un premio per le ESCo e per le EC, mentre rappresenta un minor ricavo per le Utility.

⁸ È stato considerato un valore annuo pari a 30.000 euro/MW, in linea con la soglia fissata dall'attuale progetto pilota di Terna per le UVAC.

Negli scenari è stato ipotizzato un premio annuo del valore di 30.000 euro/MW, in linea con la soglia massima fissata dall'attuale progetto pilota di Terna per le UVAC.

Infine, alle simulazioni effettuate è stato aggiunto uno scenario in cui l'aggregatore integrava il servizio di ottimizzazione dei consumi con dei servizi di *smart home* la cui voce di ricavo addizionale è stata ipotizzata pari a 100 €/anno/utenza, a fronte di un costo aggiuntivo per l'installazione di *smart device* e sensori pari a 575 €/utenza.

La valutazione della fattibilità economica di investire di ogni modello di business si poggia sulla comparazione di 4 parametri chiave:

- a. il tasso interno di rendimento dell'investimento (TIR)
- b. il Valore Attuale Netto (VAN)
- c. il tempo di rientro dall'investimento (Pay Back)
- d. il Debt-Service Cover Ratio (DSCR)

Il tasso interno di rendimento è quel tasso di sconto, che rende nullo il valore attuale netto dei flussi di cassa generati da un progetto di investimento; il TIR è il rendimento implicito dell'investimento, al di sotto del quale l'iniziativa non è economicamente conveniente. Al crescere del TIR rispetto al tasso di interesse sul debito (nel nostro caso pari al 5%) corrisponde una maggiore redditività dell'investimento.

Il VAN è il valore attualizzato dei flussi di cassa futuri dell'investimento e viene calcolato utilizzando 2 tassi di interesse impliciti: il 5%, ovvero il costo di raccolta del capitale di debito, e l'8%, un tasso che include una marginalità annua.

Il Pay Back indica il numero di anni necessari affinché i flussi di cassa siano in grado di ripagare l'investimento iniziale.

Il DSCR è un indicatore che misura la capacità dei flussi di cassa dell'investimento di far fronte ai debiti. Il DSCR è pari al rapporto, calcolato per il periodo previsto per la durata del finanziamento, tra il flusso di cassa operativo generato dall'azienda e il servizio del debito comprensivo di quota capitale e quota di interessi. Il rapporto deve essere superiore a 1, con valori medi nell'intorno di 1,30-1,40.

Sulla base dei risultati derivanti dalle simulazioni, valutiamo la fattibilità economica dei tre modelli di business in un contesto di aggregatore di distretto, che integra sia le utenze private che quelle afferenti al terziario (uffici e scuole). In dettaglio, il pool dell'aggregatore è composto da 10.000 utenze domestiche da 3 kW di capacità, 30 uffici da 50 kW e 10 scuole da 300 kW.

Per ogni business case è stata analizzata la fattibilità in uno scenario base, che prevede la fornitura di servizi solo di DSM per l'utente finale a fronte di una fee annua che varia dal 10% della utility e della ESCo al 50% della EC. Nello scenario base è stato ipotizzato un ricorso al debito pari per un importo pari al 70% dell'investimento ad un tasso di interesse annuo pari al 5%. In aggiunta allo scenario base, sono stati poi sviluppati quattro scenari di sensitivity che testano il risultato economico dei diversi casi di business all'aumentare del numero di utenze, alla fornitura di servizi di smart home e al ricorso al debito:

- Sensitivity 1 (S1): stessi parametri dello scenario base sia per ricavi e costi con un raddoppio del numero di utenze pari a 20.080;
- Sensitivity 2 (S2): stessi parametri dello scenario base sia per ricavi e costi con una triplicazione del numero di utenze pari a 30.120;

- Sensitivity 3 (S3): stessi parametri dello scenario base con l'aggiunta di una voce di ricavo aggiuntivo di 100 €/anno/utenza derivante dalla vendita di servizi di *smart home* a fronte di un costo aggiuntivo per l'installazione di *smart device* pari a 575 €/utenza.
- Sensitivity 4 (S4): stessi parametri dello scenario "sensitivity 3" escludendo il ricorso al debito e ipotizzando un investimento full equity.

		Utility	ESCO	Energy Community
Scenario base				
Numero utenze	[nn]	10.040	10.040	10.040
Corrispettivo Fisso della Capacità	[€/MW/anno]	30.000	30.000	30.000
Quota di Eff Ener trattenuta dall'Aggregatore	[%]	0%	15%	20%
Δ marginalità su Energia non venduta	[%]	-5%	0%	0%
FEE riconosciuta al cliente finale	[%]	10%	10%	50%
Debito	[%]	70%	70%	70%
Servizi Addizionali	[€/utenza/anno]	-	-	-
Sensitivity 1				
Numero utenze	[nn]	20.080	20.080	20.080
Sensitivity 2				
Numero utenze	[nn]	30.120	30.120	30.120
Sensitivity 3				
Numero utenze	[nn]	10.040	10.040	10.040
Servizi Addizionali	[€/utenza/anno]	100	100	100
Costo smart device	[€/utenza]	575	575	575
Sensitivity 4				
Numero utenze	[nn]	10.040	10.040	10.040
Servizi Addizionali	[€/utenza/anno]	100	100	100
Costo smart device	[€/utenza]	575	575	575
Debito	[%]	0%	0%	0%

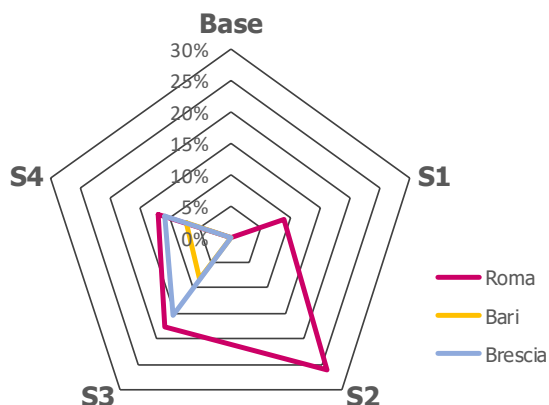
6.1. Utility

Nello scenario base, la fattibilità economica di dar vita ad una bussiness unit che svolge il servizio di aggregatore di distretto non è verificata in nessuna delle tre aree geografiche analizzate. Il VAN è negativo in entrambi i casi in analisi e i valori di TIR sono nulli. La utility non è in grado dunque di avere un ritorno dall'investimento.

Nella Sensitivity 1 e 2, ovvero all'aumentare del numero di utenze gestite dall'aggregatore, la fattibilità economica evidenzia valori interessanti solo per il caso di Roma. Il TIR raggiunge l'8% al raddoppiare delle utenze, e il 26% al triplicare delle stesse. Il VAN è positivo e aumenta in modo significativo nella Sensitivity 2, dove supera 1 milione di euro. Il Pay-Back è pari a 12 anni nella S1 e a 5 anni nella S2.

Integrando la propria offerta con servizi addizionali, i valori economici migliorano sensibilmente: il VAN diventa positivo in tutte le aree geografiche così come il TIR, con tempi di rientro dall'investimento che vanno da un minimo di 7 anni nel caso di un aggregatore nella zona di Roma, ad un massimo di 13 anni per la zona di Bari.

Figura 50 – Utility: TIR a confronto per scenario e zona geografica



TIR	Brescia	Roma	Bari
Base	0%	0%	0%
S1	0%	8%	0%
S2	0%	26%	0%
S3	15%	18%	8%
S4	11%	12%	7%

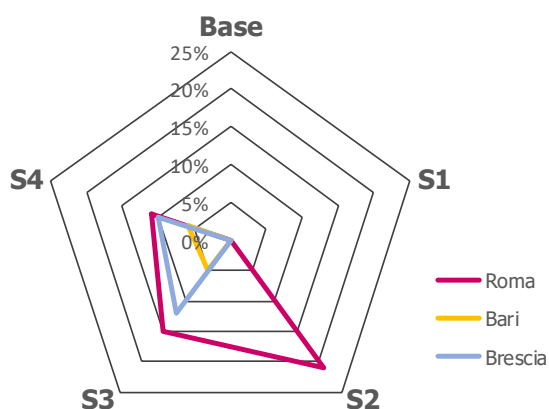
PB	Brescia	Roma	Bari
Base	No PB	NO PB	NO PB
S1	NO PB	12	NO PB
S2	NO PB	5	NO PB
S3	9	7	13
S4	8	8	10

6.2. EScO

Nel caso della EScO, si confermano i numeri negativi riscontrati per le utility nello scenario base e nella S1 e S2, con l'eccezione di Roma dove i valori economici sono positivi nella S2 in virtù della più alta valorizzazione dei ricavi derivanti dalla partecipazione a MSD. La dimensione minima dell'aggregato si conferma così essere prossima alle 30.000 unità.

Ampliando la gamma di servizi offerti, i valori economici migliorano sensibilmente anche nel caso della EScO: il TIR va da un massimo del 15% nel caso di Roma nella S3 ad un minimo del 5% nel caso di Bari nella S3, mentre i Pay-Back si allungano, da un minimo di 8 anni ad un massimo di 15 anni.

Figura 51 – EScO: TIR a confronto per scenario e zona geografica



TIR	Brescia	Roma	Bari
Base	0%	0%	0%
S1	0%	0%	0%
S2	0%	21%	0%
S3	12%	15%	5%
S4	10%	11%	6%

PB	Brescia	Roma	Bari
Base	No PB	NO PB	NO PB
S1	NO PB	NO PB	NO PB
S2	NO PB	6	NO PB
S3	11	9	15
S4	9	8	11

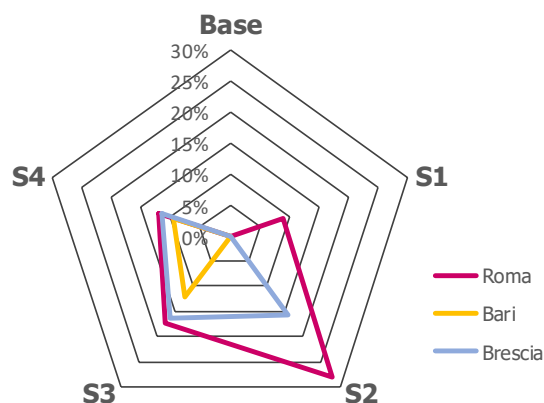
6.3. Energy Community

A conferma delle criticità già evidenziate per i modelli Utility e EScO, anche nel caso di una Energy Community, lo scenario base non restituisce valori sufficienti ad attestare la fattibilità economica di un aggregatore misto. È necessario aumentare il numero di utenze per ottenere valori in grado di giustificare l'investimento. Nella S1 e S2, la zona di Roma si conferma quella che è in grado di esprimere risultati migliore: TIR al 9% nella S1 e al 28% nella S2, con un Pay-Back rispettivamente pari a 12 e 4 anni. D'interesse il caso di Brescia, che nella

EC, a differenza degli altri modelli, fa segnare valori positivi nella S2: TIR al 16% e PB pari a 8 anni. Valori che sono in linea con un investimento di tipo industriale.

Nelle S3 e S4, con l'inclusione di servizi di *smart home*, gli indicatori economici diventano tutti positivi, includendo anche il caso di Bari. Se i valori del TIR e del VAN non si discostano molto rispetto agli altri due modelli di business per la zona Nord e Centro Sud, invece sono maggiori per la zona Sud. Si riduce il tempo di rientro dell'investimento, che va da un minimo di 7 anni ad un massimo di 11 anni.

Figura 52 - EC: TIR a confronto per scenario e zona geografica



TIR	Brescia	Roma	Bari
Base	0%	0%	0%
S1	0%	9%	0%
S2	16%	28%	0%
S3	16%	18%	12%
S4	12%	12%	9%

PB	Brescia	Roma	Bari
Base	No PB	NO PB	NO PB
S1	NO PB	12	NO PB
S2	8	4	NO PB
S3	8	7	11
S4	8	8	9

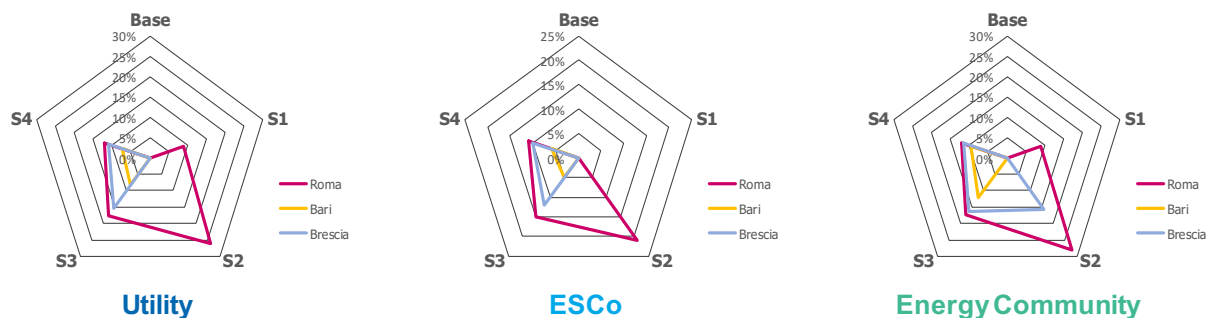
6.4. I tre modelli a confronto

Riassumendo le principali evidenze derivanti dall'analisi, possiamo estrapolare alcuni macro-punti che interessano in maniera trasversale i diversi modelli di business:

- Il numero di utenze è una variabile chiave nel definire la fattibilità economica di un modello di business; lo scenario base, con circa 10 mila utenze, non permette di generare ricavi a sufficienza per rendere l'investimento profittevole. I volumi minimi sono pari a 30 mila utenze.
- I tempi di rientro dall'investimento sono vanno da un minimo di 4 anni per il caso della EC con 30 mila utenze, ad un massimo di 15 anni per la ESCo in una configurazione con 20 mila utenze nella zona Sud.
- Esiste una differenziazione marcata tra zone di mercato che premia l'attività di aggregazione nella zona Nord e Centro Sud, scoraggiando l'investimento nella zona Sud.
- La differenziazione zonale si integra con il profilo di consumo delle utenze aggregate: i ricavi maggiori si hanno nel periodo invernale in virtù di una maggiore flessibilità connessa con i consumi per riscaldamento. La zona Nord offre maggiori possibilità di guadagno in termini di domanda flessibile per via del maggiore peso della domanda termica sul totale dei consumi.
- L'integrazione di servizi di *smart home*, che sfruttano la capacità di monitoraggio e controllo dei device installati presso i clienti finali, garantiscono una redditività addizionale che rende l'investimento profittevole in tutte le zone di mercato.
- La redditività maggiore, in termini di TIR, la si ottiene nello scenario S2 per un aggregatore che opera nella zona Centro Sud (Roma) in tutti i modelli. Nella zona Nord e nella zona Sud, la redditività maggiore è ottenuta nello scenario S3.

- vii. La EC è quella che presenta i valori economici migliori in tutti gli scenari grazie alla ridotta struttura dei costi.
- viii. Il ricorso al debito è premiante rispetto all'utilizzo del capitale proprio in tutti i modelli di business.

Figura 53 – TIR: confronto tra modelli di business scenari e zone di mercato



Analizzando più nel dettaglio i due scenari in cui registriamo i business plan più interessanti (S2 e S3), notiamo come la struttura dei ricavi sia molto diversa sia tra i diversi modelli di business che nelle diverse aree geografiche. Emerge infatti che:

- i. In S2, la remunerazione dei ricavi è principalmente incentrata sui servizi di flessibilità per la Utility, nella zona Nord e Centro Sud, mentre pesa in maniera minore rispetto alla remunerazione della capacità nella zona Sud.
- ii. In S2, il risparmio energetico è una componente che pesa per circa il 5% dei ricavi nel caso della ESCo, e dell'8% nel caso della EC, nelle zone Nord e Centro Sud. La minore redditività dei servizi di flessibilità nella zona Sud fa aumentare il peso specifico del risparmio energetico, che sale al 43% nel caso della ESCo e al 50% nel caso della EC.
- iii. In S3, per tutti i modelli di business, i ricavi sono in larga parte derivanti dalla fornitura di servizi di *smart home*, con una piccola parte (20%) derivante dai servizi di flessibilità.
- iv. In S3, nella zona Sud, i ricavi sono quasi interamente costituiti dai servizi aggiuntivi, con una piccola percentuale derivante dal risparmio energetico (circa il 2%).

Figura 54 - Scenario 2: struttura dei ricavi per modello di business

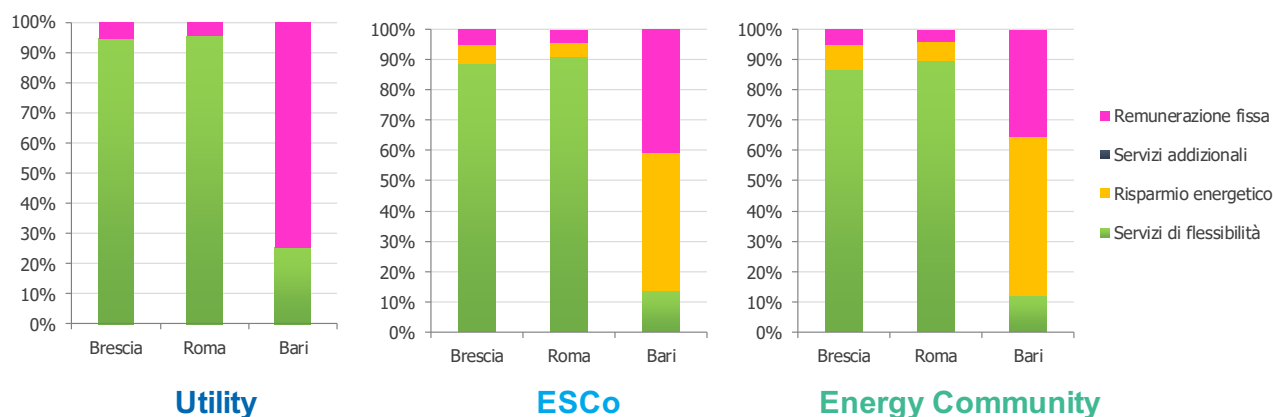
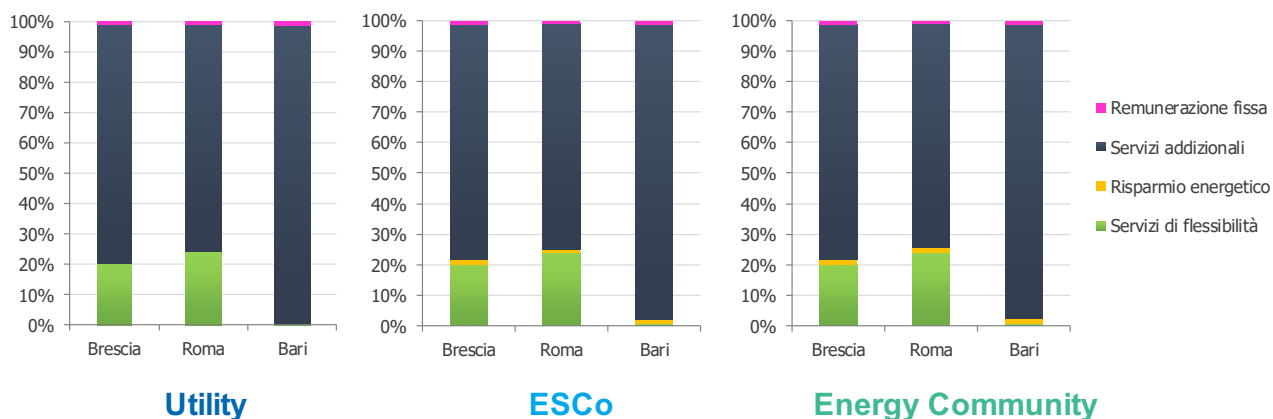


Figura 55 – Scenario 3: struttura dei ricavi per modello di business



Possiamo concludere che il business model di un aggregatore misto, incentrato sul terziario e il residenziale, sia fortemente influenzato da 4 fattori:

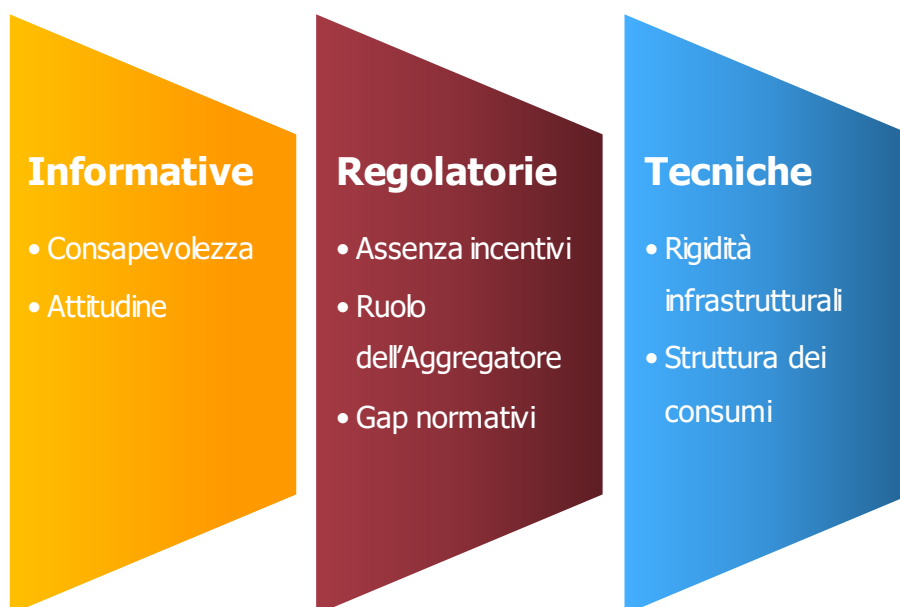
- I. Il numero di utenze che riesce ad aggregare
- II. L'offerta di servizi
- III. La zona di mercato
- IV. La tipologia di consumi.

7 Potenziali barriere non economiche

Nonostante i progressi effettuati negli ultimi anni, anche grazie all'istituzione dei progetti pilota di partecipazione della domanda al mercato MSD, la diffusione del DSM in Italia è ancora frenata da una molteplicità di ostacoli di natura non prettamente economica. Le simulazioni effettuate, infatti, ci forniscono delle indicazioni interessanti circa la possibilità di avviare un'attività imprenditoriale poggiata sulla fornitura di servizi di DSM. Tuttavia, nella nostra analisi non abbiamo incluso nessun tipo di considerazione che riguarda tre ambiti specifici che al momento costituiscono vere e proprie barriere allo sviluppo di aggregatori di tipo misto, residenziale-terziario:

- Le informazioni e i comportamenti dei consumatori finali;
- Il set di regole che definiscono incentivi e ambiti di azione dei diversi soggetti della filiera;
- La reale fattibilità tecnica di servizi di DSM.

Figura 56 – Barriere di tipo non economico che ostacolano la diffusione del DSM in Italia



7.1. Barriere informative

Tra le barriere di **tipo informativo**, gli ostacoli principali riguardano:

- La **non consapevolezza dei consumatori** riguardo ai potenziali benefici dei meccanismi di DSM e ai modi attraverso i quali questi possono essere attuati. Si tratta di una barriera significativa, alla quale non sarebbe difficile trovare una soluzione. Il messaggio di fondo che dovrebbe essere trasmesso al consumatore risiede sia nel far percepire l'importanza del risparmio energetico che del ruolo che ogni singolo individuo/azienda può ricoprire nel mercato elettrico in un'ottica di maggiore sicurezza e sostenibilità. Questo si tradurrebbe non solo in un beneficio di tipo economico, seppur limitato come abbiamo visto, ma anche in un beneficio diretto a livello ambientale (risparmio di emissioni di CO₂).

Nel caso di grandi aziende, già dotate di soggetti come gli energy manager o che già si affidano a consulenti energetici esterni, il cambio di prospettiva è già in corso. Più difficile è invece il coinvolgimento degli utenti domestici o commerciali di piccole dimensioni. Raramente, infatti, questi

ultimi si rivolgono a consulenti energetici e quindi l'unico soggetto che attualmente è in grado di diffondere questo tipo di informazioni è il rivenditore di energia, il quale, tuttavia, potrebbe non essere adeguatamente incentivato a farlo. Per coinvolgere gli utenti domestici diventa dunque fondamentale la figura dell'aggregatore indipendente, la cui penetrazione nel mercato elettrico italiano, tuttavia, non è ancora avvenuta.

- ii. I **comportamenti degli utenti** finali sono principalmente guidati da un processo routinale. Inerzia e routine comportamentali sono rigidità importanti, soprattutto nel settore privato, che frenano la propensione verso un cambio nella modalità di consumo, da passivo ad attivo. Uno dei limiti endogeni del processo di trasformazione da consumatori a prosumer, dopo l'acquisizione di una conoscenza specifica delle possibilità tecniche e dei possibili vantaggi, risiede proprio nella capacità del soggetto di cambiare le abitudini quotidiane. A queste si aggiunge una naturale diffidenza del consumatore verso il cambio delle proprie modalità di consumo, che prescinde dalla reale capacità di avere informazioni puntuali sui vantaggi economici e ambientali potenzialmente derivabili.

La figura di un aggregatore, soprattutto laddove riesca a fornire una pluralità di servizi che aumentano il comfort dell'utente, potrebbe contribuire a superare questo limite, di fatto integrandosi, e in alcuni casi sostituendosi, al consumatore finale. Cruciale è la qualità del servizio che viene svolto dall'aggregatore, che deve essere in grado di oltrepassare sia l'ostacolo della diffidenza del consumatore finale che quello relativo all'inerzia comportamentale. Questo potrebbe portare un vantaggio competitivo alla EC che opera in un clima di rapporto diretto con il cliente, profondamente diverso dall'impersonalità della relazione tra cliente e una utility.

7.2. Barriere regolatorie

Alle barriere di tipo informativo si affiancano poi quella di **natura regolatoria**, ovvero che riguardano sia componenti di tipo strutturale, come la costituzione della bolletta o la possibilità di offrire servizi

- i. Assenza di **meccanismi di prezzo che incentivino** gli utenti a cambiare abitudini di consumo. Si tratta di una barriera di importanza critica, soprattutto nel caso in cui si punti ad incentivare il consumatore nel mettere in atto comportamenti efficienti dal punto di vista energetico attraverso appositi segnali di prezzo (DR di tipo implicito). L'assenza di tale meccanismo va prima di tutto a discapito degli utenti finali, i quali sono costretti ad effettuare scelte di consumo sulla base di informazioni parziali che rispecchiano solo una parte delle complesse dinamiche del mercato elettrico.

Gli effetti di questo tipo di barriera tuttavia non colpiscono soltanto il consumatore finale, ma altresì l'intero sistema elettrico (in particolare DSO e TSO). Fornire maggiori informazioni sui prezzi ai consumatori infatti porterebbe ad una distribuzione più efficiente della domanda nel corso della giornata e quindi ad una gestione più efficiente della rete elettrica nel suo complesso. In Italia tale barriera si concretizza nella persistenza di tariffe elettriche progressive e nella natura binomia della tariffa (una parte significativa dei costi è associata alla potenza contrattuale), che portano a un costo elevato dell'elettricità per consumi elevati e per alte potenze installate e, di conseguenza, ad un consumo elettrico degli utenti domestici italiani inferiore rispetto alla media europea. Ciò va contro la spinta all'elettrificazione dei consumi – conversione fondamentale per efficienza, diffusione delle energie rinnovabili e riduzione delle emissioni di CO₂ – penalizzando l'impiego di tecnologie elettriche ad alta potenza. L'installazione di pompe di calore, ad esempio, comporterebbe un importante aumento dei consumi elettrici, della potenza impegnata e di conseguenza dei costi specifici in bolletta. L'entrata a regime della nuova struttura tariffaria non progressiva è prevista per il 2019 per tutti i clienti

domestici e comporterà una distribuzione dei costi per i servizi utilizzati più equa tra i clienti. Si tratta di un passo avanti, in quanto rende i consumatori più consapevoli dei costi di rete, ma forse non sufficiente.

Sarebbe utile introdurre anche strutture tariffarie tali da incoraggiare gli utenti a modificare il proprio comportamento per un uso più efficiente del sistema, ad esempio spingendoli a ridurre il consumo nelle ore di punta. I benefici sarebbero non solo di tipo economico ma anche di tipo strutturale, portando a una riduzione (effetto di peak shaving) o a uno spostamento nel tempo della domanda (effetto di load shifting). La tariffazione bioraria usata in Italia non è sufficiente: la differenza tra il prezzo di picco e il prezzo fuori picco spesso è minima e non riflette le sottostanti variazioni dei costi che si realizzano sulla rete o dei prezzi sul mercato all'ingrosso. Per rendere il consumatore più consapevole della variabilità del prezzo dell'energia elettrica l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (Arera) potrebbe adottare una tariffazione di tipo dinamico che cambi più volte durante il corso delle 24 ore in base ai prezzi che effettivamente vengono a realizzarsi sui mercati energetici

- ii. **Normativa carente o in via di completamento su Energy Communities (EC) e Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC).** Aggregazioni di questo tipo difficilmente prendono avvio da meccanismi bottom-up; al fine di incentivarne una più ampia diffusione diventa perciò indispensabile venga definito un quadro regolatorio più organico. Sarebbe importante fare chiarezza sulle forme giuridiche di aggregazione che possono essere usate dalle EC e sulle responsabilità interne ed esterne. I vantaggi per il sistema sono molteplici: la riduzione della spesa per l'approvvigionamento energetico, l'ottimizzazione del profilo di prelievo di energia dalla rete, la conseguente riduzione dei consumi ottenibili, così come delle emissioni di CO₂. Inoltre, grazie ad una maggior diffusione delle EC, si faciliterebbe l'integrazione delle fonti rinnovabili nel mercato elettrico.

Per quanto riguarda i SDC la normativa italiana è in fase di completamento. In questo ambito sarebbe, in particolare, necessario definire nuove regole per l'allocazione degli oneri (di rete e di sistema) e degli incentivi nel caso di nuovi impianti alimentati da energia prodotta da fonti rinnovabili o da cogenerazione ad alto rendimento, anche integrati con sistemi di accumulo.

- iii. In rapporto al già citato progetto pilota, le UVAC possono partecipare esclusivamente a MSD, erogando **solo i servizi di riserva terziaria di potenza a salire e quello di bilanciamento**. La domanda è esclusa dalla fornitura di servizi quali la riserva primaria, secondaria e la risoluzione di congestioni. Allo stesso tempo, servizi ancillari attualmente non remunerati, come la regolazione della tensione, potrebbero essere forniti da un aggregatore che aggrega soggetti del terziario e del residenziale, facilmente attivabili. Inoltre, anche i mercati dell'energia all'ingrosso, sia MGP che MI, non prevedono la partecipazione della domanda, se non nei classici programmi di acquisto.

La risoluzione di questo ostacolo spetta non solo all'Autorità, che avrebbe la possibilità di legittimare la partecipazione della domanda a tutti i mercati elettrici, ma anche al TSO che sarebbe in grado di modificare i requisiti dei programmi per adeguarli alle capacità delle risorse provenienti dalla domanda. Tali cambiamenti tuttavia sono di non semplice attuazione, in quanto s'inseriscono all'interno di un processo di profondo cambiamento dei mercati elettrici italiani.

- iv. Assenza di un **framework regolatorio puntuale che stabilisce il ruolo e le responsabilità dell'aggregatore indipendente**, in particolare riguardo alle relazioni con fornitori di energia, TSO, DSO e BRP. Questo problema rappresenta uno dei maggiori ostacoli alla diffusione del DSM in Italia, in quanto l'incertezza legata alla figura dell'aggregatore indipendente scoraggia gli investimenti privati nel settore e impedisce il concretizzarsi di meccanismi di concorrenza tra i fornitori di servizi di

flessibilità. I soggetti maggiormente colpiti da questa barriera sono proprio gli aggregatori indipendenti, per i quali, senza un quadro normativo di riferimento ben preciso, diventa estremamente difficile accedere al mercato. Per porre rimedio a tale barriera, l'Autorità avrebbe la possibilità di intervenire regolando tutti gli aspetti che riguardano i rapporti che intercorrono tra i vari soggetti coinvolti (flussi di informazioni che devono essere trasmessi da un operatore all'altro, saldi sia energetici che finanziari che devono avere luogo tra i vari soggetti).

7.3. Barriere tecniche

Infine, nonostante la tecnologia abbia registrato evoluzioni importanti negli ultimi anni, e il processo di digitalizzazione in corso offra tutti gli elementi per favorire lo sviluppo di sistemi di gestione dei consumi elettrici in forma integrata, esistono ancora dei limiti tecnici che frenano lo sviluppo del DSM. Le principali barriere tecniche afferiscono a:

- i. L'assenza di specifici **protocolli di comunicazione tra aggregatore, DSO e TSO**. Il processo di quantificazione e convalida della fornitura del servizio deve essere progettato in base alle specifiche dei diversi prodotti garantendo un'erogazione affidabile dei servizi di DR, che sono estremamente diversi da quelli del lato della generazione. In particolare tali processi dovrebbero avvenire a livello aggregato prevedendo protocolli specifici di comunicazione tra il DSO e l'aggregatore che consentano la raccolta di dati da centinaia di siti di clienti remoti. Sarebbe inoltre necessario prevedere un sistema di comunicazione e scambio dati tra il DSO e il TSO, che in tempo reale consenta la condivisione di tutte le informazioni necessarie per assicurare l'uso ottimale delle risorse di flessibilità, garantire il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema e incentivare lo sviluppo del DSM. Prevedere protocolli specifici di comunicazione tra TSO, DSO e aggregatore è di fondamentale importanza per diversi motivi. In primis il TSO deve poter fare affidamento sulla fornitura dei servizi richiesti, che devono essere erogati in maniera certa e tempestiva per non mettere a rischio la sicurezza dell'intero sistema. Poi il DSO deve assicurare che l'erogazione dei servizi da parte di diversi soggetti (generazione distribuita e prosumer) avvenga rispettando i limiti operativi di funzionamento della rete di distribuzione, inclusi i punti di scambio con la rete di trasmissione; questo implica la necessità di opportuni coordinamenti, che devono avvenire tramite adeguati meccanismi e infrastrutture di scambio di informazione tra il TSO, il DSO e l'aggregatore. L'assenza di codici precisi rappresenta dunque una notevole barriera allo sviluppo dei meccanismi di gestione della domanda, poiché limita uno scambio di informazioni standardizzato e sicuro.
- ii. Una rete elettrica sempre più decentralizzata, caratterizzata da una maggiore integrazione tra generazione distribuita, reti *smart grid* e prosumer, porta con sé una maggiore complessità di gestione, con un rischio elevato di interruzioni e disservizi⁹. Complessità che può essere gestita dall'Internet delle Cose (IoT): sensori, calcoli automatizzati e comunicazione di dati via cloud. Una tecnologia che sta evolvendo rapidamente ma che, tuttora, **non presenta un livello di standardizzazione tale da poter essere adottata su larga scala**. Al momento esistono molteplici modelli e architetture IoT, sia centralizzate che decentralizzate e ibride. Quale di questi modelli offrirà il livello di sicurezza e efficienza più elevato è ancora incerto.
- iii. **Un'elettrificazione limitata dei consumi finali**. L'attuale struttura dei consumi energetici del settore privato, in particolare del residenziale, è eterogeneamente distribuita tra fonti. I consumi elettrici in ambito domestico sono ancora relativamente ridotti; una maggiore penetrazione del vettore elettrico

⁹ Basti pensare che quasi il 90% di tutte le interruzioni di corrente e disservizi avvengono nella rete di distribuzione.

nel portafoglio di consumo dei clienti finali, che si estende sia al riscaldamento che potenzialmente alla mobilità, potrebbe facilitare lo sviluppo della DSM. Come riscontrato nelle simulazioni, i ricavi maggiori si registrano laddove è presente una domanda termica (zona Nord). La diffusione di pompe di calore elettriche e veicoli elettrici porterà ad un incremento della domanda di elettricità, sia in termini cumulati che in termini di picchi orari, aprendo così opportunità interessanti per offrire servizi di flessibilità.

- iv. **La complessità tecnologica** dell'intera catena del valore collegata al DMS **permane elevata**. Un'architettura che sia in grado di fornire servizi di DSM necessita di un sistema interno in grado di monitorare i flussi di energia, di effettuare previsioni dei consumi energetici, e potenzialmente agire in maniera diretta sull'aumento/riduzione dei carichi. Tale sistema deve essere in grado di avere un'interfaccia esterna che comunichi con il gestore della rete, scambiando dati sui flussi energetici in real time, e un'interfaccia con il gestore del mercato da dove importa i segnali di prezzo che attivano la propria flessibilità e dove effettua le transazioni economiche collegate al trading sui diversi mercati (MGP, MI, MSD). Una complessità che, grazie ai progetti pilota sulle UVAC, inizia ad essere gestita a livello industriale, in un contesto in cui l'aggregatore si interfaccia con un numero ridotto di utenti (tipicamente un'industria di grandi dimensioni), ma che dovrà attraversare una fase di sviluppo importante per poi trovare applicazione, a costi vantaggiosi, anche nel residenziale e nel terziario.

8 Criticità e opportunità

L'evoluzione del mercato elettrico italiano ed europeo è stata recentemente contraddistinta da 2 macro-fenomeni: la contrazione della domanda elettrica da un lato, e la diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili dall'altro. Questi due fattori hanno avuto un impatto diretto sull'operatività delle risorse tradizionalmente coinvolte nella gestione del sistema elettrico, forzando una buona parte all'uscita dal sistema per motivi di ordine economico. Se in futuro è probabile aspettarsi un'inversione del trend sui consumi elettrici, attesi in aumento grazie alla maggiore diffusione di tecnologie elettriche in nuovi settori (riscaldamento e mobilità), è altrettanto probabile che la quota di impianti rinnovabili continui ad aumentare, aumentando così la necessità di avere risorse flessibili lungo la rete. La costruzione di nuovi impianti che, come nel caso della fonte eolica, sono localizzati in base alla disponibilità del vento, darà impulso ad un radicale rinnovamento della rete, che può essere ottenuto sia attraverso interventi strutturali di ammodernamento fisico che attraverso il potenziamento dei servizi ancillari.

Con la Delibera 300/2017, l'Italia ha compiuto un passo importante verso la riforma del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), aprendo le porte ad una fase sperimentale di progetti pilota volti a dar impulso all'emergere di nuovi soggetti, gli aggregatori, in grado di integrare al proprio interno molteplici punti di consumo e fornire servizi di flessibilità alla rete. Questo processo è destinato a proseguire nei prossimi anni, grazie all'inclusione di forme di aggregazione mista (UVAM) e ad un progressivo allargamento della platea di soggetti partecipanti al mercato elettrico. Come abbiamo visto, però, nonostante sia stato compiuto un passo importante verso l'integrazione della domanda nel sistema elettrico nazionale, permangono una serie di barriere, sia economiche che non, che ancora ostacolano lo sviluppo di attività imprenditoriali volte alla costituzione di un aggregatore che operi al di fuori del contesto industriale.

È fondamentale che queste barriere vengano abbattute in maniera armonica e integrata. E l'azione di policy del regolatore è un fattore cruciale affinché il processo di sviluppo del mercato e di attività imprenditoriali sia coerente con gli obiettivi di sostenibilità, sicurezza ed economicità che l'Unione Europea si è data.

I primi risultati forniti dal progetto pilota sulla UVAC evidenziano che la totalità dei soggetti che vi ha partecipato è raggruppabile in 2 tipologie:

- a. Aggregatore con siti appartenenti al settore industriale o dei servizi che hanno generatori di emergenza di considerevole potenza (a volte superiori alla potenza dei carichi elettrici presenti nel sito);
- b. Aggregatore con pool di siti dove sono installati impianti di cogenerazione con potenza superiore al fabbisogno interno del sito.

È evidente che entrambi le categorie di aggregatore si differenziano in modo netto rispetto a quella oggetto di analisi del presente studio, sia per il settore di appartenenza (e quindi dei carichi impegnati) che per la struttura di consumo (e produzione in loco). La scelta di operare con soggetti industriali, per gli aggregatori partecipanti al progetto pilota, mette in luce alcune criticità ancora presenti:

1. La creazione di un'infrastruttura di monitoraggio, calcolo e ottimizzazione è dispendiosa sia in termini di investimento economico che logistico. Società di piccole dimensioni potrebbero non avere accesso, o condizioni non favorevoli, al capitale iniziale necessario per creare un'infrastruttura ICT capillare tale da poter raggiungere tutti i clienti del pool. È una riprova che tutti i partecipanti ai progetti UVAC hanno optato per operare con pochi soggetti di grandi dimensioni nell'ottica di massimizzare impianti già esistenti.

2. I protocolli di sicurezza e privacy del dato sono ancora una materia altamente sensibile. La diffusione degli *smart meter* (contatori intelligenti), se da un lato favorirà lo sviluppo di molteplici soluzioni di DSM, dall'altro potrebbe dar luogo ad alcuni problemi legati all'utilizzo e cessione di dati di consumo a terzi per profilare le attività private che avvengono all'interno di un'abitazione. Sebbene questi dati siano classificati come dati personali e, in quanto tali, protetti nell'ambito del quadro di norme sulla privacy vigente in UE (GDPR), vi sono eccezioni pertinenti, in particolare laddove i dati sono richiesti per applicazioni il cui utilizzo è stato autorizzato dal cliente.

Inoltre, le società energetiche sono uno degli obiettivi primari degli attacchi cyber, rivolti alle reti energetiche. Attacchi del genere possono minare seriamente la sicurezza degli impianti e arrecare danni economici, commerciali, reputazionali e di immagine. Il compito di un aggregatore, così come di qualsiasi altro operatore all'interno della catena del valore, è quello di assicurare la robustezza delle reti di comunicazione, l'integrità dei dispositivi e degli apparati elettronici, nonché dei sistemi software, l'accesso autenticato ai sistemi e ai dispositivi installati, la loro prevenzione da manomissioni ed eventuali sabotaggi, e il tempestivo rilevamento e contenimento.

3. La struttura dei contratti da siglare, nel momento in cui coinvolge numerose controparti, potrebbe rappresentare un costo di transazione molto elevato per soggetti di piccole e medie dimensioni. Come abbiamo visto nel capitolo **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, il numero di soggetti con cui un aggregatore si interfaccia, sia upstream che downstream, cambia in maniera importante a seconda del modello di business adottato. Un aggregatore che costruisce un pool di oltre 30 mila utenze ha la necessità di standardizzare tutte le sue relazioni contrattuali. Tuttavia, all'aumentare dell'eterogeneità dei soggetti del pool (cittadini privati, uffici, scuole, centri commerciali, etc.) aumenta il grado di complessità contrattuale.

Inoltre, l'attuale struttura dei contratti di fornitura per i clienti domestici e le PMI del terziario, la cui componente fissa pesa per circa il 60% del totale, non fornisce incentivi economici in grado di incoraggiare un comportamento attivo da parte dei consumatori. Come abbiamo visto nelle simulazioni effettuate, l'incidenza dell'attuale risparmio di spesa derivante dal fornire servizi di flessibilità per un consumatore non supera il 7,8% del costo annuo di fornitura dell'energia elettrica.

Ogni criticità qui presentata rappresenta un'opportunità da sfruttare per policy maker e operatori del settore per promuovere in maniera efficiente e integrata lo sviluppo del DSM in ambito privato. Di seguito proponiamo alcuni spunti di riflessione, non esaustivi, che potrebbero essere oggetto di ulteriori analisi.

1. L'investimento iniziale rappresenta una voce di costo importante all'interno di un business plan per un aggregatore misto, residenziale-terziario. Il peso dei CAPEX è maggiore all'aumentare della dimensione dell'aggregato. Le economie di scala interessano solo l'architettura ICT e la parte software, mentre l'installazione di *smart device* presso gli utenti finali costituisce una voce di costo più difficile da scalare, soprattutto per società di piccole dimensioni. Costo che aumenta sensibilmente nel momento in cui la scelta ricade su system device (e sensori) che permettono di ampliare la gamma di servizi offerti. Per far fronte a questi costi iniziali, si potrebbero ipotizzare finanziamenti in conto capitale o una tassazione agevolata che permette di ridurre il peso sulla redditività annua, garantendo un ritorno dall'investimento più attraente.
2. Sicurezza e privacy sono elementi chiave che permettono di ridurre le barriere comportamentali e garantire standard di qualità elevati. Come abbiamo visto, la problematica della sicurezza del dato e dell'accesso ai dispositivi ICT presenta complessità notevoli ed un ambito molto nuovo per il settore.

In questo, l'utilizzo di una tecnologia blockchain potrebbe favorire una gestione più efficace dei rapporti tra i diversi attori, garantendo sicurezza, tracciabilità e trasparenza della gestione dei carichi e degli incentivi distribuiti ai diversi attori. Inoltre, la blockchain permetterebbe una gestione aperta e condivisa del ciclo di vita dei dati, dalla creazione all'archiviazione.

- Un ultimo importante aspetto riguarda la struttura dei contratti e delle tariffe. Nell'attuale assetto di mercato, le imposte, i costi di rete e le tariffe al dettaglio sono definiti separatamente. Questo ha un'influenza diretta sia sulla chiarezza del segnale di prezzo per l'utente finale che sulle forme contrattuali eventualmente siglabili con i diversi soggetti. Il passaggio a forme tariffarie in grado di separare le componenti fisse nella struttura tariffaria da quelle variabili è essenziale per allocare in maniera efficienti i diversi costi del sistema. In questo senso, *real-time network pricing* e/o *critical peak pricing* potrebbero fornire all'utente, e quindi all'aggregatore, i giusti incentivi per operare in una logica di minimizzazione dei costi di sistema.

Criticità	Opportunità
Investimento iniziale	Finanziamenti in conto capitale / Tassazione agevolata
Protocolli di sicurezza e privacy	Strategia di data life cycle management Blockchain
Contratti/Tariffe	Real-time network pricing/Critical peak pricing

A queste si aggiungono alcune criticità evidenziate nelle simulazioni e che sono strettamente connesse alle ipotesi fatte nei diversi scenari e che possono trovare una diversa applicazione nella reale operatività dell'aggregatore. Possiamo racchiuderle in 3 categorie:

- La frequenza delle chiamate:** l'ipotesi di fondo che le offerte di flessibilità (a scendere) sottomesse dall'aggregatore su MSD siano sempre accettate da Terna. Tale ipotesi è nei fatti ottimistica. Terna molto raramente seleziona le stesse unità per l'offerta di flessibilità. Il tasso medio di chiamata è tipicamente inferiore al 50%.
- I prezzi su MSD:** l'ipotesi incorporata nelle simulazioni prevede la capacità da parte dell'aggregatore di offrire flessibilità al prezzo al prezzo massimo registrato in quella zona. Anche integrando i migliori algoritmi di trading, è inverosimile ipotizzare che un soggetto, nel nostro caso l'aggregatore, sia in grado di massimizzare le offerte presentate in ogni ora dell'anno.
- L'affidabilità dei consumatori:** nel calcolare la flessibilità cumulata dell'aggregatore abbiamo ipotizzato una disponibilità per fasce concessa dai singoli utenti, con un tasso di affidabilità pari al 100%. Anche questa ipotesi potrebbe essere eccessivamente ottimistica. Le variazioni di disponibilità offerta dai singoli utenti potrebbero essere più o meno ricorrenti, a seconda del pool di utenze aggregate, con variazioni più o meno sostanziali dei programmi di flessibilità dell'aggregatore.

Fattori che incidono in maniera importante nella costruzione di un business plan e che sottolineano l'importanza di minimizzare il rischio collegato alla sola offerta di servizi di flessibilità attraverso l'integrazione di servizi aggiuntivi che possono sfruttare l'architettura ICT sviluppata e aumentare il comfort del cliente. Nel corso della nostra analisi ci siamo soffermati solo su servizi di *smart home*, collegati ad esempio alla

sensoristica spaziale. A questi possono essere associati anche altre tipologie di servizi: dallo storage, sia chimico (batterie al litio) che termico (attraverso scaldacqua o altri dispositivi), alla sicurezza o al system living. Servizi che, sfruttando le potenzialità del digitale, andranno a differenziare l'offerta in maniera importante, potenzialmente aprendo il mercato anche ad altri soggetti, diversi da quelli analizzati nel presente studio.

9 Conclusioni

Il Demand Side Management è uno dei temi più interessanti dell'agenda energetica europea e nazionale. L'apertura del mercato energetico alla domanda è uno dei pilastri, insieme allo sviluppo della generazione distribuita, per la trasformazione del ruolo del consumatore da puro soggetto di consumo ad un soggetto attivo, il prosumer. L'emergere di una figura come l'aggregatore, che ha in capo conoscenze, capacità tecniche e imprenditoriali, diventa un fattore chiave per facilitare il processo di integrazione dei consumatori.

Nel corso dello studio abbiamo provato ad indagare la fattibilità tecnica ed economica di un aggregatore di tipo misto, che accorpa carichi elettrici relativi a 10.000 unità abitative, 30 uffici e 10 scuole. Lo studio si è concentrato su 3 città tipo, Brescia, Roma e Bari, per avere una copertura geografica rappresentativa del mercato elettrico italiano. L'analisi si è poggiata su un set di simulazioni in cui è stata considerata la disponibilità di riduzione dei carichi elettrici delle tre tipologie di consumatori relativi alla parte termica (riscaldamento e raffrescamento) per scuole e uffici, e ai consumi termini e di lavaggio (lavastoviglie e lavatrice) per gli appartamenti privati.

Il percorso di analisi si è dapprima incentrato sulla valorizzazione della flessibilità sui diversi mercati dell'energia e dei servizi (MGP, MI, MSD) con l'obiettivo di massimizzare i ricavi potenzialmente estraibili. Partendo da un set di dati orari di consumo per un anno tipo, abbiamo calcolato la remuneratività massima dei diversi profili di flessibilità nei vari mercati, utilizzando i dati di prezzo forniti dal GME per il 2017. Lo scenario ottimale per la valorizzazione dei carichi indica la partecipazione dell'aggregatore al mercato MSD in fase di vendita, associata ad un riacquisto dei consumi fisici venduti su MSD in MI. I primi risultati, afferenti solo ai potenziali ricavi, mostrano una netta segmentazione del mercato: la zona Roma (Centro Sud) offre possibilità di ricavi interessanti, seguita poi dalla zona di Brescia (Nord), dove i volumi scambiati su MSD sono nettamente maggiori. La zona di Bari non sembra fornire indicazioni positive circa la profittabilità dei servizi di flessibilità da parte di un aggregatore di tipo residenziale-terziario.

Complementare alla valorizzazione della flessibilità, emerge un'altra evidenza molto interessante: l'ottimizzazione dei carichi elettrici da parte di un soggetto esterno porta benefici in termini di efficientamento energetico. In determinati modelli di business, i relativi risparmi energetici possono essere una fonte di guadagno addizionale, sia per i consumatori che per l'aggregatore.

Sulla base di queste due prime evidenze sono stati poi costruiti dei business plan specifici per le tre tipologie di aggregatore oggetto di analisi: l'Utility, la ESCo e la Energy Community. Al fine di confrontare la sostenibilità economico-finanziaria di ogni business model, è stato costruito uno scenario di riferimento comune (scenario base). Successivamente, sono stati costruiti quattro scenari di sensitivity che testavano la validità dei business plan al variare di singoli fattori: il numero delle utenze aggregate, che raddoppia nello scenario S1 e triplica nello scenario S2; la fornitura di servizi di *smart home* addizionali nello scenario S3 e nello scenario S4 (che esclude l'utilizzo di capitale di debito).

La sostenibilità economica dei business plan si poggia su tre fattori chiave:

- La zona geografica (di mercato) in cui l'aggregatore opera; se Roma è l'area geografica che permette di ottenere profitti più elevati e quindi tempi di ritorno dall'investimento minori e un tasso interno di rendimento maggiore, Bari non presenta opportunità interessanti per un aggregatore.
- La necessità di scalare le soluzioni, sia hardware che software, per rendere il business plan economicamente sostenibile; all'aumentare del numero di utenze i ricavi derivanti dall'offrire servizi di flessibilità sui diversi mercati aumentano in modo significativo.

- La possibilità di estendere la gamma di servizi offerti sfruttando la tecnologia installata presso il cliente finale e l'infrastruttura ICT sviluppata per estrarre una marginalità addizionale. Grazie ad un'offerta diversificata di servizi, valorizzati separatamente, il tasso di rendimento dell'investimento migliora sensibilmente: anche l'area geografica di Bari diviene un territorio interessante per un aggregatore.

I primi due punti aprono interessanti spunti di analisi per futuri studi volti a determinare la dimensione minima dell'aggregatore, in termini di numero di utenze e/o di carichi, che rende economicamente conveniente lo sviluppo di un'attività di aggregazione mista residenziale-terziario. Le evidenze riscontrate nelle simulazioni suggeriscono che tale dimensione varia in base alla zona geografica e al modello di business considerato. Potrebbe dunque essere utile approfondire qual è la taglia minima che permette ai diversi modelli di raggiungere una piena sostenibilità economica.

L'ultimo aspetto, inoltre, fornisce una riprova di un fenomeno che è già in atto: la vendita di energia elettrica e gas sarà sempre più un elemento a contorno di altri servizi che il fornitore, in maniera diretta o tramite altri soggetti, potrebbe offrire ai clienti finali. L'integrazione di servizi digitali, infatti, sta aprendo le porte del mercato elettrico a società che conoscono e utilizzano big data e sono in grado di stabilire una relazione diretta con i consumatori ampliando la gamma dei servizi a disposizione. Un percorso che poggia le basi sulla diffusione degli *smart meter* e dei primi servizi di *Demand Response*; innovazioni che rappresentano il primo passo di quel percorso di engagement del consumatore che troverà un'accelerazione con l'installazione di sistemi di storage privati, la diffusione di pompe di calore elettriche e veicoli elettrici, ed il potenziale sviluppo delle blockchain.

L'affermarsi di architetture, device e sistemi digitali sempre più interconnessi, permetterà di superare molte delle criticità evidenziate in questo studio, consolidando ulteriormente la validità dei risultati economici derivati. In questo contesto, diventa importante mappare le principali innovazioni che si affacceranno sul mercato nei prossimi anni e che potrebbero portare ad un totale ripensamento del ruolo del consumatore, così da accompagnarne la promozione e lo sviluppo normativo in modo efficace, evitando la creazione di distorsioni e garantendo un beneficio diretto al sistema e alle sue molteplici componenti.

10 Riferimenti bibliografici

www.mercatoelettrico.org/it/Statistiche/ME/DatiSintesi.aspx

ACER, Demand side flexibility: the potential benefits and state of play in the European Union, 2014

CEER, Regulatory and Market Aspects of Demand-side Flexibility, 2013

CEER, Flexibility Use at Distribution Level, 2018

Commissione Europea, Impact assessment study on downstream flexibility, price flexibility, demand response & smart metering, 2016

Commissione Europea, Communication, Delivering the internal electricity market and making the most of public intervention. November 2013

S. Burger, J. Chaves-Avila, C. Batlle, I. Perez-Arriaga. The value of aggregators in electricity systems. January 2016

G. Comodi, A. Fonti. "Sviluppo di un simulatore rete di edifici residenziali e implementazione preliminare di un modello di smart district", 2017

Energiekopplers, Flexibility from residential power consumption: a new market filled with opportunities, 2016

C. Eid, E. Koliou, M. Valles, J. Reneses, R. Hakvoort, Time-based pricing and electricity demand response: Existing barriers and next steps, 2016

A. Faruqi, Price-enabled demand response, 2014

F. Lanati, R. Gelmini, Impatti del dynamic pricing applicato ai consumatori elettrici residenziali, 2016

RSE, Politecnico di Milano, Partecipazione della domanda flessibile al mercato del servizio di dispacciamento, 2018

L. de Santoli, F. Mancini, Studio di un modello di Aggregatore di uno smart district, 2016

Smart Energy Demand Coalition (SEDC), Explicit Demand Response in Europe. Mapping the Markets 2017, 2017

USEF, Recommended practices and key considerations for a regulatory framework and market design on explicit Demand Response, 2016

11 Abbreviazioni ed acronimi

ARP: Allocation Responsible Party

BRP: Balance Responsible Party

BSP: Balance Service Provider

CSUD: zona Centro Sud

DR: Demand Response

DSM: Demand Side Management

DSO: Distribution System Operator

DSCR: Debt Service Cover Ratio

EC: Energy Community

ESCo: Energy Service Company

IoT: Internet of Things

MGP: Mercato del Giorno Prima

MI: Mercato Infragiornaliero

MSD: Mercato dei Servizi di Dispacciamento

PB: Pay-Back time

SG: Smart Grid

S1: Sensitivity 1

S2: Sensitivity 2

S3: Sensitivity 3

S4: Sensitivity 4

TIR: Tasso Interno di Rendimento

TSO: Transmission System Operator

VAN: Valore Attuale Netto

12 Curriculum Vitae

12.1. Matteo Mazzoni

Matteo Mazzoni è analista senior presso NE Nomisma Energia. È responsabile analisi delle politiche europee su energia e clima. Nei suoi 10 anni di esperienza in NE ha diretto numerosi progetti di analisi e ricerca riguardanti il mercato europeo dell'elettricità, politiche per l'efficienza energetica e dei mercati internazionali del carbonio.

Si occupa dell'elaborazione di previsioni a lungo termine per il mercato elettrico italiano, il mercato gas italiano e il sistema ETS dell'UE. È responsabile della redazione di rapporti di analisi mensili per il mercato elettrico italiano, il mercato del gas italiano, il mercato internazionale del carbonio.

Nel 2015 Mazzoni è stato il coordinatore del progetto europeo volto a definire la strategia di decarbonizzazione di lungo termine di Malta e la relativa pianificazione energetica.

Dal 2016 si occupa di analisi di modelli di business per tecnologie low carbon, collaborando con società, istituti e centri di ricerca facenti parte della Climate KIC, comunità europea creata nel 2010 dall'EIT, l'Istituto Europeo di Innovazione e Tecnologia volta a sviluppare conoscenze e innovazione in materia di mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici.

Dal 2016 collabora con Quantek, società di business analytics di cui NE è socio di riferimento, come direttore di progetti di ricerca volti allo sviluppo di soluzioni software per il mercato dell'energia.

Dal 2018 è vicepresidente del Clust-ER Energia e Sviluppo Sostenibile della Regione Emilia Romagna.

Mazzoni ha conseguito una laurea in economia aziendale, un master in economia e un master in mercati energetici e ambientali.

12.2. Giancamillo Marino

Giancamillo Marino, nato nel 1981. Ha conseguito la laurea magistrale in Ingegneria Gestionale con indirizzo industriale all'Università di Bologna nel 2008.

Lavora in NE Nomisma Energia dal 2010 svolgendo ricerca, consulenza e formazione riguardanti tecniche e principi della investment analysis. Ha un'ampia esperienza in tutte le tematiche che riguardano i processi tecnologici e gestionali di impianti di generazione distribuita e di interventi di efficienza energetica.

L'attività di valutatore riguarda principalmente progetti strategici, per i quali l'analisi integra le diverse verifiche di tipo amministrativo e tecnico alle verifiche della redditività finanziaria ed economica.

Ha lavorato su progetti con clienti privati e istituti di credito di primario livello nazionale che enti pubblici.

12.3. Niccolò Musu

Niccolò Musu, nato nel 1990. Dopo aver conseguito la laurea triennale in Ingegneria Energetica all'Università di Pisa nel 2013 ha svolto un MSc in Renewable Energy Engineering and Management presso l'Università di Friburgo (Germania), conseguendo il titolo nel 2016 con un approfondimento sull'impatto del meccanismo di incentivazione dei Titoli di Efficienza Energetica su realtà industriali di grossa taglia. Lavora in NE Nomisma Energia dal 2015 svolgendo ricerca, consulenza e formazione in Energy Policy, Energy Efficiency ed Energy Management; con un occhio di riguardo agli studi di impact assessment delle politiche energetiche ed ambientali.