Bando di gara per progetti di ricerca di cui all'art. 10, comma 2, lettera b) del decreto 26 gennaio 2000, previsti dal Piano triennale 2019-2021 della Ricerca di sistema elettrico nazionale 1.2 Accumulo elettrochimico

Decreto MISE 7 dicembre 2020

Virtual Storage per la Fast Reserve e servizi integrati di inerzia sintetica, peak shaving e load levelling

ViStoFaRe

Deliverable D2.2a

CSEAB_00326

INTRODUZIONE

Obiettivo dell'attività LA2.2 è stato l'implementazione di un algoritmo di ottimizzazione per il controllo di n SdA distribuiti dovendo la piattaforma ViSto gestire un Virtual Storage costituito da n SdA distribuiti interfacciati alla rete tramite il dispositivo StorInPlus messo a punto nelle linee LA1.3 e LA3.2, al fine di erogare su richiesta servizi di inerzia sintetica, fast reserve e peak shaving/load levelling, con l'ipotesi dell'esistenza di un'affidabile rete di comunicazione, verrà implementato. L'algoritmo ottimizza dinamicamente la risorsa del servizio adattando le strategie di controllo locali di ogni singolo dispositivo StorInPlus, in base al modello di gestione definito in LA2.1. Per realizzare questa funzione, l'algoritmo di ottimizzazione acquisisce le variabili di stato di ogni singolo sistema StorInPlus-SdA (quali lo stato di carica, limiti di capacità di regolazione), nonché la richiesta di servizio da parte dell'operatore abilitato a richiedere il servizio specifico, elabora delle strategie di controllo ottimo degli n-sistemi e trasmette i comandi, codificati in coefficienti di partecipazione ai servizi, al modulo di gestione delle funzioni "avanzate" di ogni singolo dispositivo StorInPlus. L'algoritmo è stato validato su test case base.

1. STATO DELL'ARTE

È ampiamente riconosciuto che l'imperativo dell'Europa per la transizione energetica, nel contesto più ampio della trasformazione ecologica, è stato rafforzato dagli impegni delineati nell'accordo di Parigi [1]. Sono state intraprese molte azioni verso questo obiettivo: lo sviluppo e l'implementazione di fonti energetiche più pulite e lo sviluppo di infrastrutture energetiche interconnesse attraverso i corridoi energetici dell'UE. Guardando al futuro, le fonti energetiche rinnovabili (FER) sono destinate a diventare la fonte energetica primaria a tutti i livelli della rete elettrica. In questo contesto, gli utenti finali non saranno più semplici consumatori, ma opereranno come prosumer. Le reti elettriche dovranno gestire flussi di energia bidirezionali per i quali saranno definite reti intelligenti e l'architettura del sistema elettrico non sarà più verticale. Un'enorme penetrazione delle FER ha portato a un progressivo adattamento e trasformazione della rete elettrica stessa. L'attuale rete di trasmissione è affidabile e controllabile anche se la sua stabilità potrebbe essere presto compromessa dalla prossima elevata penetrazione delle FER necessaria per raggiungere l'obiettivo di decarbonizzazione del 2050. Una delle sfide significative poste dalle FER è la regolamentazione della frequenza. A differenza delle centrali elettriche tradizionali, le RES non hanno la pronta adattabilità richiesta per la regolazione della frequenza a causa della loro intrinseca

casualità e non programmabilità. Le RES, che sostituiranno progressivamente la generazione convenzionale, sono interfacciate alla rete tramite convertitori di energia elettrica privi di inerzia, riducendo così la possibilità che un sistema di energia elettrica risponda alla variazione di frequenza. Inoltre, poiché le RES stanno guadagnando priorità nella distribuzione dell'energia, le centrali elettriche convenzionali vengono gradualmente eliminate, il che porta a potenziali carenze nei meccanismi di compensazione. In risposta alla crescente dipendenza dalle RES non distribuibili, i sistemi di accumulo di energia (ESS) vengono annunciati come tecnologie strategiche per garantire la stabilità e la sicurezza del sistema di energia elettrica, aprendo la strada a una profonda decarbonizzazione [2-3]. I sistemi di accumulo di energia virtuale (VESS), integrati con la rete elettrica, offrono flessibilità nello scambio di energia e possono fornire servizi essenziali sia ai prosumer che agli operatori di rete a un costo inferiore [4, 5]. Rispetto al concetto di Virtual Power Plant (VPP) che aggrega la generazione distribuita per agire come un'unica centrale elettrica, un VESS mira a immagazzinare l'energia elettrica in eccesso o a rilasciarla (scambiandola e condividendola) in base alle esigenze del sistema elettrico. È adatto a un'ampia gamma di applicazioni, tra cui il mantenimento della qualità dell'energia, la stabilità e la protezione del sistema elettrico, la gestione dell'energia e la mitigazione dei rinforzi di linea [4]. Grazie al controllo parziale o totale di vari dispositivi, consente l'interfacciamento con la rete elettrica con un singolo profilo di generazione/carico, simulando un grande ESS. Inoltre, sta emergendo un nuovo modello di gestione dell'energia, la Renewable Energy Community (REC). Si tratta di un modello virtuale in cui l'energia rinnovabile viene prodotta, autoconsumata e condivisa, generando e gestendo energia verde economicamente vantaggiosa in modo autonomo, riducendo le emissioni di CO2 e gli sprechi energetici [6]. In questo contesto, devono essere introdotti nuovi servizi di flessibilità, come l'inerzia sintetica e la riserva rapida. Un nuovo framework di progettazione per la regolazione della frequenza di sistema utilizzando batterie e supercondensatori cooperanti è presentato in [7-9]. L'aggregazione di molti ESS locali che operano come un singolo ESS distribuito o come un impianto di accumulo virtuale è una strategia molto promettente per studiare l'implementazione e la fornitura di inerzia sintetica [10-13]. Poiché diversi ESS dotati di generazione di inerzia sintetica saranno spostati in un'area specifica di una rete elettrica, ma in diversi nodi di distribuzione, è necessario un controller cooperante che regoli ogni attività per soddisfare il livello aggregato richiesto di inerzia del sistema. Ciò pone due problemi principali che saranno affrontati: (1) come valutare l'effetto aggregato di inerzia e smorzamento del sistema, fornito da diversi ESS aggregati sparsi a livello di alimentatore di distribuzione; (2) come valutare il contributo di ogni singolo ESS per raggiungere la quantità aggregata di inerzia. Il documento si concentra sul secondo problema, quindi definisce e implementa un approccio di sistemi multi-agente (MAS). I MAS sono già stati ampiamente utilizzati, ad esempio, nella gestione delle microreti, negli stabilizzatori del sistema di alimentazione distribuita, nel dispatch distribuito e nel controllo della potenza attiva distribuita [14, 15].

L'obiettivo è valutare quale può essere il contributo che ogni singolo ESS in termini di capacità di regolazione può fornire considerando la capacità effettiva di ogni singolo ESS e rispettando i vincoli tecnici di rete in termini di correnti di linea e tensioni di bus. In questo contesto, questo lavoro mira a proporre un approccio Multi-Agent System (MAS) per la gestione aggregata e coordinata di Distributed Energy Storage Systems (DESS) combinati con gli impianti RES che adottano un approccio VESS per fornire servizi ausiliari di rete come inerzia sintetica e riserva veloce. Il contributo del lavoro può essere riassunto come segue: modellazione di un VESS che adotta un approccio MAS; definizione dell'algoritmo per la valutazione del contributo effettivo della fornitura di servizi ausiliari al sistema elettrico in termini di servizi di regolazione della frequenza considerando la capacità effettiva di ogni ESS e rispettando i vincoli tecnici della rete; implementazione in ambiente Python e test su una porzione di una rete di distribuzione utilizzando dati reali.

2. DEFINIZIONE/FORMULAZIONE DEL PROBLEMA

Il ruolo principale degli ESS è bilanciare le fonti di energia con le richieste di energia. Dovrebbero contribuire a garantire la possibilità di immagazzinare l'energia prodotta sfruttando le FER non programmabili ogni volta che superano la domanda o le capacità di trasporto fisico della rete elettrica, riducendo al minimo/eliminando le inevitabili congestioni di rete. Gli ESS possono essere quindi utilizzati per creare sinergie con le FER distribuite localmente. Gli ESS possono fornire due tipi principali di servizi: servizi di rete basati su una rapida risposta ad alta intensità di energia durante la generazione di FER ad alta intensità di energia e servizi locali all'utente basati su una risposta ad alta intensità di energia per alimentare carichi elettrici locali anche quando non c'è produzione da FER. Possono essere in grado di scambiare energia con la rete elettrica molto rapidamente. Questo comportamento è compatibile con i tempi di intervento delle proprietà di inerzia e smorzamento della meccanica della macchina (contributo sintetico di inerzia/smorzamento). La capacità di accumulo di energia deve essere in grado di contribuire alla stabilità di frequenza del sistema che fornisce servizi di rete elettrica (regolazione di tensione e frequenza). Gli ESS possono essere utilizzati per emulare il trasferimento di energia ottenuto da masse rotanti in SG che possono essere alimentate, ad esempio, da batterie, emulando così l'inerzia dei generatori sincroni. La loro peculiarità di avere tempi di risposta molto rapidi, inferiori al secondo, fa sì che si prestino bene al servizio di regolazione di frequenza per il quale, a seguito di una perturbazione che provoca una variazione di frequenza del sistema elettrico di potenza, Δf, è necessario intervenire immediatamente per impedire un crollo definitivo o un aumento della frequenza di rete. Inoltre, operando

sia in accumulo che in fornitura, gli ESS possono aiutare la rete in condizioni rispettivamente di surplus o deficit di generazione. Nel caso di un sistema di generazione FV, ad esempio, un ESS ad esso collegato potrebbe assorbire l'eccesso di potenza prodotta nelle ore centrali della giornata e fornire supporto fornendo la domanda di energia nelle ore serali quando la duck curve ha la sua massima pendenza. Si chiama Primary Fast Frequency Regulation (RPFV) o fast reserve, dati i tempi molto rapidi in cui interviene. Questo servizio, tuttavia, non è inteso come sostituto della regolazione primaria ma come servizio coordinato aggiuntivo per contribuire alla sicurezza del sistema e per migliorare la risposta dinamica nei primi momenti durante i transitori di frequenza, attualmente forniti dal parco di generazione tradizionale [38].

Il servizio di inerzia sintetica e riserva veloce basato su sistemi di accumulo di energia è visto come un servizio ausiliario di risorse installate per altri scopi. Pertanto, lo stesso sistema di accumulo di energia potrebbe non essere in grado di eseguire più servizi contemporaneamente. In ogni istante, un servizio può richiedere l'assorbimento di energia e in un altro, la generazione di energia. In un dato momento, diversi servizi possono richiedere diversi livelli dello stato di carica del sistema di accumulo di energia per funzionare. Nella valutazione dei costi/benefici dei sistemi di accumulo di energia, è quindi necessario concentrarsi sui benefici attesi dall'esecuzione simultanea di diversi servizi. Ciò è importante per identificare il mix ottimale di servizi e quindi definire la capacità di accumulo ottimale da riservare per la fornitura di inerzia sintetica/smorzamento. Considerando le considerazioni di cui sopra, il contributo dell'ESS al servizio di regolazione della frequenza può essere riassunto come [17]:

$$\Delta P_{ESS} = \Delta P_{ESS,RPFV} + \Delta P_{ESS,SI} \quad (1)$$

Dove $\Delta P_{ESS,RPFV}$ rappresenta la potenza fornita per il servizio di Fast Reserve:

$$\Delta P_{ESS,RPFV} = K_p * \Delta\omega \quad (2)$$

proporzionale alla capacità energetica regolatrice dell'ESS, come variazione di potenza dell'ESS rispetto ad una variazione unitaria [1 Hz] di frequenza:

$$K_p = \Delta P_{ESS} * \Delta f_{1H}$$

e $\Delta P_{ESS,SI}$, per il servizio di inerzia sintetica [17]:

$$\Delta P_{ESS,SI} = K_D * d\Delta\omega/dt \quad (3)$$

proporzionale alla variazione di frequenza tramite il coefficiente KD che rappresenta l'energia inerziale di regolazione (analogo di KP). Sebbene i due meccanismi consistano in una fornitura/assorbimento di potenza, avvengono in tempi diversi. A seguito di una perturbazione, l'ESS

interviene tramite la sua inerzia sintetica allo scopo di contenere l'eventuale deviazione della frequenza che tenderebbe ad allontanarsi dal suo valore nominale. Agisce, quindi, a scopo preventivo durante un periodo molto breve. Interviene quindi in base al RoCof (Rate of Change of Frequency). Trascorsi i primi istanti, si attiva la riserva veloce che, in tempi più lunghi rispetto al primo, dopo la perturbazione, agisce per riportare la frequenza a un valore di riferimento.

L'approccio Multi-Agent System (MAS) si sposa bene con il concetto di VESS. La parola "agente" si riferisce a un'entità autonoma flessibile in grado di percepire l'ambiente tramite sensori ad essa collegati e di interagire con il campo tramite attuatori. Un MAS può essere definito come un'estensione della tecnologia degli agenti in cui un gruppo di agenti autonomi debolmente connessi agisce in un ambiente per raggiungere un obiettivo comune [29]: cooperare, competere, condividere o non condividere le conoscenze tra loro. I vantaggi offerti dall'approccio MAS sono un aumento della velocità e dell'efficienza dell'operazione grazie al calcolo parallelo e all'operazione asincrona; un degrado regolare quando uno o più agenti non riescono a rendere il sistema più robusto e affidabile; scalabilità e flessibilità; gli agenti possono essere aggiunti se e quando necessario; costi ridotti rispetto a un'architettura centralizzata. Tuttavia, ci sono alcuni svantaggi in termini di ambiente, percezione, astrazione e conflitto risoluto. In un sistema di agenti, l'azione di un singolo agente modifica l'ambiente dei suoi vicini e non solo il proprio, pertanto è necessario prevedere il comportamento e decidere l'azione ottimale. In un sistema multi-agente distribuito, gli agenti sono sparsi ovunque, ma ognuno di loro ha una capacità di rilevamento limitata a causa della copertura insufficiente dei sensori ad esso collegati. Nel sistema di agenti, si presume che un agente conosca il suo intero spazio di azione e la cui mappatura potrebbe essere fatta dall'esperienza. A causa della mancanza di una visione globale da parte di ogni agente, potrebbe essere utile condividere informazioni su vincoli, preferenze di azione, obiettivi e priorità per migliorare la collaborazione. La classificazione di MAS può essere fatta in base a: architettura interna dei singoli agenti, apprendimento, comunicazione, coordinamento e organizzazione tra agenti. L'architettura può essere omogenea o eterogenea. Nel primo caso, tutti gli agenti del sistema hanno la stessa organizzazione interna, input, obiettivi e procedura di pianificazione. Se differiscono in almeno uno di questi aspetti, l'architettura sarà eterogenea. Ogni agente può avere obiettivi locali diversi e persino contraddittori rispetto a quelli di un altro agente come nel gioco Predator-Prey. L'organizzazione degli agenti può essere gerarchica, olonica, basata su team o su coalizioni. I tipi di controllo nell'architettura MAS possono essere centralizzati, distribuiti, ibridi e decentralizzati. La comunicazione in un sistema multi-agente può essere locale (o di messaggistica) o tramite la rete (o lavagna) a seconda dell'architettura del sistema agente e del tipo di informazioni da comunicare. Un campo di applicazione della strategia MAS è quello delle microreti (MG) per rappresentare varie entità come carichi, generazione ed ESS. Questa rappresentazione può consentire

lo scambio di informazioni tra di loro e illustrare lo stato delle linee elettriche [30-32]. In [33], la tecnica MAS viene utilizzata per trovare il corretto posizionamento del PSS (Power System Stabilizer) e del PWM (Pulse Width Modulation) lungo le linee di collegamento tra i generatori per ridurre al minimo le oscillazioni a bassa frequenza. D'altra parte, in [34], viene proposto un approccio MAS per gestire la distribuzione in un MG. Gli agenti sono organizzati gerarchicamente con controllo centralizzato. Ci sono n MG, ognuno con una serie di DG associati a controller locali (LC) che comunicano con il MGCC (MicroGrid Central Controller) dell'n-esimo MG (controllo centralizzato). Un'ulteriore applicazione MAS può essere mirata a risolvere i problemi MG in un'area specifica [35]: l'agente ad esso associato identifica la causa e invia una richiesta al Breaker / Switch Agent per isolare quell'area e mitigare i danni successivi. In [36] viene proposto un MAS per la gestione dell'energia rinnovabile multi-obiettivo (MOREM Management, Multi-Objective Renewable Energy Management). I suoi obiettivi sono i seguenti:

• ridurre al minimo le bollette: i consumatori devono optare per carichi non interrompibili e differibili, riducendo così al minimo la funzione di costo;

• ridurre l'uso della rete elettrica principale massimizzando l'autoconsumo, aumentando così l'uso della generazione RES;

• massimizzare la qualità dell'energia: operare in condizioni di stabilità in termini di mantenimento del backup di accumulo, riducendo così al minimo il divario tra domanda e offerta di energia.

L'approccio MAS implemetato è costituito da tre livelli, identificati in: il livello DSO, il livello REC e il livello ESS. Ogni livello ha un agente associato, vale a dire, rispettivamente, AG_{DSO}, AG_{COM}, and AG_{ESS}. Il controllo è distribuito tra AG_{ESS}ed è centralizzato tra AG_{DSO} e il resto del sistema elettrico. AG_{DSO}si interfaccerà con il TSO in base alla sua strategia di regolazione dell'energia mentre gli altri due agenti, AG_{COM} e AG_{ESS}, opereranno, rispettivamente, per fornire una capacità di regolazione soddisfacente.

Lo sviluppo della generazione distribuita e i problemi risultanti introdotti dalle RES potrebbero trovare una soluzione nell'uso di sistemi di accumulo di energia, in grado di fornire i servizi di SI, RPFV e altro ancora. L'aggregazione di molti ESS locali che operano come un singolo ESS distribuito o come un VESS è una strategia molto promettente per studiare l'inerzia sintetica e l'implementazione e la fornitura di riserve rapide. La generazione locale, il consumo e l'emulazione dell'inerzia sono implementati tramite microreti (MG) e persino nanoreti (NG) più piccole collegate a MG tramite convertitori. L'estensione di ESS distribuiti a MG e reti intelligenti più grandi è una caratteristica riscontrabile nella

letteratura esistente [38]. Un nuovo framework di progettazione per la regolazione della frequenza di sistema utilizzando batterie e SC interconnesse, il cosiddetto ESS ibrido, è presentato in [39-41].

Diversi scenari possono essere così delineati: un singolo sistema di accumulo di energia installato e utilizzato da un singolo utente finale; sistemi di accumulo di energia n distribuiti e installati tra n utenti finali e gestiti in un approccio di condivisione dell'energia con un bus CC comune fisico; n- sistemi di accumulo di energia aggregati e gestiti come un VESS che si configura come un REC.

Nel primo caso, una possibile configurazione potrebbe essere quella di un utente finale attivo con il suo generatore fotovoltaico e un ESS connesso alla rete tramite un inverter e in comunicazione con un sistema di controllo (vedere Figura 1). In questo caso una gestione individuale o IEM (Individual Energy Storage Management) a livello di un singolo utente finale gestisce l'uso del sistema di accumulo di energia.

Nel secondo caso la configurazione è composta da n-utenti finali, ognuno con il proprio ESS. In questo caso la comunicazione tra loro avviene tramite un bus DC comune con un singolo centro di controllo (vedere Figura 2). Una gestione condivisa o SESM (Shared Energy Storage Management) gestisce e coordina l'uso dei sistemi di accumulo.

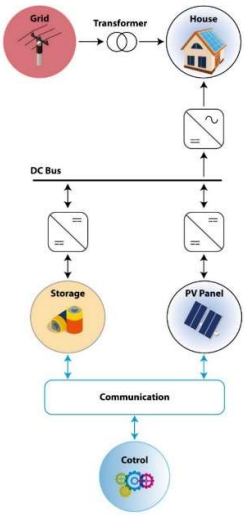

Fig 1 Schema dello IEM [42]

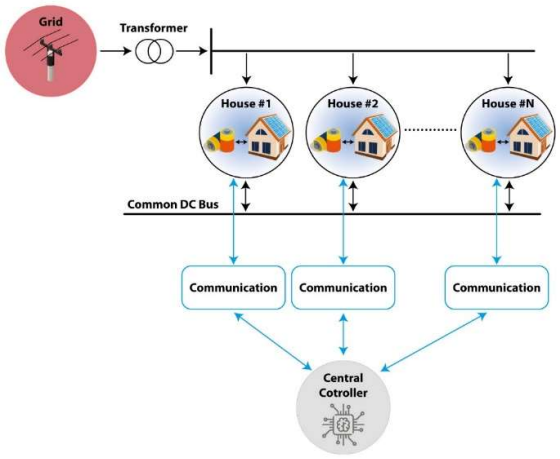

Fig 2 Schema del SESM [42]

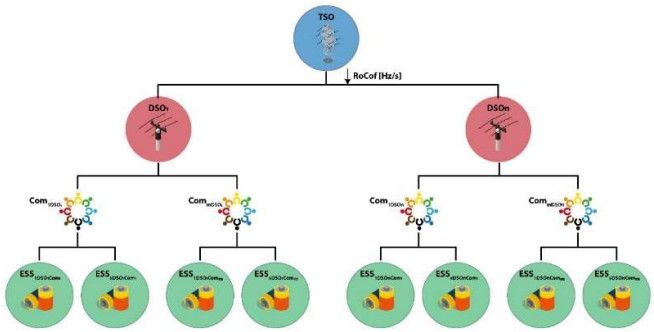

Fig 3 Schema del VESS

Il terzo caso è lo scenario ipotizzato e analizzato nel documento. Come illustrato nella Figura 3, si presume la presenza di un operatore del sistema di trasmissione (TSO), n operatori del sistema di distribuzione (DSO). Ogni DSO può gestire m VESS, ognuno dei quali opera come REC (COM). A causa dei vari tipi di entità che operano su più livelli in modo gerarchico, la struttura del sistema energetico in questo terzo scenario è diventata più complessa. Pertanto, la valutazione del sistema per efficacia ed efficienza operativa è più intensiva in termini di elaborazione. L'approccio MAS è una soluzione per rappresentare il sistema utilizzando entità autonome denominate "agenti". Questi agenti sono in grado di percepire in modo indipendente il loro ambiente attraverso informazioni provenienti da sensori, prendendo decisioni sul fatto che le informazioni ricevute abbiano raggiunto gli obiettivi preimpostati e reagiscono per lavorare verso l'obiettivo, se necessario. Oltre a essere reattivi, dovrebbero anche essere in grado di lavorare in modo proattivo verso il loro obiettivo. Un agente può interagire con altri agenti tramite cooperazione, competizione, apprendimento comportamentale e condivisione delle conoscenze per raggiungere i propri obiettivi. Gli agenti presenti nel modello MAS proposto sono:

- un agente AG_{DSOn} per interfacciare l'n-esimo DSO al TSO in base alla sua energia di regolazione;
- un agente AG_{COMm} per interfacciare l'm-esima comunità di energia rinnovabile al suo DSO in base alla sua distribuzione ottimale;
- un agente AG_{ESSx} per interfacciare l'x-esimo ESS alla sua comunità energetica di riferimento;
- un agente $AG_{ESSx,Commm}$ per interfacciare l'x-esimo ESS della m-esima comunità al singolo utente.

Questa architettura implica un controllo centralizzato tra le comunità di energia rinnovabile e il proprio DSO e un controllo decentralizzato e distribuito tra gli ESS (come illustrato rispettivamente nelle Figure 4 e 5).

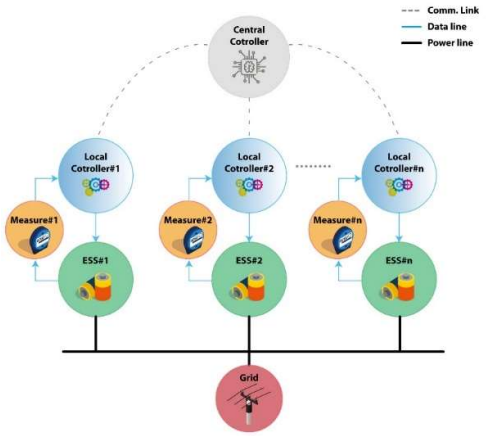

Fig 4 Controllo Centralizzato

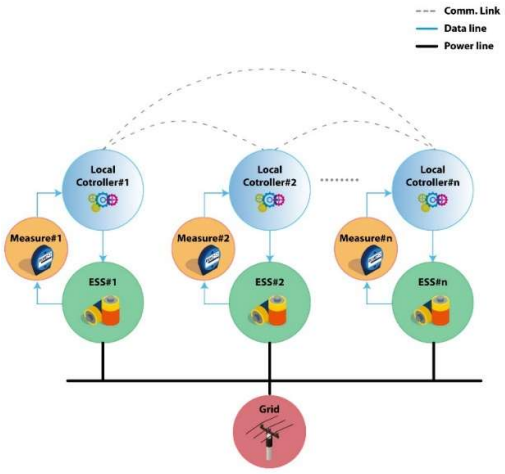

Fig 5 Controllo decentralizzato e distribuito

3. FORMALIZZAZIONE DEL MODELLO

Adopting this architecture, let's consider the TSO communicates to the DSOs a power imbalance ($\Delta P_{imbalance}$) due to a power imbalance between power load demand (P_load) and power generation (P_gen) expressed as a frequency variation $RoCofin$, calculated as

(4)

$$RoCoF = \frac{\Delta P_{imbalance}}{P_{load}} * \frac{f_0}{2H}$$

dove H è l'inerzia equivalente del sistema, che può essere definita come il rapporto tra l'energia cinetica delle masse rotanti del sistema elettrico e la potenza nominale S [MVA] delle macchine rotanti sincrone e f_0 è il valore nominale della frequenza.

Ogni comunità di energia rinnovabile è composta da x ESS, ciascuno dei quali caratterizzato da:

• la capacità, $Cap^{x}_{ESS,COM_m DSO_n}$ [kWh];

• l'energia regolante, $Ereg^{x}_{ESS,COM_m,DSO_n}$ [kWh / Hz].

La *m*-th comunità energetica rinnovabile del *n*-th DSO ha una energia regolante definita come:

(5)

$$Ereg^{m}_{COM,DSO_n} = \sum_{x} Ereg^{x}_{ESS,COM_m,DSO_n}$$

Che è la somma delle energie regolanti degli *x*-ESSs appartenenti alla m-th comunità energetica rinnovabile. In questo modo, l'energia regolante dell' n^{th} DSO, $E_{regDSOn}$ è:

(6)

$$E^{n}_{reg,DSO} = \sum_{m} E^{m}_{reg,COM_m,DSO_n}$$

Che definisce il contributo del n^{th} DSO ($Contr^{n}_{DSO}$) per ripristinare lo sbilanciamento in ingresso richiesto dal TSO, $RoCof_{in}$.

Il limite massimo di contributo del n^{th} DSO alla richiesta del TSO risulta pari a:

(7)

$$Contr^{n}_{DSO_{max}} = E^{n}_{reg,DSO} * RoCof_{in} = E^{n}_{reg,DSO} * Cap^{n}_{DSO} / \sum_k E^{k}_{reg,DSO} \quad with\ k=1\ \ to\ n$$

dove $Cap^{n}_{DSO} = \sum_i \sum_j Cap^{j}_{ESS,COM_i DSO_n}$ con i=1 a m e j=1 a x

Allora, il contributo del n^{th} DSO è:

(8)

$$Contr^{n}_{DSO} = E^{n}_{reg,DSO} * RoCof_{in}$$
$$se\ Contr^{n}_{DSO} \leq Contr^{n}_{DSO_{max}}$$

o, è $Contr^{n}_{DSO_{max}}$

In questo modo, l'agente AG_{DSO_n} interfaccierà il *n*th DSO al TSO sulla base della sua energia regolante $E^{n}{}_{regDSO}$.

Se l'*n*th DSO riesce a coprire completamente l'intera $RoCofin$, allora verrà scelto per fornire da solo il servizio, ma in caso contrario, verranno contattati i restanti n-1 DSO fino a

$$\sum_j \frac{Contr^{j}_{DSO}}{E^{j}_{reg,DSO}} \geq RoCof_{in} \tag{9}$$

Dove *j* varia da 1 a n-1 e j non è uguale a n.

Consideriamo per semplicità che tutti i DSO siano abilitati a partecipare. Le m comunità di energia rinnovabile che sono alla base di ogni *n*th DSO devono essere trattate come unità di generazione/carico. Infatti, hanno ESS che operano in modalità iniezione/assorbimento a seconda che il $RoCofin$ sia associato, rispettivamente, a un livello di generazione inferiore/superiore rispetto alla domanda di carico. Il AG_{DSO_n} si interfaccerà con il TSO sulla base della sua energia regolante mentre gli altri due agenti, AG_{COM_m} e AG_{ESS_x} opereranno, rispettivamente, sulla base della distribuzione ottimale dell'energia della comunità delle energie rinnovabili, risolvendo un problema di flusso di potenza ottimale (OPF), e sul SoC di ciascun ESS, nel rispetto dei vincoli tecnici della rete che saranno verificati risolvendo un problema di flusso di carico (LF).

Questo significa, che una curva di costo incrementale μ_i è assegnata al *i*th ESS assumendo che funzioni come un'unità di generazione, dove

$$\mu_i = \beta_i + \frac{2\gamma_i P g_{i,m}}{P_b} \tag{10}$$

e il costo incrementale associato alla funzione di costo generica dell' *i*th ESS può essere scritta come:

$$C\left(Pg_{i,m}\right) = \alpha_i + \beta_i * P_{gi,m} + \gamma_i * Pg^2_{i,m} \quad [€/h] \tag{11}$$

Con la potenza generata rappresenta da $Pg_{i,m}$ [MW], costi fissi con α_i [€/h] mentre β_i [€/MWh] e γ_i [€/MWh^2] rappresentano i costi variabili e P_b è la potenza di base.

Con riferimento al caso in esame, le unità di generazione rappresentate dagli ESS operanti sia in erogazione che in assorbimento, caratterizzano con la loro capacità la comunità di energia rinnovabile a cui appartengono. A ciascuna comunità è quindi associata una curva $\mu_{COM,m}$:

$$\mu_{COM,m} = \beta_{com,m} + 2 * \gamma_{com,m} * \sum_i \frac{Pg_{i,m}}{P_b} \qquad where\ i = 1\ to\ x \tag{12}$$

con valori massimi e minimi espressi come

$$\mu_{max,COM,m} = \beta_{com,m} + 2 * \gamma_{com,m} * \frac{Pg_{MCOM,m}}{P_b}$$

$$\mu_{min,COM,m} = \beta_{com,m} + 2 * \gamma_{com,m} * \frac{Pg_{minCOM,m}}{P_b} \qquad i=1\ \ to\ x$$

E con $\beta_{com,m}$ e $\gamma_{com,m}$ costi caratteristici della *m*-th comunità energetica e

$$Pg_{MCOM,m} = \sum_i Pg_{Mi,m} = \sum_i Cap^x_{ESS,COM_m,DSO_n} \qquad i = 1\ to\ x \tag{13}$$

$$Pg_{minCOM,m} = \sum_i Pg_{min,i,m} = 0 \qquad i = 1\ to\ x \tag{14}$$

Analogamente, una volta che la curva $\mu_{COM,m}$ di ogni *m*-th comunità energetica è stata ottenuta, la loro aggregazione (somma) rappresenterà il contributo dell' n^{th} DSO diviso tra le sue *m* comunità energetiche.

In particolare, si determini $\mu_{DSO,n}$ come funzione di $Contr^n_{DSO}$

$$\mu_{DSO_n}(Contr_{DSO_n}) = \sum_{i=1}^m \beta_{COM,m} + 2\sum_{i=1}^m \gamma_{COM,m} * \frac{Contr_{DSOn}}{Pb} \tag{15}$$

La potenza $Pg_{COM,m}$ $(Contr_{DSO_n})$ che è il contributo della *m-th* comunità energetica sarà:

$$Pg_{COM,m}(Contr_{DSO_n}) = [\mu_{DSO_n}(Contr_{DSO_n}) - \beta_{COMm}] * \frac{Pb}{2\gamma_{COMm}} \tag{16}$$

A cui corrisponde

$$\mu_{COMm} = \mu_{DSO_n}(Contr_{DSO_n}) = \beta_{COMm} + 2 * \gamma_{COMm} * \frac{Pg_{COM_m}(Contr_{DSO_n})}{Pb} \tag{17}$$

I seguenti casi potranno presentarsi:

- $Pg_{minCOM,m} \leq Pg_{COM,m}(Contr_{DSO_n}) \leq Pg_{MCOM,m}$ dove la m^{th} la comunità energetica può soddisfare la richiesta di potenza per la distribuzione;
- $Pg_{COM,m}(Contr_{DSO_n}) > Pg_{MCOM,m}$, alla m^{th} comunità energetica viene chiesto di inviare la massima potenza in modo che contribuisca con $Pg_{MCOM,m}$.
- $Pg_{COM,m}(Contr_{DSO_n}) < Pg_{mCOM_m}$, alla m^{th} comunità energetica è richiesto di iniettare una potenza inferiore a quella minima, in modo che contribuisca con Pg_{mCOM_m}.

Questo significa che gli agenti AG_{COM_m} comunicheranno per ogni m^{th} comunità energetica e quindi conseguentemente dispacceranno una potenza pari a $Pg_{COM,m}$.

Dopo di che, la $Pg_{COM,m}$ sarà divisa tra gli ESSs appartenenti alla m^{th} comunità energetica nella stessa percentuale ed uguale a:

$$Capx_{ESS,in\%} = \frac{Pg_{COM,m} * 100}{\sum_{i=1}^{x} Cap^{x}_{ESS,COM_m,DSO_n}} \quad (18)$$

cioè il rapporto tra la potenza in uscita dalla distribuzione ottimale $Pg_{COM,m}$ e la somma delle capacità di ogni ESS. Questo parametro rappresenta anche la capacità in termini percentuali che ogni ESS deve fornire per soddisfare la richiesta AG_{COM_m}.

Moltiplicando per la rispettiva capacità si esprime la potenza $P_{ESS,x}$ che ogni ESS deve fornire.

Definiamo $flux_{in,x}$ come la capacità effettiva che il *x*-th ESS può accettare (espresso in termini percentuali) e quindi fornire e considerare un valore SOC iniziale pari a $SOC_{0,x}$, possono quindi verificarsi i seguenti casi:

- $flux_{in,x}$=$Capx_{ESS,in\%}$ se
  - $SOC_{0,x} \leq 20$ e
    - $SOC_{0,x} + Capx_{ESS,in\%} < 20$;
    - $20 \leq SOC_{0,x} + Capx_{ESS,in\%} \leq 80$;
- $flux_{in,x}$=80-$SOC_{0,x}$ se
  - $SOC_{0,x} + Capx_{ESS,in\%} \geq 20$ e
    - $SOC_{0,x} < 20$;
    - $20 \leq SOC_{0,x} \leq 80$;
- $flux_{in,x}$=$Capx_{ESS,in\%}$ se
  - $20 \leq SOC_{0,x} \leq 80$ e
    - $20 \leq SOC_{0,x} + Capx_{ESS,in\%} \leq 80$

Vale la pena sottolineare che, sebbene i casi in cui $SoC_{0,x}$<20 sono stati considerati, il controllo non consente questo livello SOC. Per lo stesso motivo, la condizione $SoC_{0,x}$+ $Capx_{ESS,in\%}$< 20 non è abilitato. L'ESS dove $SOC_{0,x}$+ $Capx_{ESS,in\%} \geq$ 80 accetterà un flusso $flux_{in,x} < Capx_{ESS,in\%}$,

generando un flusso residuo $flux_{res,x} = Capx_{ESS,in\%} - flux_{in,x}$, che potrebbero essere coperti dagli ESS per i quali la condizione $SoC_{0,x} + Capx_{ESS,in\%} < 80$ è soddisfatta. Ciò significa che esiste un flusso di informazioni non solo tra gli ESS e il livello di comunità, ma anche tra i diversi ESS. Pertanto, a differenza del livello DSO, per il livello ESS viene utilizzato un controllo distribuito: sia verticale (con la comunità delle energie rinnovabili) sia orizzontale (tra gli ESS) (vedere Fig. 6).

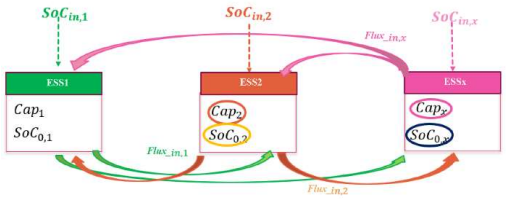

Fig 6. Gestione degli ESSs con controllo distribuito

Ogni AG_{ESS_x} rappresenterà il *x*th ESS al $AG_{CO\ \ m}$ come funzione del suo SOC.

L'illustrazione sopra è valida se gli ESS funzionano sia in modalità di carica che di scarica. L'unica differenza nella modalità di scarica è nella $flux_{in,x}$ che può essere espressa come:

- $flux_{in,x} = Capx_{ESS,in\%}$ if $Capx_{ESS,in\%} < SOC_{0,x}$-20;
- $flux_{in,x} = SOC_{0,x}$-20 if $Capx_{ESS,in\%} > SOC_{0,x}$-20.

In quest'ultimo caso, un ulteriore flusso, $flux_{res,x} = Capx_{ESS,in\%} - flux_{in,x}$ esiste per essere coperto interamente da un ESS che ha un $SOC_{0,x}$>20. L'approccio top-down descritto per il controllo centralizzato è implementato come in (Fig. 7). In questo approccio, partendo dagli agenti correlati all'operatore DSO (AG_{DSO}) richiedente un contributo $Contr_{DSO_n}$, l'agente a livello di comunità ($AG_{COM,m}$) è interessato, determinando la potenza di comunità necessaria Pg_{COM_i} così da valutare la richiesta di contributo per ogni ESS in base al rapporto $Capx_{ESS,in\%} = \frac{Pg_{COM,m}}{\sum_{i=1}^{x} Cap^{x}_{ESS,COM_m,DSO_n}}$. Ogni agente $AG_{ESS_{1,comi}}$, a livello di ogni singolo ESS fornirà un contributo in base allo SOC dell'ESS.

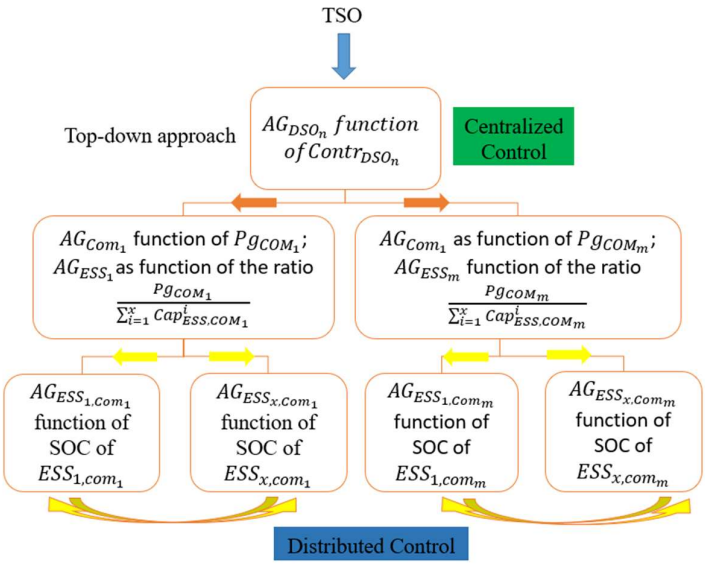

Fig 7. Approccio Top-down per il controllo centralizzato

Considerando il $flux_{in,x}$ e il $flux_{res,x}$, il x^{th} ESS avrà un SOC finale definito come:

$$SOC_{final,x} = SOC_{0,x} \pm flux_{in,x} \pm flux_{res,x} \quad (19)$$

dove il segno meno indica che l'ESS si sta scaricando e viceversa. Il livello di energia finale che l'ESS può gestire compatibilmente con il suo SOC sarà inferiore o uguale al valore dovuto al dispatching ottimale, $P^{OPT}_{ESS,x}$:

$$P_{finESS,x} = SOC_{final,x} * Cap^{x}_{ESS,COM_m DSO_n} \leq P^{OPT}_{ESS,x} \quad (20)$$

Ciò significa che l'ESS potrebbe non soddisfare la richiesta della comunità e la stessa comunità, a sua volta, potrebbe non soddisfare la richiesta del proprio DSO. Per questo motivo, l'approccio passa da una modalità top-down come illustrato nella Fig. 7, dove il DSO comunica l'energia che dovrebbe essere gestita, all'approccio bottom-up della Fig. 8 dove il contributo finale del sistema è definito dalla disponibilità effettiva degli ESSs. La *m-th* comunità energetica rinnovabile contribuirà alla richiesta del DSO con un livello di potenza finale definito come:

$$Pfin_{com,m} = \sum_{i=1}^{x} Pfin_{ESS,i} \quad (21)$$

E così l'*n-th* DSO risponde alla richiesta del TSO per un livello di potenza pari a:

$$Pfin_{DSO,n} = \sum_{i=1}^{m} Pfin_{com,i} \quad (22)$$

Se il *x-th* ESS deve modificare una $Pfin_{ESS,x}$ è necessario assicurarsi che i vari flussi di energia non comportino una violazione dei vincoli tecnici della rete. Successivamente, il problema di Load flow viene così risolto per i diversi nodi della rete della *m-th* comunità energetica. Considerando i vincoli tecnici della griglia e risolvendo il modello di flusso di carico, potrebbero verificarsi due scenari:

Scenario a) Per tutti i nodi della rete, i vincoli tecnici della griglia sono soddisfatti.

Scenario b) Per almeno un nodo della rete, il vincolo tecnico della griglia non è soddisfatto.

Se si verifica lo scenario a, allora per ogni ESS, la potenza $P_{finESS,x}$ è ottimale sia in termini di SOC che in termini di conformità ai vincoli tecnici della rete quindi:

- Ogni ESS scambierà con la rete una $P_{finESS,x}$;
- La comunità energetica rinnovabile contribuirà con una potenza complessiva pari a (21);
- Il DSO soddisferà la richiesta pari a (22).

Invece, se occorre lo *Scenario b* è necessario risovere un nuovo problema di load flow. La $P_{finESS,x}$ viene fissata per il nodo di saldo ($P_{finESS,sb}$), arbitrariamente scelto tra gli *x* ESSs. Mentre per gli altri ESS e carichi è necessario fissare σ_i e v_i, o sfasamento e l'ampiezza della tensione al nodo *i*-th rispettivamente, in accordo ai vincoli tecnici di rete e il SOC_x di ogni ESS (il nuovo contributo dell'ESS deve soddisfare 20≤SOC≤80). Un nuovo valore di $P_{finESS,x}$ viene determinato per tutti gli ESS eccetto per il bus lento e quindi indicato come $P^*_{finESSx}$, si ottengono quindi i seguenti contributi a livello di comunità rinnovabile e DSO:

$$Pfin^*_{COM,m} = \sum_{i=1}^{x-1} P^*_{finESS,i} + P_{finESS,sb} \quad (23)$$

$$Pfin^*_{DSO,n} = \sum_{i=1}^{m} Pfin^*_{COM,i} \quad (24)$$

In questo caso, viene implementato l'approccio bottom-up descritto. Il contributo regolativo $P^*_{finESSx}$ che ogni singolo agente $AG_{ESS_{X,Com_m}}$ comunica è funzione del SOC di ogni singolo ESS e dei vincoli della griglia tecnica. A partire da questo passaggio, l'agente AG_{COM} può comunicare all'agente AG_{DSO} un contributo $Pfin^*_{COM,m}$ come somma degli x $AG_{ESS_{X,Com_m}}$ contributi, soddisfando la capacità di stoccaggio dell'ESS e i vincoli tecnici della rete. Al livello superiore l'agente AG_{DSO} può comunicare al TSO un contributo finale $Pfin^*_{DSO,n}$.

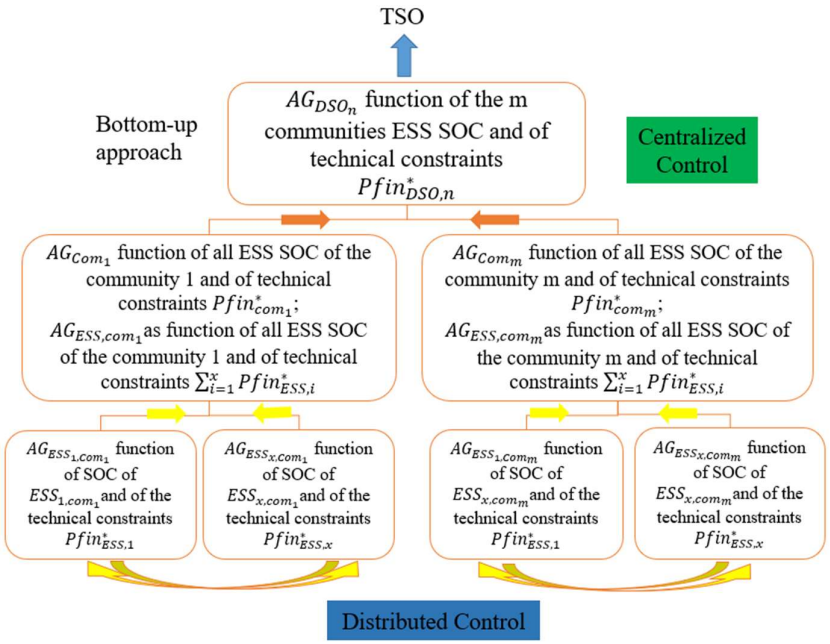

Fig 8. Approccio Bottom-up per il controllo centralizzato

4. FLOWCHART E METODO RISOLUTIVO

L'approccio MAS proposto è stato implementato in Python. Il codice è strutturato in 7 parti e il diagramma di flusso delle operazioni è riportato nella Figura 10.

Part 1: dati di input

- $RoCof_{in}$ [Hz/s];
- Numero di DSO (n);
- Numero di comunità energetiche rinnovabili (*m*) per ogni DSO;
- Numero di ESSs (*x*) per la *m-th* comunità energetica rinnovabile del *n-th* DSO;
- Numero di carichi (*y*) per la *m-th* comunità energetica rinnovabile del *n-th* DSO;
- Energia regolante [kWh/Hz] $Ereg_{ESS_x,Com_m,DSO_n}$ e capacità [kWh] Cap_{ESS_x,Com_m,DSO_n} *del x-th* ESS;
- Potenza attiva [kW] e reattiva [kVAr] assorbita dal *y-th* carico per la *m-th* comunità energetica rinnovabile del *n-th* DSO;
- $SOC_{0,x}$ SOC iniziale del *x-th* ESS per la *m-th* comunità energetica rinnovabile del *n-th* DSO;
- Valore di tensione di riferimento [kV];
- Valore di potenza di riferimento [kW];
- Massimo valore dello sfasamento di fase della tensione di nodo σ_{max} [p.u.]
- Massimo e minimo valore dell'ampiezza della tensione di nodo v_{max} e v_{min} [p.u.];

- Massimo valore del quadrato della corrente di linea i^2 [p.u.];
- β e γ parametri di ogni *m-th* comunità energetica rinnovabile, ogni *n-th* DSO e ogni *x*-th ESS [€/h].

Le seguenti variabili sono determinate come segue:

$$Ereg_{Com_i,DSO_n} = \sum_{i=1}^{x} Ereg_{ESS_i,Com_m,DSO_n} \quad (25)$$

$$Ereg_{DSO_n} = \sum_{i=1}^{m} Ereg_{Com_i,DSO_n} \quad (26)$$

$$Cap_{Com_i,DSO_n} = \sum_{i=1}^{x} Cap_{ESS_i,Com_m,DSO_n} \quad (27)$$

$$Cap_{DSO_n} = \sum_{i=1}^{m} Cap_{Com_i,DSO_n} \quad (28)$$

$$Contr_{DSO_n} = Ereg_{DSO_n} * RoCof_{in} \quad (29)$$

$\mu DSO_n(Contr_{DSO_n})$ come riportato in (12)

Il massimo contributo del n_{th} DSO è:

$$Contr_{DSOn,max} = Ereg_{DSO_n} * RoCof_{in,max} = Ereg_{DSO_n} * \frac{Cap_{DSO_n}}{Ereg_{DSO_n}} \quad (30)$$

- se $Contr_{DSOn,max} \geq Contr_{DSO_n}$, allora il DSO contribuirà per $Contr_{DSO_n}$;
- se $Contr_{DSOn,max} < Contr_{DSO_n}$, allora il DSO contribuirà per $Contr_{DSOn,max}$ e $Contr_{DSO_n} = Contr_{DSOn,max}$;

Part 2: Dispacciamento ottimale (OPF)

- $Pg_{COM,m}(Contr_{DSO_n})$, è determinata come in (16). A seguire indicata con P_{com_m};

Part 3: Valutazione di $Capx_{ESS,in\%}$ basata su (18);

Part 4: Valutazione di $flux_{in,x}$ e $P_{finESS,x}$ per ogni *x*-th ESS sulla base di (18) a (20) così da determinare $Pfin_{com,m}$ e $Pfin_{DSO,n}$ sulla base di (21) e (22).

Part 5: Load flow (LF)

- ● Il modulo di tensione e la fase dei nodi di ESS e di carico collegati alla rete vengono determinati risolvendo il problema del flusso di carico assumendo per i nodi ESS il valore $P_{finESS,x}$.

Part 6: Verifica dei vincoli tecnici della rete

- Vengono verificati i vincoli tecnici dei bus ESS e di carico; quindi, $Pfin_{com,m}$ e $Pfin_{DSO,n}$ sono confermati nella fase finale.
- Se i vincoli tecnici dei bus ESS e di carico non vengono soddisfatti, i livelli di potenza devono essere rideterminati, come nella parte 7.

Part 7: Risolvere un nuovo Load Flow in modo che i vincoli tecnici della rete siano soddisfatti:

- I nuovi livelli di potenza per ogni ESS $P^*_{finESS,x}$, che soddisfano il vincolo tecnico della griglia, ad eccezione del bus lento, sono determinati. $Pfin^*_{com,m}$ e $Pfin^*_{DSO,n}$ sono determinati sulla base di (23) e (24).

Per valutare il contributo effettivo a livello DSO vengono definiti i seguenti indicatori:

$$KPI_{E1}^{DSOn} = \text{a(h)} = \max\left(\frac{Pfin^*_{DSO}}{Contr_{DSOn,max}} - \frac{Contr_{DSOn,max}}{Contr_{DSO}} \; ; \; 0 \right) \text{ per ogni h=1…24}$$

$$KPI_{E2}^{DSOn} = \frac{100}{T} \sum_{h=1}^{T} \delta(h) \text{ T=24}$$

$$\delta(h) = 1 \; if \; a(h) > 0$$

Naturalmente il contributo alla regolazione della frequenza è tanto migliore quanto più alto è il valore di KPI_{E2}^{DSOn}. Queste informazioni aiutano il DSO a stabilire una valutazione più corretta del servizio che può offrire e quindi a comunicarlo al TSO.

L'implementazione dell'approccio MAS proposto può essere riassunta in tre fasi principali come segue:

STEP1: Il n_{th} DSO si interfaccia con il TSO in base alla capacità aggregata disponibile degli ESS delle sue comunità energetiche, $Ereg_{Com_m,DSO_n}$;

STEP2: Ogni comunità di energia rinnovabile contribuirà alla richiesta, $Contr_{DSO_n}$ del n_{th} DSO con una potenza compatibile con la sua curva di distribuzione ottimale, $Pg_{COM,m}(Contr_{DSO_n})$;

STEP3: Ogni ESS_x della m_{th} comunità energetica rinnovabile deve soddisfare la comunità energetica rinnovabile con $Capx_{ESS,in\%}$ che scambierà energia nel rispetto del proprio SOC e dei vincoli tecnici della rete, $P^*_{finESS,x}$.

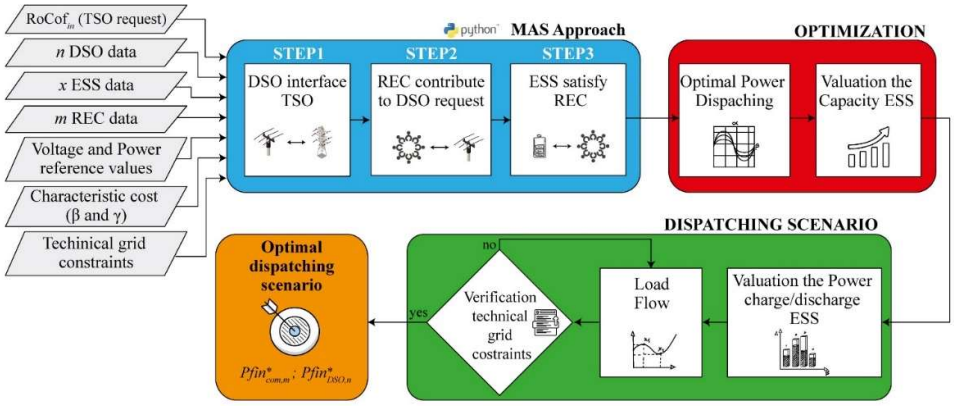

Fig.10 – Flow chart dell'approccio implementato

5. VALIDAZIONE

L'approccio MAS proposto è stato sottoposto a rigorosi test su vari segmenti della rete di distribuzione, considerando molteplici condizioni iniziali per gli ESS. Nello scenario in cui un singolo DSO si interfaccia con il TSO, delineiamo i seguenti casi illustrativi:

Caso 1: Il DSO supervisiona una singola comunità energetica rinnovabile. Tuttavia, gli ESS sotto la sua gestione non hanno la capacità di soddisfare l'intera richiesta di capacità di regolamentazione.

Caso 2: Il DSO amministra tre distinte comunità energetiche rinnovabili, ciascuna delle quali contribuisce a una rete energetica più solida e diversificata.

Questi casi evidenziano le dinamiche operative e le potenziali sfide affrontate dal DSO nella gestione delle risorse energetiche e nel soddisfare la domanda dei consumatori all'interno dell'infrastruttura della smart grid. In entrambi i casi, i vincoli tecnici della rete devono essere definiti per elaborare equazioni del flusso di carico. I seguenti valori massimi e minimi (V_n=210 V e P_b=2 kW) sono stati ipotizzati:

- Ampiezza massima di tensione (V_{max}) [pu]: 1.1
- Ampiezza minima di tensione (V_{min}) [pu]: 0.8
- Massimo valore di fase di tensione (σ_{min}) [pu]: 0.8
- Massimo valore quadratico della corrente di liena i^2_{max} [pu]: 0.01

Inoltre, per quanto riguarda gli aspetti economici, consideriamo β_{com}=1€/h e γ_{com}=1€/h.

Caso 1: DSO con una comunità di energia rinnovabile con ESS non in grado di soddisfare la richiesta totale di DSO

Si assume un $RoCof_{in}$=3 Hz. È stata presa in considerazione una comunità di energia rinnovabile dotata di due ESS e due carichi con le seguenti caratteristiche.

Tabella 1. dati tecnici degli ESS1 e ESS2

ESS	$Cap_{ESS_i Com\ ,DSO}$ [kWh]	$Ereg_{ESS_i Com\ ,DSO}$ [kWh/Hz]	SOC_{0i} [%]	v_0 [pu]	σ_0 [pu]
ESS_1	2	2.4	30	1	0
ESS_2	1	1.2	40	0.98	-0.01

Tabella 2. Dati tecnici dei carichi Load1 e Load2

Load	Active Power [kW]	Reactive Power [kVar]	v_0 [pu]	σ_0 [pu]
$Load_1$	10	5	0.98	-0.01
$Load_2$	5	2	0.98	-0.01

I valori della conduttanza e della suscettanza per ciascuna linea sono riportati rispettivamente nelle tabelle 3 e 4, corrispondenti alla porzione di rete di distribuzione riportata in Figura 10. La rete è composta rispettivamente da quattro bus e sei linee con due sistemi di accumulo, ESS_1 e ESS_2 e due carichi, $Laod_1$ e $Load_2$.

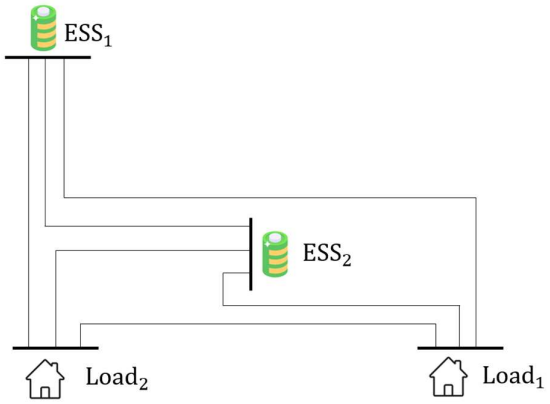

Fig.10 – Porzione di rete test

Tabella 3. Matrice delle conduttanze

	Conductance Matrix			
	ESS_1	ESS_2	$Load_1$	$Load_2$

ESS_1	0	0,00009	0,00008	0,00001
ESS_2	0,00009	0	0,00003	0,00004
$Load_1$	0,00008	0,00003	0	0,00009
$Load_2$	0,00001	0,00004	0,00009	0

Tabella 4. Matrice delle suscettanze

	Susceptance Matrix			
	ESS_1	ESS_2	$Load_1$	$Load_2$
ESS_1	0	0,061	0,041	0,052
ESS_2	0,061	0	0,062	0,067
$Load_1$	0,041	0,062	0	0,045
$Load_2$	0,052	0,067	0,045	0

Considerando i dati riportati nelle tabelle, si ottengono i seguenti risultati. Utilizzando l'equazione (6) si determina l'energia di regolazione del DSO e $Ereg_{DSO}$ è uguale a $3.6\ kWh/Hz$. Il contributo massimo disponibile per il DSO ($Contr_{DSOn,max}$) è determinato usando l'equazione (7) e risulta pari a $3\ kWh$, in cui Cap_{DSO} è uguale a 3 kWh. La quantità richiesta $Contr_{DSO}$, determinato utilizzando l'equazione (8) è uguale a 10.8 kWh. Essendo $Contr_{DSO} > Contr_{DSO,max}$, il DSO può contribuire con $Contr_{DSO} = Contr_{DSO,max}$=3 kWh.

Il coefficiente μ è determinato usando l'equazione (12), così $\mu_{DSO}(Contr_{DSO})$ è uguale a $4\ €/h$, lo stesso valore ottenuto per μ_{max,com_m}, in questo modo segue che $Pg_{COM_1}(Contr_{DSO})$ corrisponde con $Contr_{DSO}$, risultando pari a 3 kWh.

Usando l'equazione (18) la P_{com1} è divisa tra ESSs, P_{ESS1} è 2 kWh e P_{ESS2} è 1 kWh. Le capacità effettive dei due accumuli $flux_{in,1}$ e $flux_{in,2}$ sono rispettivamente del 50% e del 40%. Mentre la capacità residua per entrambi gli storage è nulla. Poiché non esiste alcun ESS per il quale la condizione $SoC_{0,x}+ Capx_{ESS,in\%}<$ 80 è soddisfatta, sia $SOC_{final,1}$ e $SOC_{final,2}$ sono uguali al 80%, mentre $P_{finESS,1}$ e $P_{finESS,2}$ sono rispettivamente pari a 1.6 kWh e 0.8 kWh. In questo modo, la comunità delle energie rinnovabili, e quindi il DSO, può contribuire alla richiesta del TSO con $P_{finESS,2} = 2.4kWh$.
Risolvendo il problema LF, i risultati sono riportati nella tabella 5.

Tabella 6. Risultati di Load Flow

	Voltage phase and module after load flow	
	v_0 [pu]	$\boldsymbol{\sigma_0}$ [pu]
ESS_1	1	0
ESS_2	0.94265	-0.108132
$Load_1$	0.90913	-0.16766
$Load_2$	0.926143	-0.142378

Vale la pena sottolineare che il vincolo tecnico di griglia sulla corrente di linea non è soddisfatto. Quindi, il problema LF deve essere ripetuto. Consideriamo ESS1 come nodo di saldo, la soluzioen ammissibile con $P^*_{finESS,1}$=1kWh e $P^*_{finESS,2}$=0 è determinata. La comunità energetica rinnovabile, e quindi il DSO, contribuirà in modo efficace alla richiesta del TSO con $Pfin^*_{DSO} = 1kWh$.

I dati forniti illustrano i contributi energetici e le capacità all'interno di un framework DSO, concentrandosi specificamente su ESS. Inizialmente, il contributo energetico normativo del DSO è calcolato come 3.6 kWh/Hz, che è il contributo cumulativo di due unità ESS. Tuttavia, il contributo massimo consentito per il DSO è limitato a 3 kWh, determinato dal tasso massimo di variazione della frequenza e dalla capacità di regolazione del DSO. Nonostante il contributo richiesto superi il limite, il contributo del DSO è limitato a 3 kWh. Il coefficiente di costo μ, che rappresenta il prezzo, rimane costante a 4 €/h e dipende esclusivamente dal contributo del DSO, indipendentemente dal contributo massimo della comunità. Il contributo di potenza della comunità è indicato come Pg_{COM_1}, è distribuito uniformemente tra le due unità ESS. Ciò si traduce in 2 kWh per ESS1 e 1 kWh per ESS2, in base alle rispettive capacità espresse come percentuale della capacità totale della comunità. Considerando lo SOC iniziale, viene calcolato l'afflusso per ciascuna unità ESS. ESS_1 riceve un afflusso del 50%, mentre ESS_2 riceve un afflusso del 40%. Poiché nessuna delle unità ESS soddisfa la condizione in cui lo SOC iniziale più la percentuale di capacità è inferiore all'80%, lo SOC finale per entrambe le unità è impostato all'80%. Ciò comporta un contributo di potenza finale di 1,6 kWh per ESS1 e 0,8 kWh per ESS2, con un contributo totale di 2,4 kWh dal DSO alla richiesta del TSO. Tuttavia, poiché i vincoli tecnici della rete non sono soddisfatti, il problema del LF deve essere rivalutato, con ESS_1 considerato come nodo di saldo. In questo scenario, la soluzione ammissibile regola il contributo a 1 kWh per ESS_1 e 0 kWh per ESS_2. Di conseguenza, il contributo effettivo dal DSO alla richiesta del TSO è di 1 kWh. Questa analisi sottolinea

l'importanza del bilanciamento dei contributi di capacità all'interno delle comunità energetiche per soddisfare i requisiti normativi e tecnici ottimizzando al contempo i costi.

Per questo caso il KPI_{E1}^{DSOn} è uguale a 0, il che significa che il contributo del DSO non è adeguato.

Case 2: DSO con tre comunità energetiche rinnovabili

È stata considerata un'aggregazione di tre comunità di energia rinnovabile. I dati di EC1 sono uguali al caso 1. I dati per gli altri due REC, REC2 e REC3, sono riportati nelle Tabelle 6 e 7.

Tabella 6. Dati della REC2

ESS	$Cap_{ESS_i,Com\ ,DSO}$ [kWh]	$Ereg_{ESS_i,Com\ ,DSO}$ [kWh/Hz]	SOC_{0i} [%]	v_0 [pu]	$\boldsymbol{\sigma_0}$ [pu]
ESS_3	2	2.4	20	1	0
ESS_4	1	1.2	40	0.98	-0.01

Load	Active Power [kW]	Reactive Power [kVar]	v_0 [pu]	$\boldsymbol{\sigma_0}$ [pu]
$Load_3$	17	10	0.98	-0.01

	Conductance Matrix			
	ESS_3	ESS_4	$Load_3$	
ESS_3	0	0,00009	0,00006	
ESS_4	0,00009	0	0,00005	
$Load_3$	0,00006	0,00005	0	

	Susceptance Matrix			
	ESS_3	ESS_4	$Load_3$	
ESS_3	0	0,041	0,032	
ESS_4	0,041	0	0,086	
$Load_3$	0,032	0,086	0	

Tabella 7. Dati della REC3

ESS	$Cap_{ESS_i,Com\ ,DSO}$ [kWh]	$Ereg_{ESS_i,Com\ ,DSO}$ [kWh/Hz]	SOC_{0i} [%]	v_0 [pu]	$\boldsymbol{\sigma_0}$ [pu]
ESS_5	10	12	50	1	0

Load	Active Power [kW]	Reactive Power [kVar]	v_0 [pu]	$\boldsymbol{\sigma_0}$ [pu]
$Load_4$	4	2	0.98	-0.01
$Load_5$	3	1	0.98	-0.01
$Load_6$	5	3	0.98	-0.01

	Conductance Matrix			
	ESS_5	$Load_4$	$Load_5$	$Load_6$

ESS_5	0	0,00009	0,00008	0,00001
$Load_4$	0,00009	0	0,00003	0,00004
$Load_5$	0,00008	0,00003	0	0,00009
$Load_6$	0,00001	0,00004	0,00009	0

	Susceptance Matrix			
	ESS_5	$Load_4$	$Load_5$	$Load_6$
ESS_5	0	0,061	0,041	0,052
$Load_4$	0,061	0	0,062	0,067
$Load_5$	0,041	0,062	0	0,045
$Load_6$	0,052	0,067	0,045	0

Considerando i dati sopra riportati, si ottengono i seguenti risultati. Si determina l'energia di regolazione del DSO $Ereg_{DSO}$ pari a $19.2\,kWh/Hz$. Il contributo massimo ammissibile per il DSO ($Contr_{DSOn,max}$) è determinato utilizzando l'equazione (7) risultante a $57.6\,kWh$ che è più grande di Cap_{DSO}, che è pari a 16 kWh, dato che il $RoCofin$ è pari a 3 Hz. Cosi l'ammontare richiesto $Contr_{DSO}$, determinato usando l'equazione (8) è pari a 16 kWh. Il coefficiente $\mu_{DSO}(Contr_{DSO})$ è uguale a $34\,€/h$, mentre $\mu_{max,com1}$ è pari a 4 $€/h$ e $\mu_{min,com1}$ è apri a 1 $€/h$.

La richiesta per REC1 è così determinata: $Pg_{com_1}(Contr_{DSO})$ è pari a 33 kWh e Cap_{com1} a 3 kWh; allora $P_{gcom1}(Contr_{DSO})>Cap_{com1}$ e $P_{com1}=P_{g_{com1,max}}=3\,kWh$. Questa energia verrà divisa tra gli ESS appartenenti a REC1 come implementato nel caso 1, $P^*_{finESS,1}$ è 1kWh e $P^*_{finESS,2}$ è zero. REC2 ha gli stessi ESS di REC1 con caratteristiche tecniche uguali quindi $P_{com2}=P_{g_{com2,max}}=3\,kWh$. Pertanto, in prima istanza si ottengono i seguenti risultati per $P_{finESS,3}$, $P_{finESS,4}$ e $Pfin_{com2}$ che sono rispettivamente uguali a 1.6 kWh, 0.8 kWh and 2.4 kWh. Risolvendo il problema di Load flow, i vincoli tecnici della rete sulle correnti di linea non sono soddisfatti. Pertanto, viene lanciata una nuova iterazione di LF considerando ESS3 come nodo di saldo e si ottiene $P^*_{finESS,3}$=1,2 kWh e $P^*_{finESS,4}$=0 come valori finali.

A questo punto la terza comunità energetica rinnovabile REC3 è valutata. I coefficienti $\mu_{max,3}$ e $\mu_{min,com3}$ sono rispettivamente pari a 11 €/h e 1 €/h. La richiesta per la REC3, $Pg_{com_3}(Contr_{DSO})$ è pari a 33 kWh e Cap_{com3} è pari a $10\,kWh$. Essendo in questo caso $P_{gcom3}(Contr_{DSO})>Cap_{com3}$, risulta $P_{com3}=Pg_{max,3}=10\,kWh$ solo per EES_5. Inoltre, si ottiene un $flux_{in,1}$ uguale al 30%, il $SOC_{final,5}$ sarà pari all' 80%, e $P_{finESS,5}$ sarà pari a 8 kWh.

Risolvendo il problema LF, anche in questo caso i vincoli tecnici della griglia sulle correnti di linea non sono soddisfatti. Quindi, si ripete l'LF ottenendo $P^*_{finESS,5}$=3 kWh; i risultati di LF sono riportati nella tabella 8.

Tabella 8. Risultati di Load Flow

	Voltage phase and module after load flow	
	v_0 [pu]	σ_0 [pu]
ESS_5	1	0
$Load_4$	1	0
$Load_5$	0.9938	0
$Load_6$	0.9970	0

Le comunità di energia rinnovabile e quindi il DSO contribuiscono alla richiesta del TSO per$Pfin_{DSO} = \sum_{j=1}^{3} P_{fincomj} = \sum_{j=1}^{3} \sum_{i=1}^{x} P *_{finESSi,commj} = 5{,}2kWh$

I calcoli hanno coinvolto diversi passaggi. Innanzitutto, la regolazione energetica totale per il DSO, rappresentata da $EregDSO$, è stata determinata sommando le normative energetiche per ciascuna comunità di energia rinnovabile, con conseguente 19.2 kWh/Hz. La capacità totale del DSO, indicata come $CapDSO$ è stato calcolato sommando le capacità di tutte le comunità, che ammontavano a 16 kWh. Sulla base di un tasso di variazione della frequenza pari a 3 Hz, il contributo massimo del DSO, $ContrDSOn,x$, è stato calcolato come il prodotto di $EregDSO$ e il massimo valore di ROCOF, superando però $CapDSO$. Pertanto, il contributo effettivo del DSO è stato limitato a $CapDSO$, risultante in un valore di 16 kWh. Si è ipotizzato che il prezzo per ogni REC fosse lo stesso, con βcom=γcom=1€ *h*, portando a un prezzo DSO di 34€/h. I prezzi massimi e minimi sono stati calcolati per ogni REC in base alle loro capacità di generazione di energia. Il problema LF è stato risolto per ogni REC e, se i vincoli tecnici della rete sulle correnti di linea non erano soddisfatti, il LF è stato ripetuto. Infine, in base alla potenza ottimale di dispacciamento e la capacità di regolazione di REC, le comunità di energia rinnovabile, insieme al DSO, hanno contribuito con una potenza totale di 5,2 kWh alla richiesta del TSO.

In questo caso KPI_{E1}^{DSOn} è >0 ciò significa che il contributo del DSO è adeguato. I risultati descritti sopra sono confrontati e riassunti di seguito.

Caso1

La REC e quindi il DSO contribuiranno effettivamente alla richiesta del TSO con 1 kWh invece dei 10,8 kWh richiesti. Ciò dipende dal valore effettivo di ESS SOC e dai vincoli tecnici della rete. Il contributo che può essere fornito, rispetto a quanto richiesto, limitato dallo stato di carica è ridotto al 26,6% del contributo richiesto, mentre a causa dei vincoli tecnici della rete il contributo è ridotto del 9,2%.

Caso2

In questo caso in cui abbiamo tre diverse comunità energetiche, il contributo richiesto è pari a 57,6 kWh. Le tre comunità possono fornire solo il 22,2% a causa dei vincoli legati al valore effettivo di ESS SOC e solo un contributo del 9,05% a causa dei vincoli tecnici della rete. Nella Tabella 9 sono riassunti i risultati e il confronto.

Tablella 9. Risultati a confronto

	Case 1	**Case 2**
$Contr_{DSO}$[kWh]	10.8	57.6
Pg_{COM_1} [kWh]	3	33
Pg_{COM_2} [kWh]	/	33
Pg_{COM_3} [kWh]	/	33
$Pfin_{com1_}$First Step [kWh]	2.4	2.4
$Pfin_{com2_}$First Step [kWh]	/	2.4
$Pfin_{com3_}$First Step [kWh]	/	8
Pfin $*_{com1_}$Second_Step [kWh]	1	1
Pfin $*_{com2_}$Second_Step [kWh]	/	1.2
Pfin $*_{com3_}$ Second_Step [kWh]	/	3
$Pfin*_{DSO}$[kWh]	1	5.2
Ratio	9.2 %	9.05 %

Ciò evidenzia non solo quanto sia importante disporre di una capacità di regolazione e di un SoC sufficienti degli ESS per poter fornire servizi ausiliari adeguati, ma diventa essenziale che l'infrastruttura di rete venga ripensata per consentire, e quindi non rappresentare un collo di bottiglia, anche per il singolo utente finale, anche aggregato, di fornire questi servizi, altrimenti il potenziale contributo di regolazione che può essere fornito verrebbe notevolmente ridotto.

6. REFERENCE

[1] R. Falkner, The Paris Agreement and the new logic of international climate politics, International

Affairs 2016, 92(5), 1107-1125, 10.1111/1468-2346.12708.

[2] M. Saeedian, B. Pournazarian, S. Seyedalipour, B. Eskandari, E. Pouresmaeil, Emulating Rotational Inertia of Synchronous Machines by a New Control Technique in Grid-Interactive Converters, Sustainability 2020, 12(13), 5346, doi: 10.3390/su12135346.

[3] L. Meng, J. Zafar, S.K. Khadem, A. Collinson, K.C. Murchie, F. Coffele, G.M. Burt, Fast Frequency Response from Energy Storage Systems - A Review of Grid Standards, Projects and Technical Issues, IEEE Trans. Smart Grid 2020, 11, 1566–1581, doi: 10.1109/TSG.2019.2940173.

[4] C. J. Liu and S. Q. Bu, Modelling and design of a virtual energy storage system (VESS) for power system frequency regulation, The 11th IET International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM 2018), Hong Kong, China, 2018, pp. 1-8, doi: 10.1049/cp.2018.1811.

[5] D. Garozzo, G.M. Tina, Evaluation of the Effective Active Power Reserve for Fast Frequency Response of PV with BESS Inverters Considering Reactive Power Control. Energies 2020, 13, 3437, doi: 10.3390/en13133437.

[6] ENTSO, Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe: Requirements and Impacting Factors, Technical report, Brussels, Belgium, 2016.

[7] T. Kerdphol, F. S. Rahman, M. Watanabe, Y. Mitani, D. Turschner, H. Beck, Enhanced Virtual Inertia Control Based on Derivative Technique to Emulate Simultaneous Inertia and Damping Properties for Microgrid Frequency Regulation, IEEE Access, vol. 7, 2019, pp. 14422–14433, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2892747.

[8] D. Laslett, C. Carter, C. Creagh, P. Jennings, A large-scale renewable electricity supply system by 2030: Solar, wind, energy efficiency, storage and inertia for the Southwest Interconnected System (SWIS) in Western Australia, Renewable Energy 113 (2017), pp. 713—731, doi: 10.1016/j.renene.2017.06.023.

[9] Terna S.p.a, Servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza (Fast Reserve), Relazione di accompagnamento del progetto pilota.

[10] M. Cheng, S. S. Sami, J. Wu, Virtual Energy Storage System for Smart Grids, Energy Procedia, vol. 88, 2016, pp. 436-442, ISSN 1876-6102, doi: 10.1016/j.egypro.2016.06.021.

[11] M. Cheng, S. S. Sami, J. Wu, Benefits of using virtual energy storage system for power system frequency response, Applied Energy, vol. 194, 2017, pp. 376-385, ISSN 0306-2619, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.06.113.

[12] T. Zhao, A. Parisio, J.V. Milanović, Distributed control of battery energy storage systems for improved frequency regulation, IEEE Trans. Power Syst. 35 (5) (2020) 3729–3738, doi: 10.1109/TPWRS.2020.2974026.

[13] Y. Wang, Y. Xu, Y. Tang, K. Liao, M.H. Syed, E. Guillo-Sansano, G.M. Burt, Aggregated energy storage for power system frequency control: A finite time consensus approach, IEEE Trans. Smart Grid 10 (4) (2019) 3675–3686, doi: 10.1109/TSG.2018.2833877.

[14] M. Ashabani, M.A. Latify, H.R. Karshenas, H.B. Gooi, Multiobjective autonomous intelligent load control for hybrid single-/three-phase AC/DC smart buildings, IEEE Trans. Sustain. Energy 9 (3) (2018) 1220–1233, doi: 10.1109/TSTE.2017.2777039.

[15] D. Wang, K. Meng, X. Gao, J. Qiu, L.L. Lai, Z.Y. Dong, Coordinated dispatch of virtual energy storage systems in LV grids for voltage regulation, IEEE Trans. Ind. Inf. 14 (6) (2018) 2452–2462, doi: 10.1109/TII.2017. 2769452.

[16] C. Meng, S.S. Sami, J. Wu, Benefits of using virtual energy storage system for power system frequency response, Appl. Energy 194 (2017) 376–385, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.06.113

[17] P. Li, Y. Liu, H. Xin, X. Jiang, A robust distributed economic dispatch strategy of virtual power plant under cyber-attacks, IEEE Trans. Ind. Inf. 14 (10) (2018) 4343–4352, doi: 10.1109/TII.2017.2788868.

[18] C. P. Barala, P. Mathuria and R. Bhakar, Virtual Energy Storage Systems: Challenges and

Opportunities, 2021 9th IEEE International Conference on Power Systems (ICPS), Kharagpur, India, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICPS52420.2021.9670089.

[19] H. T. Balaji P. Gokulan and N. U. o. S. D. Srinivasan, An Introduction to Multi-Agent Systems, Innovations in multi-agent systems and applications, pp. 1-27, 2020, doi: 10.1007/978-3-642-14435-6_1.

[20] K. Tazi, F. M. Abbou e F. Abdi, Multi-agent system for microgrids: design, optimization and performance, Artificial Intelligence Review, 2020, doi: 10.1007/s10462-019-09695-7.

[21] G. H. Merabet, M. Essaaidi, H. Talei, M.R. Abid, N. Khalil, M. Madkour, D. Benhaddou, Applications of Multi-Agent Systems in Smart Grids: A survey, 2014 International Conference on Multimedia Computing and Systems (ICMCS), Marrakech, Morocco, 2014, pp. 1088-1094, doi: 10.1109/ICMCS.2014.6911384.

[22] V. H. Pakka, A Multi-Agent Scheduling Approach for Distributed Resources with Ramping Constraints in a Smart Microgrid Framework, doi: 10.2139/ssrn.4333444.

[23] H. R. Chamorro, and M.A. Rios, Hierarchical PSS control for smart transmission grids - A multiagents system approach, in 2013 IEEE Grenoble Conference (pp. 1-5). IEEE, doi: 10.1109/PTC.2013.6652082.

[24] F. Dörfler, M. R. Jovanović, M. Chertkov, and F. Bullo, Sparsity-Promoting Optimal Wide-Area Control of Power Networks, IEEE Transaction on Power Systems, 2014, 29(5), 2281-2291, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2304465.

[25] H. K. Nunna, A. Sesetti, A. K. Rathore, and S. Doolla, Multiagent-based energy trading platform for energy storage systems in distribution systems with interconnected microgrids. IEEE Transactions on Industry Applications, 2020, 56(3), 3207-3217, doi: 10.1109/TIA.2020.2979782 .

[26] L. Xionga, P. Li, Z. Wang e J. Wang, Multi-agent based multi objective renewable energy management for diversified community power consumers, Applied Energy, 2020, 259, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114140.

[27] U. Akram, M. Khalid, A coordinated frequency regulation framework based on hybrid battery-ultracapacitor energy storage technologies, IEEE Access, vol. 6, 2018, pp. 7310–7320, doi: 10.1109/ACCESS.2017.2786283.

[28] X. Wang, T. Zhao, A. Parisio, Frequency regulation and congestion management by Virtual Storage Plants, Sustainable Energy, Grids and Networks 29 (2022) 100586, doi: 10.1016/j.segan.2021.100586.

[29] G. Delille, B. François, G. Malarange, Dynamic frequency control support: A virtual inertia provided by distributed energy storage to isolated power systems, in IEEE PES ISGT Europe, Gothenberg, 2010, pp. 1–8, doi: 10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638887.

[30] J. Fang, Y. Tang, H. Li, X. Li, A battery/ultracapacitor hybrid energy storage system for implementing the power management of virtual synchronous generators, IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 33, no. 4, pp. 2820–2824, Apr. 2018, doi: 10.1109/TPEL.2017.2759256.

[31] F. Hafiz, A. R. d. Queiroz, P. Fajri e I. Husain, Energy management and optimal storage sizing for a shared community: A multi-stage stochastic programming approach, Applied Energy, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.11.080.

[32] Nguyen, T. L., A Control Strategy for Self-Sustained and Flexible DC Nanogrids, 2019, Technische Universitat Darmstadt.

