

Micro-réseaux multi-sources maillés isolés : équirépartition des puissances et synchronisation

Youssef Hennane^{a,b}, Jean-Philippe Martin^a, Abdelmajid Berdai^b, Serge Pierfederici^a, Farid Meibody-Tabar^a

^a Université de Lorraine, CNRS, LEMTA, F-54000 Nancy, France

^b LESE, Route d'El Jadida, km 7, BP : 8118, Oasis, Casablanca, Maroc

RESUME -L'équirépartition des puissances actives et réactives des sources connectées à des micro-réseaux isolés à un seul point de couplage commun (mono-PCC) auquel les charges sont également connectées a déjà fait l'objet de plusieurs études. Un taux élevé de pénétration des systèmes distribués de production à base d'énergies renouvelables a pour conséquence logique le développement et la mise en place de micro-réseaux multi-PCC. Dans cet article, une nouvelle méthode de synchronisation des systèmes de génération distribués pour un micro-réseau maillé îloté multi-PCC est proposée tout en assurant l'équirépartition de leurs puissances actives et réactives. Ensuite, un modèle d'état de l'ensemble du micro-réseau maillé est développé intégrant les générateurs avec leurs contrôleurs décentralisés, les lignes d'alimentation, les algorithmes de statisme et les charges dynamiques. Ce modèle est ensuite utilisé pour étudier la stabilité asymptotique et les propriétés de robustesse du système. Les résultats de simulation confirment l'efficacité des stratégies proposées pour la synchronisation des différents GED au micro-réseau et le contrôle de leurs puissances.

Mots-clés—Micro-réseaux multi-PCC maillés, système GED, équirépartition des puissances, Synchronisation.

1. INTRODUCTION

Une solution efficace pour réduire les émissions de gaz à effet de serre est d'augmenter la production d'énergie propre renouvelable en utilisant les unités de production d'énergie distribuées [1]. Dans les micro-réseaux avec un taux élevé de pénétration des générateurs distribués, l'intermittence d'énergie renouvelable peut provoquer l'instabilité du micro-réseau ou même du réseau principal lorsqu'il est connecté au micro-réseau. L'un des défis est de synchroniser et de connecter un générateur distribué à un micro-réseau îloté [2], [3], tout en assurant la fonctionnalité "plug and play" et en respectant le partage de la puissance active et réactive consommée entre les différentes unités de production distribuées.

Actuellement, la plupart des recherches portent sur le développement des stratégies de partage de puissance et de synchronisation dans les micro-réseaux basés sur le Droop control [4], [5], [6], [7], [8]. Cependant, les micro-réseaux considérés dans ces recherches n'ont qu'un seul point de couplage commun (PCC) reliant tous les systèmes de production à travers des convertisseurs et les charges via des lignes d'interconnexion. L'application de ces méthodes de synchronisation et de partage de puissance a été validée dans de nombreux travaux de recherche [9]. Mais dans un micro-réseau maillé, avec sources de production décentralisées et des charges connectées aléatoirement aux différents PCC, les méthodes

traditionnelles de synchronisation ainsi que les stratégies de partage de puissance sont moins efficaces. En effet, l'effet des impédances de ligne induit des couplages forts entre puissance actives et réactives ce qui ne permet plus une équirépartition des puissances réactives.

Peu de recherches ont porté sur les solutions qui concernent l'équirépartition des puissances actives et réactives dans les micro-réseaux multi-PCC. Dans ses travaux les auteurs proposent d'utiliser une communication bidirectionnelle [10] ou le droop control variable à l'aide d'une boucle de correction d'impédance virtuelle et une stratégie d'accélération de la convergence pour compenser le décalage crée par l'impédance des lignes d'alimentation afin de rendre le partage de l'énergie réactive précis [11].

Dans ce travail, un micro-réseau avec de multiples GED et des charges interconnectées avec des lignes d'alimentation, modélisé par des circuits RLC inspiré d'un IEEE 9bus test feeder Fig. 2, est considéré. Des stratégies adaptées de Droop control et de synchronisation sont proposées pour s'adapter à ce micro-réseau complexe afin d'assurer un partage précis d'énergie et assuré la fonction "plug and play" avec un contrôle de type droop modifié. En mode îloté, le premier GED connecté au micro-réseau impose la tension et la fréquence, puis pour chaque autre GED avant être connecté au micro-réseau, la stratégie de synchronisation proposée est appliquée avant son interconnexion.

Un modèle d'état de l'ensemble du micro-réseau maillé est développé en tenant compte des générateurs avec leurs contrôleurs décentralisés, les lignes d'alimentation, les algorithmes de droop et les charges.

Les tests de simulation et les résultats obtenus confirment l'efficacité des stratégies proposées et la validité du modèle mathématique développé.

2. STRATEGIE DE PARTAGE DE PUISSANCE DANS LES MICRO-RESEAUX MULTI-PCC MAILLES ISOLEES

La stratégie Droop traditionnelle imposant la pulsation électrique et la tension efficace d'un générateur distribué via les équations (1), (2) est efficace dans les microgrids avec un seul PCC Fig. 1 si nous ignorons l'effet de l'impédance des lignes d'alimentation [4].

En pratique, les micro-réseaux réels peuvent avoir plusieurs PCC, interconnectés par plusieurs lignes d'alimentation avec des impédances non négligeables. Dans ce papier, l'étude d'un tel micro-réseau est inspirée d'un feeder de test IEEE 9bus,

composé de deux GED et trois charges, interconnectés par des lignes RLC (Fig. 2).

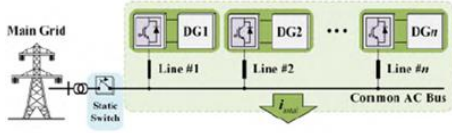


Fig. 1. Microgrid avec un seul PCC [4]

$$\omega_i = \omega_0 - m_i(P_i - P_{in}) \quad (1)$$

$$V_i = V_0 - n_i(Q_i - Q_{in}) \quad (2)$$

Avec P_i et Q_i sont les valeurs mesurées de la puissance active et réactive du $i^{\text{ème}}$ GED, P_{in} et Q_{in} sont leurs valeurs nominales, ω_n et V_n sont les valeurs nominales de la pulsation et de la tension du $i^{\text{ème}}$ GED, $\Delta\omega$ et ΔV sont les variations admissibles de la pulsation et de la tension, et m_i et n_i sont les coefficients de contrôle du statisme.

La méthode de partage de puissance active et réactive est basée sur un contrôle de statisme (Droop control) qui règle pour chaque GED, la fréquence et l'amplitude de tension au PCC associé en fonction des relations (1) et (2). Ce contrôle de statisme n'assure pas un partage efficace de la puissance réactive même dans les micro-réseaux mono-PCC à cause des impédances de ligne.

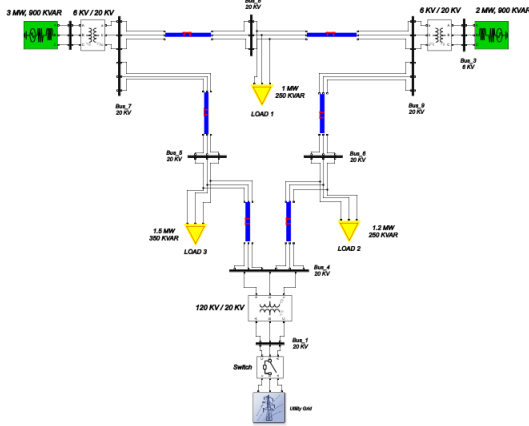


Fig. 2. IEEE 9bus test

Une stratégie de contrôle de statisme qui s'est avérée efficace pour le partage de puissance active et réactive dans les micro-réseaux mono-PCC est expliquée en (3) et (4). En appliquant cette stratégie au réseau complexe multi-PCC sur la Figure 2, et en considérant comme potentiel de référence, une des tensions des PCC du micro réseau maillé étudié, on obtient les résultats de simulation présentés sur les figures 3 et 4.

$$\delta_i = \int (K_a(\delta_{in} - \delta_L) - m_i(P_i - P_{in})).dt \quad (3)$$

$$V_i = \int (K_e(V_{in} - V_L) - n_i(Q_i - Q_{in})).dt \quad (4)$$

Le statisme angulaire proposé vise à contrôler indirectement la tension au PCC et sa phase pour qu'elle soit égale aux valeurs nominales (c'est-à-dire V_{in} et δ_{in}). Les intégrateurs ajoutés peuvent minimiser l'erreur statique entre le signal de retour et les valeurs nominales correspondantes. Si l'on choisit K_a et K_e identiques pour chaque générateur, on obtient un partage précis de la puissance active et réactive qui ne dépend plus de l'impédance du système et qui est insensible aux erreurs numériques et aux perturbations [9].

On peut remarquer que l'application de la méthode du statisme en (3) et (4) sur le micro-réseau sur (Fig. 2) conduit à un partage

parfait de la puissance active, mais au moment de la connexion du deuxième GED à 5s, un pic de puissance perturbatrice non acceptable se produit (Fig. 3). De plus, ces stratégies classiques ne garantissent pas un partage efficace de la puissance réactive (Fig. 4) en raison de la complexité du micro-réseau.

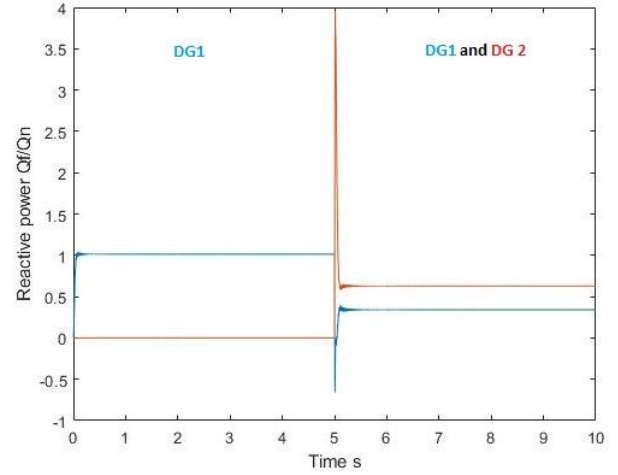


Fig. 3. Puissance réactive

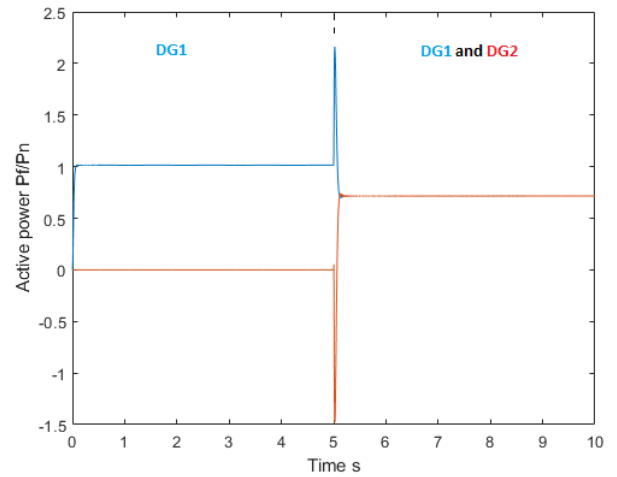


Fig. 4. Puissance active

Dans les micro-réseaux multi-PCC, chaque ligne d'alimentation reliant le $i^{\text{ème}}$ PCC au $j^{\text{ème}}$ PCC a une inductance non négligeable $\lambda_{i,j}$ et une résistance $\rho_{i,j}$. En raison de ce phénomène, la chute de tension de ligne entre ces deux PCC crée un couplage entre les puissances actives ($P_{i,j}$) et réactives ($Q_{i,j}$) échangées, selon la formule suivante :

$$\Delta V = \rho_{i,j} I_{i,j} \cos \varphi + j \lambda_{i,j} \omega I_{i,j} \sin \varphi = \frac{\rho_{i,j} P_{i,j} + j \lambda_{i,j} Q_{i,j}}{V_i} \quad (5)$$

Avec φ et la mesure du déphasage entre la tension appliquée et le courant du circuit

Pour obtenir un partage efficace de la puissance réactive dans ce type de micro-réseaux multi-PCC, l'équation de tension est modifiée en ajoutant un terme de découplage (voir l'équation (7)) supprimant le phénomène de couplage entre puissances active et réactive. Ce coefficient non linéaire, appelé J_i , est estimé à l'aide d'un régulateur PI, forçant l'annulation de l'erreur ε_i définie en (8).

En régime permanent, lorsque l'erreur ε_i tend vers zéro, le partage de la puissance réactive entre les GED est assuré.

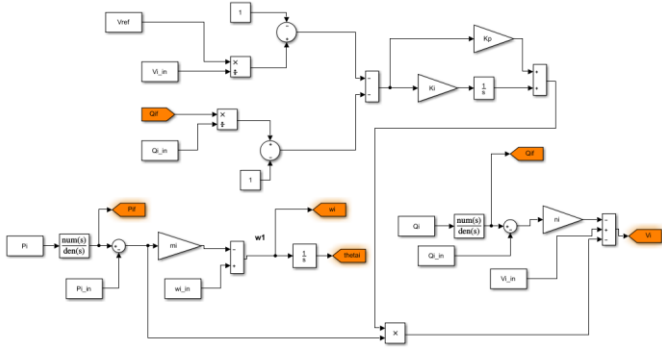


Fig.5. Réglage primaire

Cette approche permet le contrôle primaire de la tension de $i^{\text{ème}}$ GED Fig.5, quel que soit le point de fonctionnement des charges. Il est à noter que V_{ref} est un potentiel de référence correspondant à une des tensions des PCC du micro réseau maillé étudié servant de nœud pilote et dont la tension nominale est appelée V_n .

$$\omega_i = \omega_0 - m_i(P_i - P_{in}) \quad (6)$$

$$V_i = V_0 - n_i(Q_i - Q_{in}) - J_i(P_i - P_{in}) \quad (7)$$

Avec : $J_i = K_p \varepsilon_i + K_i \int \varepsilon_i dt$

$$\varepsilon_i = \left[-\left(\frac{V_{ref}}{V_n} - 1\right) - \left(\frac{Q_i}{Q_{in}} - 1\right) \right] \quad (8)$$

En absence d'information sur V_{ref} le coefficient J est mis à 0 et nous retombons sur le droop classique

3. SYNCHRONISATION DES GED AU MICRO-RESEAU MULTI-PCC MAILLE ISOLE

En raison de la complexité du micro-réseau et de l'intermittence des énergies renouvelables, les GED se connectent et se déconnectent fréquemment du micro-réseau, une synchronisation rapide et efficace est donc nécessaire.

Pour réaliser la synchronisation du $i^{\text{ème}}$ GED au $i^{\text{ème}}$ PCC, l'amplitude, la fréquence et la phase de $i^{\text{ème}}$ PCC $U_{pcc}(\theta_{pcc}, \omega_{pcc})$ doivent être les mêmes que celle du $i^{\text{ème}}$ GED $V_{DG}(\theta_{DG}, \omega_{DG})$ ou suffisamment proches [2].

Pour obtenir une synchronisation rapide et efficace du $i^{\text{ème}}$ GED sur la MicroGrid, les erreurs entre les fréquences, les amplitudes et les phases des deux côtés (le $i^{\text{ème}}$ GED et le $i^{\text{ème}}$ PCC) sont utilisées. Pour forcer la mise à zéro de ces erreurs en ajoutant seulement pendant l'intervalle de synchronisation un contrôleur intégrateur pur aux équations de contrôle du $i^{\text{ème}}$ GED (9) et (10).

Pour la synchronisation de fréquence et de phase, les intégrateurs purs sont ajoutés uniquement pendant l'intervalle de synchronisation à l'équation de contrôle de statisme de fréquence comme indiqué dans (9), et pour la synchronisation de tension, l'intégrateur pur est ajouté uniquement pendant l'intervalle de synchronisation à l'équation de contrôle de statisme de tension comme indiqué dans (10).

$$\omega_i = \omega_0 - m_i(P_i - P_{in}) + K_{ai} \int (\omega_{pcc} - \omega_{DGi}) - K_{bi} \int (\theta_{DGi} - \theta_{pcc}) \quad (9)$$

$$V_i = V_0 - n_i(Q_i - Q_{in}) - J_i(P_i - P_{in}) - K_{ei} \int (V_{DGi} - V_{pcc}) \quad (10)$$

4. MODELISATION DU SYSTEME

A cause de l'interaction dynamique entre les GED et les charges, la stabilité des micro-réseaux est fortement influencé. Donc, pour une étude future de stabilité et de robustesse du système, une modélisation mathématique complète du système est réalisée dans cette section.

4.1. Modèle espace-état d'un générateur distribué (GED) :

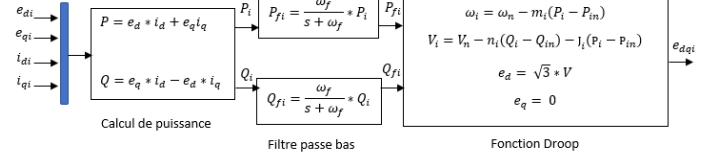


Fig.6. Schéma synoptique décrivant le Droop control

Afin de formuler les équations décrivant un système GEDi, un schéma synoptique équivalent est représenté au Fig.5.

4.2. Calcul de puissance :

Comme le montre la figure 6., les tensions et les courants de sortie mesurés sont utilisés pour calculer les puissances actives et réactives instantanées à l'aide des équations (8.1) :

$$P_i = e_{di} * i_{di} + e_{qi} i_{qi}$$

$$Q_i = e_{qi} * i_{di} - e_{di} * i_{qi} \quad (8.1)$$

4.3. Filtre passe-bas :

Pour obtenir les valeurs moyennes P_{fi} et Q_{fi} Les puissances instantanées passent par un filtre passe-bas de premier ordre en (8.2), avec ω_f représentant sa fréquence de coupure du filtre.

$$\frac{d}{dt} P_{fi} = \omega_f (P_i - P_{fi})$$

$$\frac{d}{dt} Q_{fi} = \omega_f (Q_i - Q_{fi}) \quad (8.2)$$

4.4. DROOP CONTROL

La méthode de partage de la puissance active et réactive est basée sur le contrôle du statisme en (9) et (10) suivant les relations (8.3) :

$$\omega_i = \omega_n - m_i(P_{fi} - P_{in})$$

$$V_i = V_n - n_i(Q_{fi} - Q_{in}) - J_i(P_{fi} - P_{in}) \quad (8.3)$$

Avec : $m_i = \frac{\Delta\omega}{P_{in}}$, $n_i = \frac{\Delta V}{Q_{in}}$, $J_i = K_p \varepsilon_i + K_i \int \varepsilon_i dt$

$$\text{Et } \varepsilon_i = \left[-\left(\frac{V_{ref}}{V_n} - 1\right) - \left(\frac{Q_{fi}}{Q_{in}} - 1\right) \right]$$

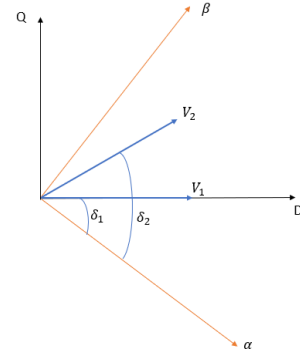


Fig.7. Transformation du référentiel.

Les équations d'état sont représentées sur le référentiel d'un des GED concernés. Ce référentiel est considéré comme le

référentiel commun. Les équations de tous les GED sont exprimées dans ce référentiel commun en utilisant la technique de transformation décrite dans Fig.7. En régime permanent, les fréquences du système sont les mêmes (c'est-à-dire $\omega_i = \omega_j = \omega_{com}$)

GED1 :

$$\begin{cases} (e_{d1}) = P(-\delta_1) \cdot \begin{pmatrix} V_{\alpha 1} \\ V_{\beta 1} \end{pmatrix} \\ (e_{q1}) = \begin{pmatrix} \cos \delta_1 & \sin \delta_1 \\ -\sin \delta_1 & \cos \delta_1 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \sqrt{3} \cdot V_1 \cdot \cos \delta_1 \\ \sqrt{3} \cdot V_1 \cdot \sin \delta_1 \end{pmatrix} \\ (e_{q1}) = \begin{pmatrix} \sqrt{3} \cdot V_1 \\ 0 \end{pmatrix} \end{cases} \quad (8.4)$$

GED2 :

$$\begin{cases} (e_{d2}) = P(-\delta_1) \cdot \begin{pmatrix} V_{\alpha 2} \\ V_{\beta 2} \end{pmatrix} \\ (e_{q2}) = \begin{pmatrix} \cos \delta_1 & \sin \delta_1 \\ -\sin \delta_1 & \cos \delta_1 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \sqrt{3} \cdot V_2 \cdot \cos \delta_2 \\ \sqrt{3} \cdot V_2 \cdot \sin \delta_2 \end{pmatrix} \\ (e_{q2}) = \begin{pmatrix} \sqrt{3} \cdot V_2 \cdot \cos(\delta_2 - \delta_1) \\ \sqrt{3} \cdot V_2 \cdot \sin(\delta_2 - \delta_1) \end{pmatrix} \end{cases} \quad (8.5)$$

4.5. Structure et modélisation du microgrid :

La figure 8 montre un micro-réseau inspiré test feeder IEEE 9bus légèrement différent du micro-réseau utilisé pour tester les stratégies d'équirépartition et de synchronisation en section 2 et 3 par ce que c'est plus intéressant de faire une analyse de stabilité en présence des charges CPL. Le micro-réseau est composé de deux GED alimentent une charge CPL, trois charges RL interconnectés par des lignes électriques RLC pour présenter un type réel de micro-réseau.

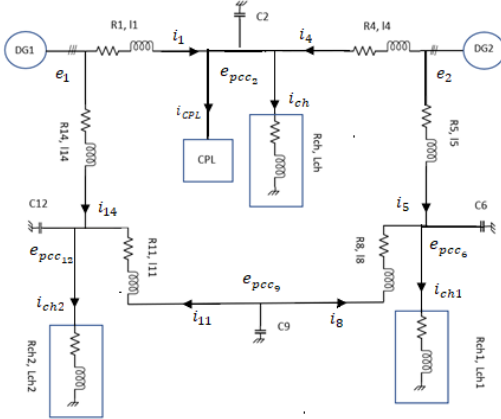


Fig.8. IEEE 9bus test feeder

4.6. Modèle des lignes :

Les équations (8.6) présentent un modèle de réseau de N lignes d'alimentation, connectent N GED à N point de couplage commun (PCC) placé aléatoirement d'un micro-réseau.

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} i_{di} &= \frac{1}{L_i} \Delta e_{djk} - \frac{r_i}{L_i} i_{di} + \omega_{com} i_{qi} \\ \frac{d}{dt} i_{qi} &= \frac{1}{L_i} \Delta e_{qjk} - \frac{r_i}{L_i} i_{qi} - \omega_{com} i_{di} \end{aligned} \quad (8.6)$$

With $\Delta e_{d,qjk} = (e_{d,qj}^* - e_{d,qk}^*)$, $e_{d,qj}^* \in \{e_{d,qj}, e_{pcc,d,qj}\}$

4.7. Modèle des charges :

La batterie de condensateurs permet de formuler les tensions PCC en fonction d'autres variables d'état. Les équations d'état du PCC peuvent être écrites sous la forme (8.7) :

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} e_{pccd_i} = \frac{1}{C_{pcci}} \left(\sum i_{Di} - i_{CHDi} - i_{CPLDi} \right) + \omega_{com} \cdot e_{pccq_i} \\ \frac{d}{dt} e_{pccq_i} = \frac{1}{C_{pcci}} \left(\sum i_{Qi} - i_{CHQi} - i_{CPLQi} \right) - \omega_{com} \cdot e_{pccd_i} \end{cases} \quad (8.7)$$

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} i_{CHDi} = \frac{1}{L_{CHi}} (e_{pccd_i} - r_{ch} \cdot i_{CHDi}) + \omega_{com} \cdot i_{CHQi} \\ \frac{d}{dt} i_{CHQi} = \frac{1}{L_{CHi}} (e_{pccq_i} - r_{ch} \cdot i_{CHQi}) - \omega_{com} \cdot i_{CHDi} \end{cases} \quad (8.8)$$

Avec R_{ch} et L_{ch} représentent la résistance et l'inductance de la charge RL et i_{CPLD} et i_{CPLQ} sont le courant d'entrée de la charge CPL.

Les équations de la charge CPL sont :

$$\begin{aligned} e_{CPLDQi} &= \begin{pmatrix} e_{pccd_i} & e_{pccq_i} \\ e_{pccq_i} & -e_{pccd_i} \end{pmatrix} \\ i_{CPLDQi} &= (e_{CPLDQi})^{-1} \cdot \begin{pmatrix} P_{ci} \\ Q_{ci} \end{pmatrix} \end{aligned} \quad (8.9)$$

Où i_{CPLDQi} le courant représentant la puissance constante consommée P_{ci} , Q_{ci}

5. VALIDATION PAR SIMULATION

Pour valider l'efficacité des stratégies proposées en sections 2 et 3 pour la synchronisation et l'équirépartition, le micro-réseau multi-PCC (Fig. 2) est modélisé en utilisant la toolbox Simscape de Matlab/Simulation.

GED1 et GED2 sont formé avec deux sources de tensions contrôlables Fig. 9, connectées à deux PCC distincts et contrôlées avec les stratégies du droop modifié décrit par les équations (9) et (10). Les paramètres principaux sont listés dans le tableau 1.

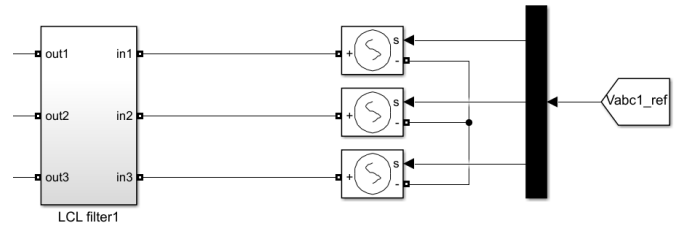


Fig.9. Source de tension contrôlable

plus élevé de GED, même si les résultats ne sont pas présentés.

Lines	Resistance (Ω)	Inductance (mH)	capacitance (μ F)	Points of connections
Line 1	0.63	7.14	205	Bus 8- Bus 7
Line 2	2.55	11.4	230	Bus 5- Bus 7
Line 3	0.63	7.14	205	Bus 8- Bus 9
Line 4	2	7	180	Bus 9- Bus 6
Line 5	1.7	7.6	153.4	Bus 4- Bus 5
Line 6	1.7	7.6	153.4	Bus 4- Bus 6
Sources and loads	Active power (Mw)	Reactive power (Mvar)	Phase to pahse voltage (kV)	Point of connection
Source 1	3	0.9	6	Bus 7
Source 2	2	0.9	6	Bus 9
Load 1	1.5	0.35	20	Bus 5
Load 2	1.2	0.25	20	Bus 6
Load 3	1	0.25	20	Bus 8

TABLE I: PARAMETERS

Ces simulations sont réalisées pour valider l'efficacité des stratégies de synchronisation et du partage de puissance proposées dans les relations (9) et (10). Le première GED impose à 0 s la fréquence du micro-réseau également que les tensions des différents PCC. Le deuxième générateur est synchronisé pendant l'intervalle [1 s ~ 5 s], et connecté au micro-réseau à 5 s. Les figures 10 et 11 montrent respectivement l'évolution de la puissance active et de la puissance réactive.

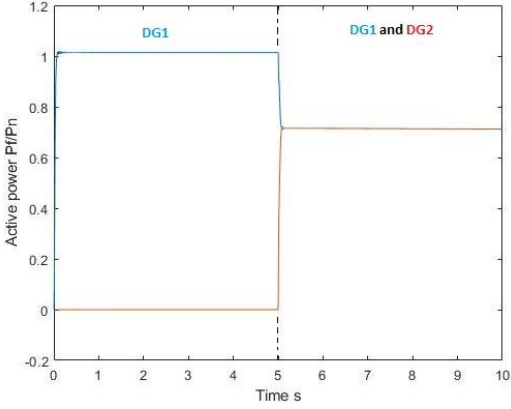


Fig.10. Puissance active

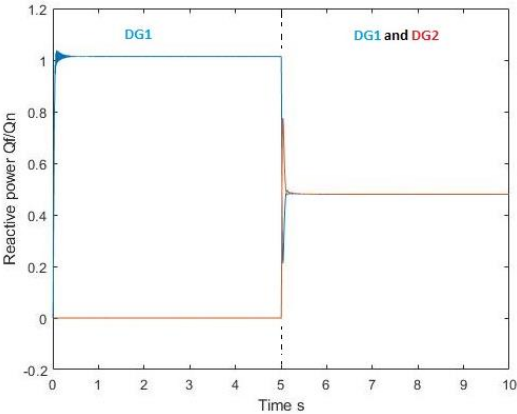


Fig.11. Puissance réactive

Le partage de la puissance active et de la puissance réactive sont parfaitement assuré en régime permanent sans être affecté par la procédure de synchronisation. De plus, les pics de puissance sont annulés pendant l'état transitoire suite à l'interconnexion de la deuxième GED au micro-réseau. Il est à noter que ces performances sont maintenues avec un nombre

Pour vérifier la validité de la modélisation développée en section 4. Une simulation est réalisée en appliquant le droop modifier en (9) et (10) au même temps et sous les mêmes conditions sur le modèle Simscape et le modèle mathématique sur Matlab.

Pour distinguer s'il y a une différence fig. 12 et 13 montrent les évolutions des puissance active et réactive des deux modèles sur la même figure à la fois.

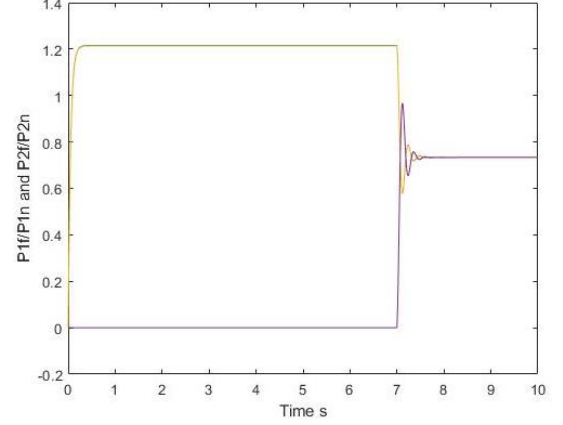


Fig.12. Puissance active

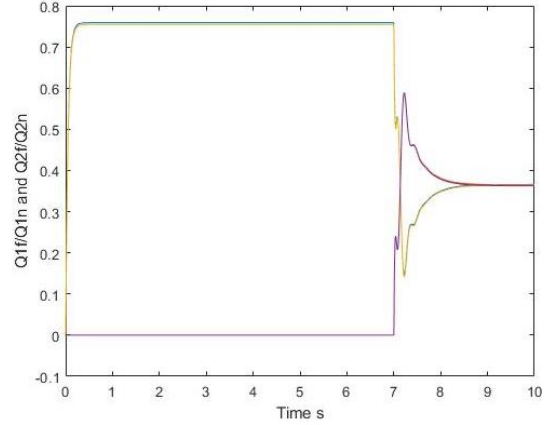


Fig.13. Puissance réactive

On peut constater que les évolutions des puissances active et réactive dans les deux modèles sont les mêmes, ce qui montre la validité du modèle proposé en section 4.

Afin de vérifier la robustesse des stratégies de partage de l'énergie proposées par rapport aux fortes variations de charge et aux perturbations, dans cette simulation, A 0 s, le premier DG établit la fréquence du micro-réseau et les tensions du PCC tandis que la charge RL est connectée à son PCC. Ensuite, le deuxième DG est interconnecté à 5 s au micro-réseau après avoir été synchronisé de 1 s à 5 s. A 8 s, la deuxième charge RL est également connectée, en appliquant un échelon de charge positif élevé au micro-réseau. Finalement à 11 s la charge CPL et aussi connecté au micro-réseau pour voir son effet sur l'équirépartition de la puissance active et réactive.

Grâce à la stratégie modifiée de contrôle du statisme donnée par (9) et (10), le partage de la puissance active et la puissance réactive sont assurés Fig. 14 et 15. La convergence de la puissance réactive des deux GED dans des conditions de charge différentes est vérifiée de manière convaincante Fig. 15.

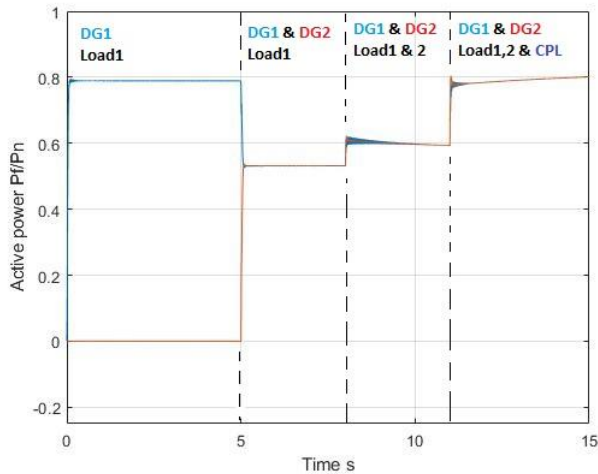


Fig.14. Puissance active

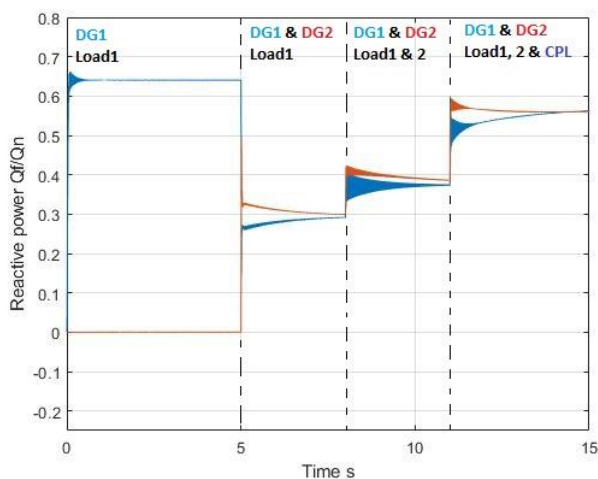


Fig.15. Puissance réactive

6. CONCLUSION

Une stratégie améliorée de Droop control est proposée qui permet d'assurer un partage maîtrisé de la puissance active et réactive dans un micro-réseau multi-PCC maillé isolé. Seule la mesure de tension efficace en un nœud pilote du microgrid est nécessaire à son implantation. Une technique de synchronisation est également introduite pour la connexion des GED aux micro-réseaux. La technique proposée permet une connexion correcte sans dépassement de puissance important lors d'états transitoires. De plus, la stratégie de contrôle de statisme proposée avec sa technique de synchronisation est conforme à un fonctionnement "plug and play" et ne nécessite pas la connaissance à priori de la structure et des paramètres du microgrid. Un modèle mathématique du système complet a été proposé permettant de réaliser des études de stabilité et de robustesse.

7. REFERENCES

[1] W. E.-K. e. M. Salama, «Distributed generation technologies, definitions and benefits,» *Electric*

Power Systems Research, vol. 71, n° %12, p. 119–128, 2004.

- [2] L. H. e. H.-P. N. L. Zhang, «Power-Synchronization Control of Grid-Connected Voltage-Source Converters,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 25, n° %12, pp. 809-820, 2010.
- [3] Z. X. L. F. Z. D. S. R. N. H. e. C. W. X. Haizhen, «Synchronization strategy of microgrid from islanded to grid-connected mode seamless transfer,» chez *IEEE International Conference of IEEE Region 10*, Xi'an, 2013.
- [4] M. A. B. R. L. J. H. e. M. K. U. B. Tayaba, «A review of droop control techniques for microgrid,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 76, pp. 717-727, 2017.
- [5] L. H. e. L. Z. X. Xiaofei, «Research on new algorithm of droop control,» chez *Chinese Control And Decision Conference (CCDC)*, Shenyang, 2018.
- [6] X. H. J. Y. J. W. M. S. e. J. M. G. H. Han, «Review of Power Sharing Control Strategies for Islanding Operation of AC Microgrids,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, n° %111, pp. 200-215, 2016.
- [7] K. W. J. Q. L. H. G. L. e. X. W. X. Huang, «Decentralized Control of Multi-Parallel Grid-Forming DGs in Islanded Microgrids for Enhanced Transient Performance,» *IEEE Access*, vol. 7, pp. 17958 - 17968, 2019.
- [8] B. F. J. D. Q. Y. e. W. L. J. Peng, «Adaptive decentralized output-constrained control of single-bus DC microgrids,» *IEEE/CAA Journal of Automatica Sinica*, vol. 6, pp. 424 - 432, 2019.
- [9] A. S. F. S. J.-P. M. S. P. Hassan Moussa, «Optimal angle droop power sharing control for autonomous microgrid,» chez *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Montreal, 2015.
- [10] F. Z. H. S. Y. Zhu, «Accurate power sharing strategy for complex microgrid based on droop control method,» chez *IEEE ECCE Asia Downunder*, Melbourne, 2013.
- [11] F. Z. e. H. S. Y. Zhu, «Accurate power sharing strategy for complex microgrid based on droop control method,» chez *IEEE 10th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, Xi'an, 2019.