

Analyse et validation d'un émulateur de système hybride SOFC/GT au biogaz

Sylvain BAUDOIN^{1,2,3}, Ionel VECHIU¹, Haritza CAMBLONG^{1,2}, Jean-Michel VINASSA³, Linda BARELLI⁴
¹ESTIA, Bidart, France – ²Univ. du Pays Basque, San Sebastian, Espagne – ³Univ. Bordeaux (IMS), Talence, France –
⁴Univ. De Perugia, Italie

RESUME –Le monde rural dispose d'une ressource renouvelable souvent peu exploitée : les déchets organiques. Le biogaz obtenu par la transformation de cette ressource d'énergie primaire peut être valorisée par un système hybride de type pile à combustible et turbine à gaz (SOFC/GT) afin d'obtenir un rendement électrique important. Cependant, les démonstrateurs de ce type de système sont peu nombreux et les données expérimentales rares. Afin d'approcher le fonctionnement d'un système réel, le travail proposé ici consiste à réaliser l'émulation d'un modèle du système hybride SOFC/GT. Ceci permettra d'étudier le comportement de cette source hybride émulée dans un micro-réseau réel.

Mots-clés— Modélisation, SOFC, microturbine, réseau rural, micro-réseau, biogaz

1. INTRODUCTION

Ces dernières années pour des raisons liées aux facteurs environnementaux, à la sécurité, aux ressources fossiles limitées mais aussi à l'augmentation de la demande, on assiste à un fort développement des sources d'énergies renouvelables (SER). L'intégration des SER au réseau est une question cruciale pour le réseau électrique de demain. Toutefois, des contraintes techniques, principalement liées à la stabilité du réseau et la qualité de l'énergie soulèvent des questions sur la fiabilité d'un tel système de génération. Ceci est en partie dû au fait que les SER ont été considérées comme complémentaires aux unités de production centralisées actuelles, avec un faible niveau de contrôlabilité pour la partie transport / distribution. Le résultat est un réseau de distribution surtout passif et peu flexible, sans capacité d'isolement qui permettrait de continuer à exploiter une partie du réseau lorsque des défauts apparaissent sur le réseau principal. C'est pourquoi, une solution adaptée pour une meilleure intégration des SER serait de partager le réseau de distribution en petite cellules de type micro-réseau (MR) (Figure 1) [1]. Cette solution permettrait également d'exploiter et de consommer localement l'énergie provenant des ressources à proximité.

Les zones rurales, souvent distantes du réseau électrique principal et ayant accès facilement à des sources d'énergies renouvelables, sont particulièrement adaptées aux déploiement de micro-réseaux. Les zones agricoles disposent notamment d'une ressource d'énergie renouvelable particulière : le biogaz obtenu par dégradation des déchets organiques. Comparativement à la production d'énergie intermittente des

SER comme l'éolien et le photovoltaïque, l'exploitation du biogaz, qui provient de déchets, est plus aisément prévisible. En outre, son énergie est stockable en amont sous forme de gaz, ce qui rend la production d'électricité constante et contrôlable. De ce fait, cette énergie est très intéressante pour contribuer à la stabilité d'un MR.

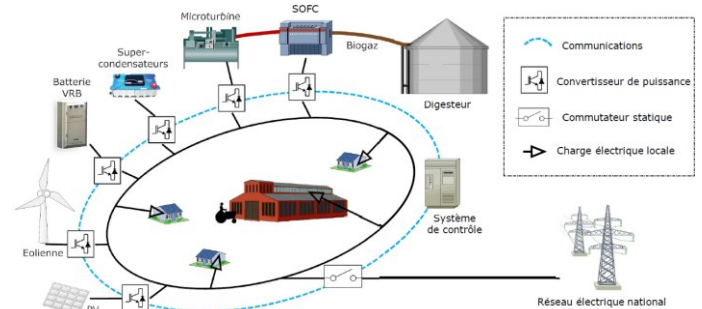


Fig.1 Exemple de micro-réseau électrique rural

Il existe de nos jours de multiples modes de valorisation du biogaz. De par ses nombreux atouts dont un très bon rendement électrique, la pile à combustible SOFC (Solid Oxide Fuel Cell) est une technologie d'avenir adaptée à la valorisation électrique du biogaz. En combinant cette technologie avec une microturbine (MT), des rendements électriques supérieurs à 70% sont même envisageables [2]. Ce système hybride est de nos jours le mode de valorisation du biogaz le plus performant pour la production d'électricité [3]. Un autre avantage de ce système est qu'il génère très peu de polluants atmosphériques comparé aux moyens conventionnels de cogénération [4].

Le rendement électrique des cogénérations est un critère important dans les projets de méthanisation. De nos jours en France, un tel projet est économiquement viable seulement s'il existe un besoin en chaleur important à proximité de la centrale. En effet, les différents types de cogénérations au biogaz actuels produisent en moyenne la moitié de leur puissance totale en chaleur, et leur rendement électrique dépasse rarement les 40% [5]. De plus, la législation française pénalise les projets où la chaleur produite n'est pas valorisée [6]. L'industrialisation d'une cogénération avec un fort rendement électrique, tel que le système SOFC/GT, pourrait donc permettre la réalisation de nombreux nouveaux projets de méthanisation.

Cependant, il s'agit d'un système relativement récent sur lequel très peu d'expérimentations ont été menées. Afin de pouvoir étudier son comportement dynamique dans un contexte micro-réseau, nous exposerons dans le présent article les différentes étapes permettant l'émulation du système. L'objectif principal de l'article consiste à valider le modèle de la source et définir les limites de l'émulation.

Dans un premier temps, les différents systèmes composant le générateur hybride seront décrits et modélisés. Les résultats de la simulation seront ensuite comparés avec des données expérimentales disponibles dans la littérature. Enfin l'émulation du modèle, réalisé à l'aide d'un système temps réel combiné avec un amplificateur de puissance, sera présentée.

2. MODÉLISATION DU SYSTÈME HYBRIDE SOFC/GT

2.1. Description générale du système

Un système hybride SOFC/GT utilise le même cycle gazeux pour générer de l'électricité via deux générateurs différents: une pile à combustible SOFC et une micro-turbine. Contrairement au cycle de Rankine (récupérant la chaleur d'un fluide primaire grâce à un fluide organique secondaire), ce système hybride n'est pas séparable, car le cycle des gaz de la turbine est le même que celui de la pile (Figure 2). Ceci confère à ce système hybride un effet synergétique, c'est à dire que la combinaison des deux éléments ensemble est plus performante que s'ils étaient séparés.

Les gaz (méthane et air) sont comprimés afin que la SOFC ait un meilleur rendement électrique. Le méthane (principal composant du biogaz) est transformé en dihydrogène dans un compartiment proche de l'anode de la SOFC (Figure 3), grâce à sa haute température de fonctionnement (environ 800°C). Cette configuration, appelée reformage interne, présente un bénéfice sur le rendement électrique global [7]. La SOFC génère de l'électricité par une réaction électrochimique entre le dihydrogène formé en anode et le dioxygène provenant de l'air comprimé injecté dans la cathode.

Afin d'améliorer le rendement global du système, les gaz chauds qui s'échappent de la turbine préchauffent le méthane et l'air comprimé grâce à des échangeurs de chaleur (Figure 2). Après ce préchauffage, les gaz échappés ont toujours une énergie thermique importante, et peuvent servir à un réseau local de chaleur pour les consommateurs à proximité.

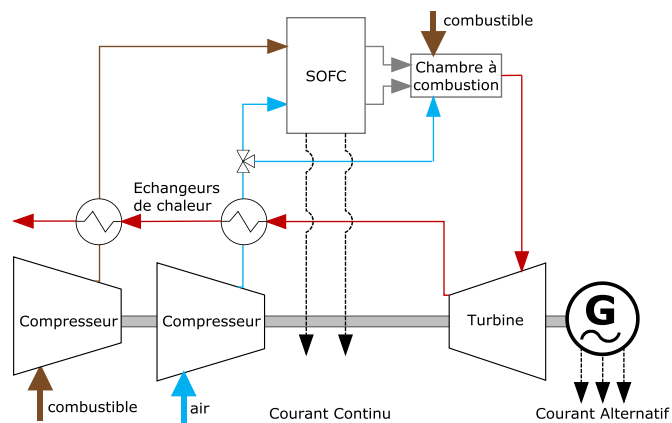


Fig.2 Représentation schématique simplifiée du système hybride SOFC/GT

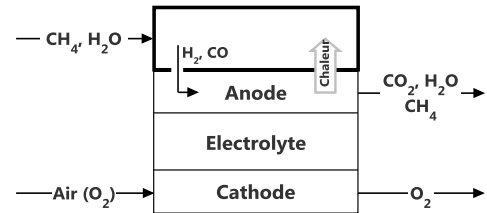


Fig.3 Flux des principaux gaz d'une SOFC à reformage interne indirect

Tous les gaz n'ayant pas réagis dans la pile sont brûlés dans une chambre à combustion pour alimenter la turbine. Le combustible, c'est à dire le biogaz, peut également alimenter directement la chambre à combustion. Ainsi, la microturbine peut répondre à des variations de puissance indépendamment de la pile.

La vitesse de rotation de la microturbine étant importante, un générateur synchrone à aimants permanents à grande vitesse (GSAP) est choisi comme générateur. D'autre part, une microturbine opère à vitesse variable afin d'optimiser son rendement à charge partielle. Par conséquent, un redresseur est nécessaire pour convertir le courant alternatif à haute fréquence généré en courant continu.

2.2. Remarques sur la modélisation

La modélisation de ce système a fait l'objet d'un précédent article [8]. Chacun des composants du système hybride a été modélisé, et une attention particulière a été portée sur les échangeurs de chaleurs. La différence majeure du modèle présenté ici par rapport au modèle initial est l'ajout d'un GSAP et d'un redresseur. Comme le présent article s'attache à étudier le comportement du système dans un réseau électrique, nous nous attacherons ici uniquement aux systèmes et aux interactions ayant un impact sur la dynamique des signaux électriques générés. Ces systèmes et interactions, modélisés dans les sections qui suivent, sont schématisés dans la Figure 4.

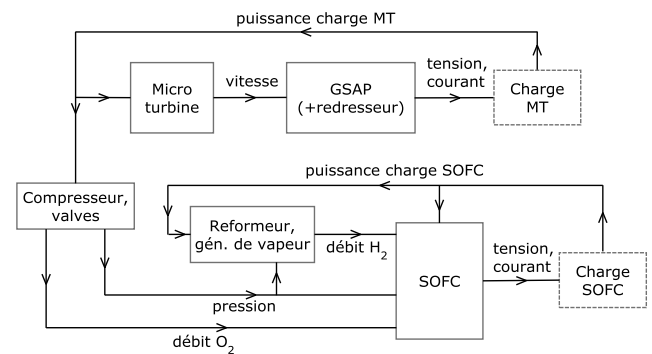


Fig.4 Schéma des interactions entre les composants du système modélisés

Les composants ont été dimensionnés pour une puissance électrique totale de 120 kW générée dans les conditions nominales. Cette valeur s'inscrit dans la gamme de puissance moyenne des projets de méthanisation à la ferme [9].

Le modèle est principalement composé d'une microturbine associée à un GSAP de 30kW, d'une pile à combustible SOFC de 90kW, d'un reformeur et d'un générateur de vapeur modélisant le délai nécessaire à la conversion du méthane en hydrogène.

Le modèle du système suppose que la quantité de combustible disponible n'est pas limitée. En effet, dans le cas de la méthanisation, le biogaz peut être stocké en amont du système SOFC/GT en grande quantité. Nous pouvons donc considérer que la quantité de gaz en entrée du système est infinie.

Une limitation importante du modèle est que seule la microturbine peut fonctionner à charge partielle (voir section 2.5). La charge de la SOFC est fixée à sa valeur nominale (90kW). Les autres hypothèses du modèle sont décrites en [8].

2.3. Microturbine (MT)

Le modèle de la MT est basé sur les données expérimentales de la microturbine Capstone C30 [10]. La fonction de transfert qui relie la vitesse de rotation (sortie) à la puissance de la charge (entrée) est représentée par une fonction de transfert du 1^{er} ordre (1).

$$G(s) = \frac{\mu}{1 + \tau s} \quad (1)$$

Le gain μ est calculé en fonction des données expérimentales représentant la vitesse de rotation de la MT en fonction de différents pas de charges. L'interpolation polynomiale de ces données (Figure 5) a permis d'obtenir l'équation du gain en fonction de la puissance de la charge (2).

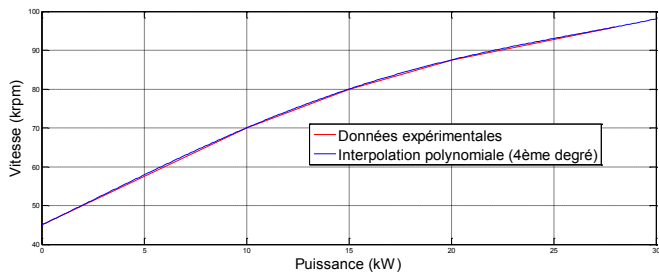


Fig.5 Vitesse de rotation de la microturbine en fonction de la puissance de sa charge

$$\mu = 6.2e^{-5}x^4 - 3.6e^{-3}x^3 + 0.028x^2 + 2.5x + 45 \quad (2)$$

x étant la puissance instantanée de la charge connectée à la microturbine.

D'après les courbes expérimentales, la constante de temps τ varie autour de 10s en fonction des pas de charges. Par simplification, cette constante est fixée à 10s dans cette étude. Dans la Figure 6, cette modélisation est comparée aux données expérimentales de la Capstone C30 lors de pas de charges de 10kW entre une charge maximale et minimale (30 et 0kW). La courbe obtenue en simulation est assez proche de la courbe expérimentale pour les mêmes conditions de charge. Il y a cependant écart notable pour le dernier pas de charge (20 à 30kW) alors que le même pas de charge initial (de 30 à 20kW) donne un résultat proche de l'expérimentation. Cette différence peut venir du fait que l'état de charge initial est différent. De plus, la courbe expérimentale représentée sur la figure provient de mesure dont l'échantillonnage est relativement faible. Ce manque de précision peut accentuer l'écart entre les courbes.

Initialement, les auteurs du modèle [8] calculaient ces constantes en fonction de la moyenne du pas de charge et de la différence entre la valeur finale et initiale. Ces paramètres étaient calculés pour chaque pas de charge, et nécessitait que celui-ci soit idéal. Cette nouvelle méthode de calcul décrite dans le présent article permet d'exécuter le modèle en temps réel et pour tout type de variation de charge.

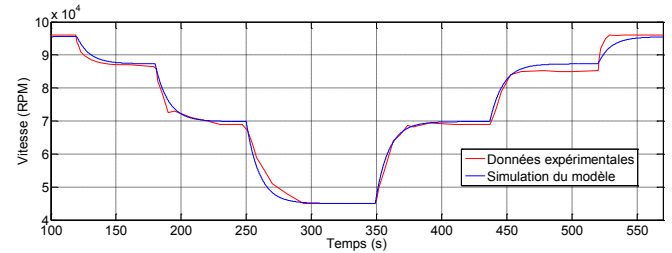


Fig.6 Vitesse de rotation de la microturbine lors de pas de charges de 10kW

Le modèle du GSAP est celui de *Matlab/Simpowersystems*. Les paramètres du moteurs ont été choisis pour qu'il génère une puissance nominale de 30kW à une vitesse de 96000 tours/min [11], à l'instar de la Capstone C30 [12]. Le GSAP est commandé en vitesse. Celle-ci est la sortie du modèle de la microturbine décrit ci-dessus.

Le modèle du générateur est connecté à un redresseur de type pont à diode de *Matlab/Simpowersystems* pour convertir le courant alternatif en courant continu.

La tension du bus à courant continu (CC) en sortie redresseur est régulée à 760V [13]. La stratégie de commande, schématisée dans la Figure 7, a pour but de maintenir la tension V du bus à CC à sa valeur de référence V_{ref} en régulant les débits de gaz en entrée de la chambre à combustion (CaC). Cette régulation est déjà réalisée dans l'ensemble du système commercial de la microturbine C30 [7]. Les documents fournis par les constructeurs ne précisent pas la méthode de régulation ni les paramètres du correcteur. Nous nous attacherons donc à obtenir les mêmes résultats que les courbes expérimentales de la tension [10]. Le but ici n'est donc pas d'optimiser la stratégie de commande, mais de la modéliser le plus fidèlement possible au système réel.

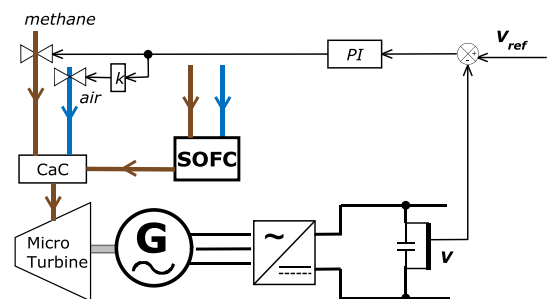


Fig.7 Schéma de la régulation en tension de la microturbine

La commande est appliquée au modèle de la MT. La dynamique des gaz, dont le débit est retardé par l'action des valves (Figure 7), est déjà implicitement prise en compte dans le modèle de la MT.

2.4. La pile à combustible SOFC

2.4.1. Reformage

Le reformage est la transformation du méthane en dihydrogène, combustible de la pile. La modélisation du reformage d'une SOFC est importante à prendre en compte dans le modèle global car sa dynamique est lente par rapport aux autres processus. En effet, le temps de réponse électrique (vitesse pour laquelle la réaction électrochimique est capable de réagir à une variation de charge) est généralement rapide (0.8s [14]) ; alors que le temps de réponse dû aux réactions chimiques dans le reformeur (temps pour lequel la pile modifie les paramètres de la réaction chimique face à un changement de débits des réactifs) est plus long (5s [15]).

Le modèle du reformeur prend en compte les délais des fluides gazeux dus aux valves régulant les débits. Une fonction de transfert du 2nd ordre est implémentée pour calculer le débit du méthane q_{CH_4} en fonction de celui du dihydrogène q_{H_2} (3). Le rapport de conversion du méthane en hydrogène (CV) est égale à 4, et les constantes de temps τ_1 et τ_2 sont égales à 2s [16].

$$\frac{q_{H_2}}{q_{CH_4}} = \frac{CV}{\tau_1 \cdot \tau_2 \cdot s^2 + (\tau_1 + \tau_2) \cdot s + 1} \quad (3)$$

Plusieurs techniques de reformage existent pour réaliser cette transformation. Mais une seule est vraiment utilisée et bien connue: la réaction de vapo-reformage, connu sous le nom de "Methane steam reforming" [17]. Cette transformation présente le meilleur rendement de production d'hydrogène. Comme son nom l'indique, cette technique nécessite de générer de la vapeur d'eau. En fonction de la puissance demandée à la pile, il faut consommer plus ou moins de dihydrogène et la production de vapeur varie en conséquence. La modélisation de ce délai introduit par le générateur de vapeur est réalisé dans une précédente étude [8]. Le modèle du générateur de vapeur, sera donc intégré dans le modèle global afin de représenter son délai introduit dans le débit de méthane lorsque celui-ci varie.

2.4.2. SOFC

Une fois la dynamique de la transformation du méthane modélisée, les pressions et débits des gaz présents dans la pile doivent être connus afin de modéliser le système global.

D'après [15], on peut considérer que le débit molaire du gaz est proportionnel à sa pression partielle dans les tuyaux. Ces pressions, exprimées en fonction du courant produit par la pile, permettent de déterminer sa tension grâce au modèle électrochimique d'une pile, basée sur l'équation de Nernst [15].

Les paramètres du modèle ont été déterminés à partir des données d'une SOFC commerciale, l'ASC-800 de *SOFCPOWER*. En particulier, les pertes ont été modélisées à partir des courbes de polarisations expérimentales [18].

Finalement, le modèle de la SOFC fournit la tension en fonction du courant de la charge et des débits des gaz prenant part à la réaction électrochimique (4). Comme indiqué dans la section précédente, les débits de ces gaz sont retardés par la réaction de reformage. Ceux-ci sont également influencés par le fonctionnement de la microturbine, puisque le système

hybride SOFC/GT utilise le même cycle gazeux. Ces interactions entre les composants du système hybride font l'objet de la section suivante.



2.5. Interactions entre microturbine et SOFC

Une hypothèse importante de ce modèle est que la SOFC fonctionne à charge constante alors que la MT peut fonctionner à charge partielle. Ainsi, les seules interactions modélisées entre les deux systèmes sont celles de la MT sur la SOFC.

La température interne de la pile est maintenue à une température constante [8]. Ainsi, les échangeurs de chaleurs (Figure 2) augmentant la température des gaz en amont de la SOFC n'ont pas d'effet sur la tension produite par la pile. Ils améliorent tout de même le rendement global du système.

Lorsque la puissance produite par la MT varie, plus ou moins de gaz est brûlé dans la chambre à combustion. La demande en dioxygène varie donc en conséquence. Ce dioxygène provient de la même source que celui de la SOFC (Figure 2). Finalement, lorsque la charge de la MT varie, le débit d'air entrant dans la cathode est sensiblement modifié. Le débit de dioxygène est donc calculé en fonction de la charge demandée à la MT [8].

Une autre interaction de la MT sur la SOFC est au niveau de la pression des gaz en entrée de la pile. En effet, les compresseurs des gaz sont sur le même arbre que la turbine. En fonction de la vitesse de rotation de la turbine, la pression des gaz varie. La modélisation de cette variation s'est effectuée à partir de données expérimentales [18].

3. SIMULATIONS ET VALIDATION DU MODÈLE

3.1. Données expérimentales disponibles

Le 1er démonstrateur complet d'un système hybride SOFC/GT a été réalisé par *Siemens Westinghouse* en 2000 [2]. Quelques années plus tard, un autre prototype est construit au Japon par *Mitsubishi* [19]. Jusqu'à aujourd'hui, de nombreux projets visant à développer ce système sont apparus en Europe et dans le monde, mais très peu se sont matérialisés [20]. Ce moyen de cogénération étant un enjeu économique important, peu de communications scientifiques sont accessibles. Les seules données expérimentales disponibles dans la littérature sont des tests de performances sur longues durées, réalisés sur plusieurs heures [19], [21]. Il n'existe pas de courbes expérimentales dynamiques du système testé dans des conditions isolées, permettant de valider un modèle SOFC/GT.

Il existe cependant des données expérimentales de la microturbine Capstone C30 [10]. Ces courbes permettent de valider le modèle de la MT présenté dans cet article.

3.2. Resultats de simulation

Dans cette section, le modèle de la MT est simulé et les résultats sont comparés aux données expérimentales de la Capstone C30 [10]. Pour une meilleure analyse, seuls les résultats pour un pas de charge de 30 à 20kW sont présentés ici.

Dans la Figure 8, la vitesse de rotation de la MT est comparée aux données expérimentales pour le même pas de charge. Le temps de réponse en simulation est un peu plus court, mais les valeurs en régime permanent sont identiques. De même, la puissance générée par la MT, mesurée aux bornes de la charge, est représentée sur la Figure 9. Malgré un écart notable lors des phénomènes transitoire, la simulation suit la courbe expérimentale. Ces différences peuvent s'expliquer par le manque de précision et la faible fréquence d'échantillonnage des données expérimentales.

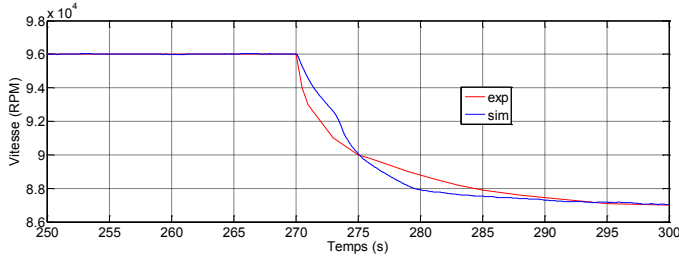


Fig.8 Vitesse de la turbine lors d'un pas de charge de 30 à 20kW.

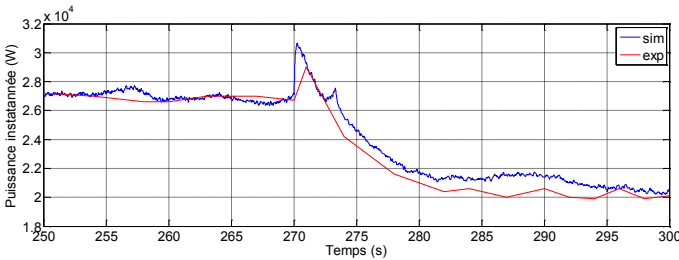


Fig.9 Puissance instantanée lors d'un pas de charge de 30 à 20kW.

A l'instar du système commercial, la tension du bus CC est maintenue à sa valeur de référence (760V) grâce à la commande de la MT. D'après les données expérimentales [10], la tension revient à sa valeur de référence après un temps se situant entre 10 et 20 secondes, lors d'un pas de charge de 10kW. Le même temps de réponse est obtenu en simulation pour un pas de charge de 30 à 20 kW.

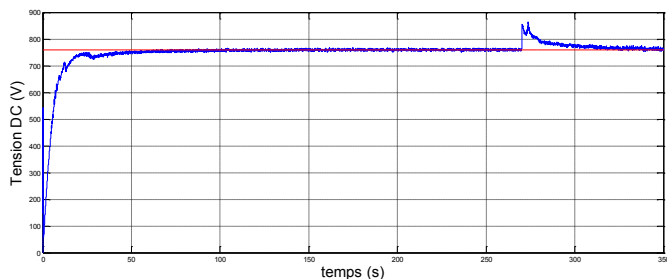


Fig.10 Tension du bus CC lors d'un pas de charge de 30 à 20kW.

4. ÉMULATION DU SYSTÈME HYBRIDE

4.1. Simulation en temps réel

La modélisation en temps réel est réalisée à l'aide de *Matlab/Simulink* ainsi que d'un système temps réel *Hardware-in-the-loop* (HIL). Tous les composants du modèle du système hybride [8] ont d'abord été discrétisés.

Le GSAP, couplé directement à la MT, a une vitesse de rotation très importante (jusqu'à 100 000 tours/min). Les signaux tensions/courants générés sont alors de très haute fréquence. Le pas de calcul pour le GSAP doit alors être très fin (quelques microsecondes), alors que celui du reste du modèle peut être beaucoup plus grand (quelques millisecondes). Pour cette raison et dans le but d'optimiser l'émulation, le système sera modélisé en « multirate », c'est-à-dire avec deux pas de calculs différents.

La Figure 11 présente l'évolution de la tension de la SOFC lors d'un pas de charge de la MT de 22.5 à 37 kW, comparé à la même courbe obtenu avec le modèle original [8]. Cette comparaison permet de s'assurer que les modifications apportées au modèle n'ont pas affecté son comportement original.

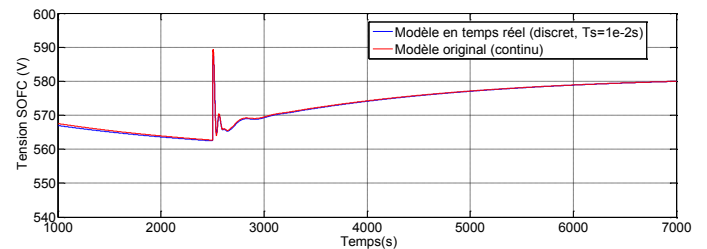


Fig.11 Simulation de la tension de la SOFC en temps réel

4.2. Amplificateur de puissance

Les signaux continus en sortie du système hybride SOFC/GT simulé grâce au système *Hardware-in-the-loop* sont amplifiés à l'aide de deux amplificateurs 4 quadrants. Afin de disposer d'une source continue à la sortie du système MT, la tension alternative triphasée du GSAP a été d'abord redressée dans la partie modélisation.

Chaque amplificateur peut générer une puissance maximale de 1kWe chacun. De ce fait, l'émulation de la MT est réalisée à l'échelle de 1/100^{ème}. C'est-à-dire que lorsque le modèle de la source hybride fonctionne à puissance nominale (90kWe pour la SOFC et 30kWe pour la MT), la puissance consommée par la charge en sortie de l'amplificateur est 100 fois plus faible.

La charge résistive connectée en sortie de l'amplificateur est représentée dans le modèle par une source de courant. Cette source modélisée est commandé par le courant mesuré en sortie de l'amplificateur (Figure 12). Les amplificateurs de puissance sont eux-mêmes commandés par les tensions générées par les modèles des deux sources d'énergie (SOFC et microturbine).

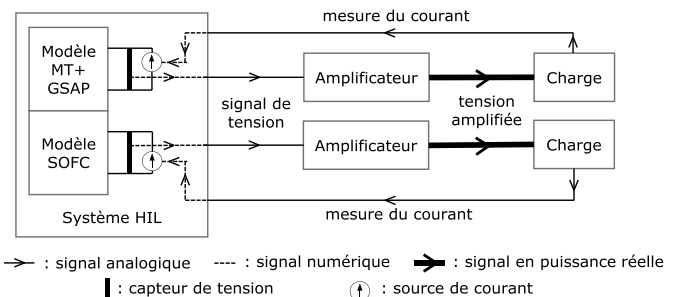


Fig.12 Représentation des interactions entre les différents systèmes permettant l'émulation du système hybride SOFC/MT

Le retard mesuré entre un pas de charge commandé par le modèle et la mesure de celui-ci en sortie de l'amplificateur est de $100\mu\text{s}$ soit 2 fois le pas de calcul du modèle ($50\mu\text{s}$). Ce délai est négligeable comparé aux dynamiques relativement lente de la source hybride.

4.3. Résultats de l'émulation

L'émulation du système hybride est réalisée sur la plateforme de l'ESTIA-Recherche à l'aide de différents systèmes représentés sur la Figure 13. L'écran de contrôle permet de visualiser en temps réel les valeurs des signaux générés par le modèle, mais aussi celles des courants et tensions mesurées en sortie des deux amplificateurs.

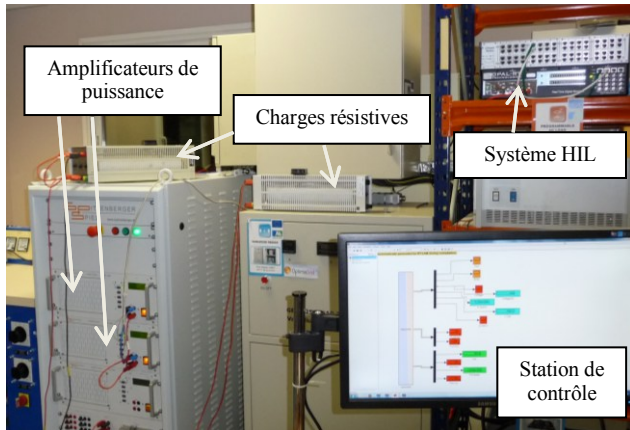


Fig.13 Photographie du matériel de l'ESTIA-Recherche permettant d'émuler le système hybride SOFC/MT

Les tensions et courants générés par l'amplificateur sont récupérés par le biais de capteurs en sortie de l'amplificateur ainsi que de convertisseurs analogique/numérique du système HIL. Ces signaux sont filtrés par un filtre passe-bas numérique du second ordre afin d'éliminer le bruit mesuré de haute fréquence.

La Figure 14 représente la puissance instantanée générée par les deux amplificateurs lorsque la charge de la MT varie de 28 à 21kW. La charge de la SOFC est constante et correspond à une puissance de 90kW. La mesure de la puissance générée par l'émulation est mise à l'échelle (fois 100) pour pouvoir être comparée à la simulation. En réalité, le pas de charge en sortie de l'amplificateur est de 280 à 210W.

Les signaux générés par l'émulation sont très proches de ceux obtenus en simulation. La puissance de la SOFC mesurée en émulation (Figure 14b) est cependant bruitée à cause du fait que la charge connectée en sortie de l'amplificateur n'est pas idéale. Pour la même raison, la valeur moyenne de la puissance mesurée est légèrement plus faible. Les écarts sont cependant minimes, d'autant plus qu'ils sont accentués sur la figure par la mise à l'échelle du signal (multiplié par 100). L'émulation du système semble donc être fidèle à la simulation, qui elle-même a été précédemment comparée aux données expérimentales disponibles dans la littérature.

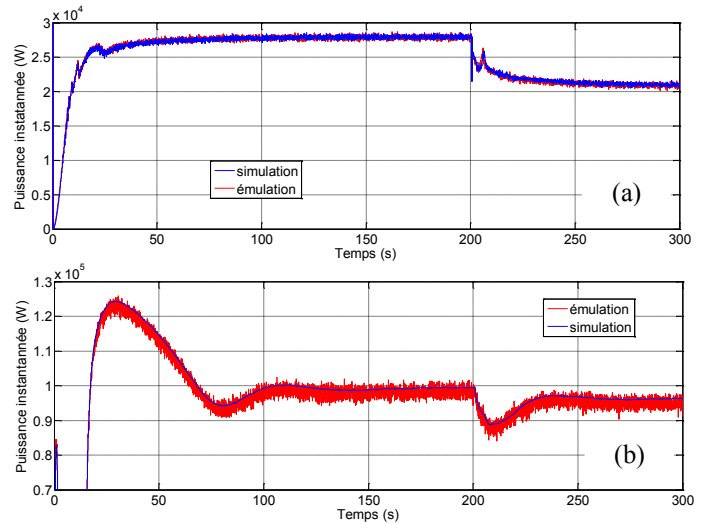


Fig.14 Puissance générée par la microturbine (a) et la SOFC (b) lors d'un pas de charge de la microturbine de 28 à 21kW à 200s.

5. CONCLUSIONS

Le système hybride SOFC/GT a un avenir prometteur pour la production d'électricité décentralisée. Cependant, il existe peu d'étude expérimentale du système dans la littérature, et encore moins dans un contexte micro-réseau. Les résultats obtenus avec cette première phase de tests nous permettent de valider le système d'émulation de l'association SOFC/GT. Le système sera ensuite intégré dans le micro-réseau expérimental de l'ESTIA-Recherche. Cette émulation sera enfin utilisée pour étudier différentes stratégies de commande et ainsi prouver l'utilité d'un tel système dans le but d'améliorer la stabilité d'un micro-réseau rural.

6. REMERCIEMENTS

Les auteurs remercient le projet européen AGROGAS (INTERREG-SUDOE) pour son soutien financier.

7. REFERENCES

- [1] R. H. LASSETER, « MicroGrids », Power Engineering Society Winter Meeting, 2002
- [2] J. LARMINIE, « Fuel cell systems explained », 2003, Oxford (UK).
- [3] J. I. SAN MARTÍN, I. ZAMORA, J. J. SAN MARTÍN, V. APERRIBAY, P. EGUIA, "Hybrid fuel cells technologies for electrical microgrids," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 80, no. 9, pp. 993–1005, Sep. 2010.
- [4] NREL, « Biogas and Fuel Cells Workshop Summary Report », Proceedings from the Biogas and Fuel Cells Workshop, 2013, Golden (USA).
- [5] C. WALLA, W. SCHNEEBERGER, « The optimal size for biogas plants », *Biomass Bioenergy*, vol. 32, no. 6, pp. 551–557, 2008.
- [6] MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, « Arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz », 2011.
- [7] R. J. BRAUN, S. A. KLEIN, D. T. REINDL, « Evaluation of system configurations for solid oxide fuel cell-based micro-combined heat and power generators in residential applications », *J. Power Sources*, vol. 158, no. 2, pp. 1290–1305, 2006.
- [8] L. BARELLI, G. BIDINI, A. OTTAVIANO, « Part load operation of a SOFC/GT hybrid system: Dynamic analysis », *Appl. Energy*, vol. 110, pp. 173–189, Oct. 2013.
- [6] Guillaume BASTIDE, « Expertise de la rentabilité des projets de méthanisation rurale », ADEME, 2010.

- [10] R.J. YINGER, «Behavior of Capstone and Honeywell Microturbine Generators during Load Changes, Appendix B, Capstone Low Pressure Grid-connect Tests » 2000.
- [11] D. A. KHABURI, A. NAZEMPOUR, « Design and simulation of a PWM rectifier connected to a PM generator of micro turbine unit », *Sci. Iran.*, vol. 19, no. 3, pp. 820–828, Juin 2012.
- [12] « Capstone C30 MicroTurbine Datasheet » .
- [13] R.J. YINGER, « Behavior of Capstone and Honeywell Microturbine Generators during Load Changes », 2001.
- [14] Y. ZHU, K. TOMSOVIC, « Development of models for analyzing the load-following performance of microturbines and fuel cells », *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 62, no. 1, pp. 1–11, Mai 2002.
- [15] J. PADULLÉS, G. AULT, J. MCDONALD, « An integrated SOFC plant dynamic model for power systems simulation », *J. Power Sources*, vol. 86, no. 1–2, pp. 495–500, Mars 2000.
- [16] K.-H. HAUER, « Analysis Tool for Fuel Cell Vehicle Hardware and Software (Controls) with an Application to Fuel Economy Comparisons of Alternative System Designs », 2001.
- [17] P. AGUIAR, D. CHADWICK, L. KERSHENBAUM, « Modelling of an indirect internal reforming solid oxide fuel cell », *Chem. Eng. Sci.*, vol. 57, no. 10, pp. 1665–1677, Mai 2002.
- [18] L. BARELLI, G. BIDINI, A. OTTAVIANO, « Part load operation of SOFC/GT hybrid systems: Stationary analysis », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 37, no. 21, pp. 16140–16150, Nov. 2012.
- [19] Y. KOBAYASHI, Y. ANDO, T. KABATA, M. NISHIURA, K. TOMIDA, N. MATAKE, « Extremely high-efficiency thermal power system-solid oxide fuel cell (SOFC) Triple combined-cycle system », *Mitsubishi Heavy Ind Tech Rev.*, vol. 48, pp. 9–15, 2011.
- [20] N. H. BEHLING, « Fuel Cells: Current Technology Challenges and Future Research Needs », Newnes, 2012.
- [21] R. A. ROBERTS, J. BROUWER, « Dynamic Simulation of a Pressurized 220kW Solid Oxide Fuel-Cell–Gas-Turbine Hybrid System: Modeled Performance Compared to Measured Results », *J. Fuel Cell Sci. Technol.*, vol. 3, no. 1, pp. 18–25, 2005.