



NOTE DE SYNTHÈSE

Flexibilisation des unités de méthanisation en Allemagne

Tour d'horizon des approches techniques, du cadre réglementaire et de l'importance pour le système énergétique

Mars 2016

Auteurs : Marcus Trommler, DBFZ, marcus.trommler@dbfz.de
Martin Dotzauer, Tino Barchmann, Markus Lauer, Christiane Hennig,
Eric Mauky, Jan Liebetrau, Daniela Thrän

Contact : Julian Risler, chargé de mission bioénergies, OFAEnR,
julian.risler@developpement-durable.gouv.fr

Soutenu par :



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Soutenu par :



Disclaimer

Le présent texte a été rédigé par des experts externes pour l'Office franco-allemand pour les énergies renouvelables (OFAEnR). Cette contribution est diffusée via la plateforme proposée par l'OFAEnR. Les points de vue énoncés dans la note représentent exclusivement ceux des auteurs. La rédaction a été effectuée avec le plus grand soin. L'OFAEnR décline toute responsabilité quant à l'exactitude et l'exhaustivité des informations contenues dans ce document.

Tous les éléments de texte et les éléments graphiques sont soumis à la loi sur le droit d'auteur et/ou d'autres droits de protection. Ces éléments ne peuvent être reproduits, en partie ou entièrement, que suite à l'autorisation écrite de l'auteur ou de l'éditeur. Ceci vaut en particulier pour la reproduction, l'édition, la traduction, le traitement, l'enregistrement et la lecture au sein de banques de données ou autres médias et systèmes électroniques.

Contenu

I. - Introduction	4
II. - Flexibilité : importance pour le système énergétique	5
III. - Approches techniques de flexibilisation des unités de méthanisation	8
III.a - Technologie utilisée	9
III.b - Valorisation du gaz en biométhane et injection dans le réseau de gaz naturel	11
III.c - Gestion de l'alimentation : ajustement de la production de gaz	11
III.d - Couplage des secteurs : unités de méthanisation et concepts hybrides	13
IV. - Incitations à la flexibilisation des unités de méthanisation	14
IV.a - La prime de flexibilité instaurée par la loi EEG	14
IV.b - Stratégies de commercialisation sur les marchés de l'électricité et d'ajustement	16
V - Unités de méthanisation flexibles : perspectives	18

I. - Introduction

Pour le développement durable, le passage d'un système basé sur les énergies fossiles à un système axé sur les énergies renouvelables est d'une importance cruciale. Cette transformation exige de repenser complètement la façon dont l'énergie sera produite et distribuée à l'avenir. Le pourcentage croissant d'énergies renouvelables fait naître la nécessité d'intégrer de façon intelligente de nouvelles sources énergétiques tout en remplaçant efficacement les sources fossiles existantes. C'est surtout le caractère fluctuant de la mise à disposition d'électricité basée sur l'éolien ou le solaire qui exige de trouver de nouvelles solutions permettant d'assurer une fourniture d'énergie durable et sûre. Une stratégie visant à relever ce défi est la création de flexibilité au sein du système électrique.

D'une manière générale, la flexibilité peut être définie comme la possibilité de compenser, grâce à diverses technologies, les disparités temporelles et géographiques entre l'offre et la demande d'énergie. Il est ainsi possible de piloter la consommation énergétique du côté de la demande qui peut être décalée vers des périodes de faible charge (maîtrise de la demande). Les possibilités côté offre incluent la création de capacités de stockage supplémentaires et l'adaptation du fonctionnement des installations de production d'énergie à la demande, c'est-à-dire la mise à disposition de l'électricité en fonction des besoins.

Les technologies de valorisation de la biomasse offrent la possibilité de produire une énergie flexible et renouvelable apte à compenser le caractère intermittent de l'éolien et du solaire dont la disponibilité dépend des conditions météorologiques. Les unités de méthanisation flexibles contribuent ainsi à la compensation des volumes d'électricité requis et, ce faisant, à la décongestion des réseaux électriques. La production flexible d'électricité à partir de biomasse, et notamment de biogaz, constitue donc une approche appropriée pour l'intégration d'une part croissante des sources d'énergies renouvelables intermittentes au système électrique.

À l'heure actuelle, c'est surtout en Allemagne que l'on trouve des unités de méthanisation exploitées de façon flexible. Depuis 2012, la loi allemande sur les énergies renouvelables (EEG) encourage la flexibilisation de ces unités par le biais du versement d'une prime dite « de flexibilité » qui correspond à un système de tarifs d'achats¹. Mi-2015, quelque 3000 unités de méthanisation étaient inscrites au dispositif d'accès à la prime de flexibilité auprès des différents gestionnaires de réseau en Allemagne².

Avec l'amendement de la loi EEG en 2014, qui a instauré cette même année la vente directe pour l'électricité produite par les unités de méthanisation de plus de 500 kW, puis de plus de 100 kW à partir du 1^{er} janvier 2016, le montant du tarif d'achat de l'électricité produite à partir de biomasse a considérablement baissé. Par conséquent, le nombre de nouvelles installations de bioénergie significativement diminué depuis 2014.

¹ Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2012), Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014), *Loi sur la priorité aux énergies renouvelables (Loi sur le développement des énergies renouvelable – EEG 2012)*, (*Loi sur le développement des énergies renouvelables – EEG 2014*)

² (Scheftelowitz et al., 2015)

À moyen terme, la contribution des bioénergies au secteur de l'électricité, et à celui de la chaleur qui y est associé, sera donc essentiellement portée par les installations existantes. Pour répondre aux besoins de compensation à court terme au sein du secteur de l'électricité, il sera à l'avenir fait appel à des batteries³. Il importe donc que la flexibilité actuelle des unités de méthanisation à courte échéance, relativement facile à mettre en œuvre, soit améliorée sur le plan technologique de manière à pouvoir compenser les fluctuations à moyenne échéance, à savoir sur un ou plusieurs jours, ainsi que les variations saisonnières pour lesquelles il existe moins d'alternatives technologiques.

Les chapitres ci-après dressent un état des lieux succinct de la flexibilisation des unités de méthanisation en Allemagne et mettent en évidence les liens avec le système énergétique, les approches techniques de flexibilisation et le cadre réglementaire.

II. - Flexibilité : importance pour le système énergétique

Dans un système énergétique marqué par les énergies renouvelables intermittentes, la compensation des variations de l'offre et de la demande grâce aux options de flexibilité devient toujours plus importante. Parmi les énergies renouvelables, les technologies disponibles à l'heure actuelle et permettant de piloter la production d'électricité sont, outre les centrales géothermiques et hydroélectriques, les installations de bioénergie en général et les unités de méthanisation en particulier. Associées à d'autres options de flexibilité comme les réseaux électriques, le stockage ou la maîtrise de la demande, les installations de production d'électricité flexibles, telles que les unités de méthanisation, sont la condition même du bon fonctionnement du système électrique futur.

Les besoins croissants en matière de flexibilité du système électrique résultent surtout des écarts temporels et géographiques entre la demande et l'offre, et à leurs variations. Les infrastructures basées sur un réseau de distribution (réseaux de gaz ou d'électricité) permettent de surmonter les distances géographiques. Quant aux distances temporelles, il convient de les différencier en fonction des délais impliqués. Ainsi, le système électrique connaît des variations à très courte échéance entre l'offre et la demande, de l'ordre de quelques secondes à plusieurs minutes, qui peuvent être compensées par différentes sortes d'énergie de réglage.

Les besoins de flexibilité souvent évoqués du secteur de l'électricité concernent en général l'immédiat ou le court terme. Ce sont les marchés d'ajustement, infra-journalier et spot qui correspondent à ces besoins.

En ce qui concerne les délais, les producteurs d'énergie doivent répondre à certaines exigences temporelles pour pouvoir participer à ces marchés. La figure 2-1 donne un aperçu des délais qui doivent être respectés en matière de participation aux marchés de l'électricité et d'ajustement⁴.

³ (Stern et al., 2015a)

⁴ Cf. note de synthèse de l'OFAEnR : [Les réserves de puissance et les marchés d'ajustement en France et en Allemagne](#) (OFAEnR, 2015)

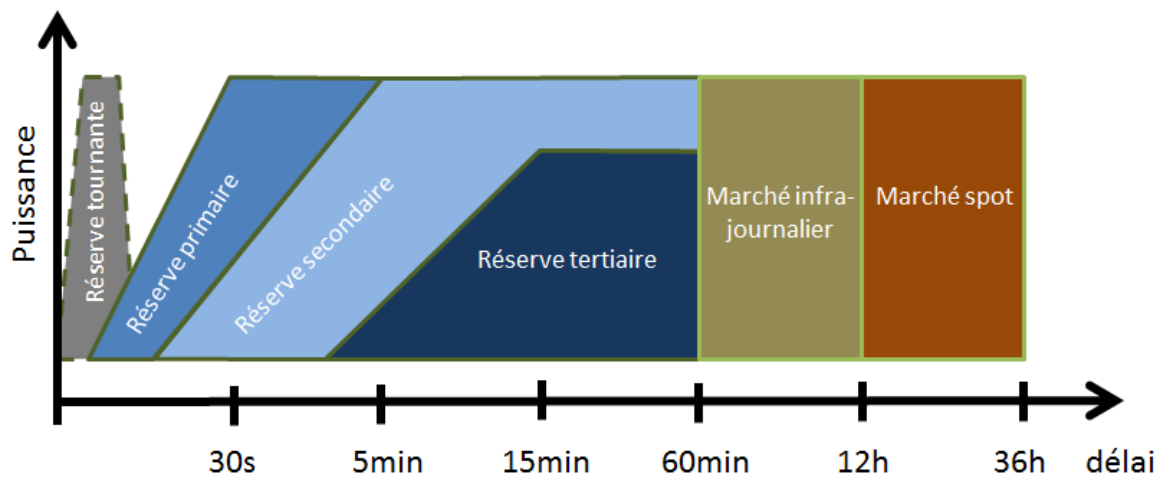


Figure 2-1 : Schéma de l'utilisation temporelle des différents types de puissance de réglage et des marchés infra-journalier et spot subséquents (graphique : DBFZ, sur la base de : (dezera GmbH, 2016))

Alors que dans le cadre de la commercialisation directe, les unités de méthanisation participent déjà à ces marchés (figure 2-1), il existe aussi des besoins en terme de flexibilité à moyenne et longue échéance, qui continuent d'être couverts par les centrales à énergie fossile. Les variations à moyen terme, c'est-à-dire sur quelques heures, sont compensées grâce aux échanges réalisés sur la bourse de l'électricité EPEX SPOT à Paris (chapitre IV.b). En fonction des conditions météorologiques, les producteurs et consommateurs d'électricité peuvent enregistrer des variations à plus long terme qui induisent des besoins de compensation à l'échelle de plusieurs jours, de plusieurs semaines ou d'une saison. À l'avenir, avec la réduction des capacités de production fossiles, les énergies renouvelables devront également couvrir ces besoins-là⁵. Une approche possible consiste à utiliser localement des centrales de cogénération, des importantes unités de stockage de gaz ou thermiques, ou encore de recourir à une solution *power-to-gas* (cf. également chapitre III.c).

Le contexte actuel est surtout marqué par les besoins de flexibilité à court terme. C'est pourquoi la courbe de charge du 27 décembre 2015 en Allemagne est ici utilisée comme exemple pour montrer comment l'injection fluctuante d'énergie et les variations de la demande déterminent les besoins d'options de flexibilité à moyen terme (figure 2-2). Le graphique montre la contribution que peuvent fournir à l'heure actuelle les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) pour compenser les variations, mais aussi celle que pourront fournir à l'avenir les bioénergies (Bio-Flex). Les profils de charge sont basés sur les données des quatre gestionnaires de réseau de transport allemands. On peut voir sur la partie gauche de la figure 2-2 que les énergies renouvelables permettent ce jour-là pendant certaines heures de couvrir une grande partie des besoins d'électricité en Allemagne. On voit également que la consommation et la production ne suivent pas la même courbe. Le soir du 27 décembre 2015, il y a en outre une hausse de la consommation qui coïncide avec une baisse de la production globale à partir d'énergies renouvelables.

⁵ (Thrän, 2015a)

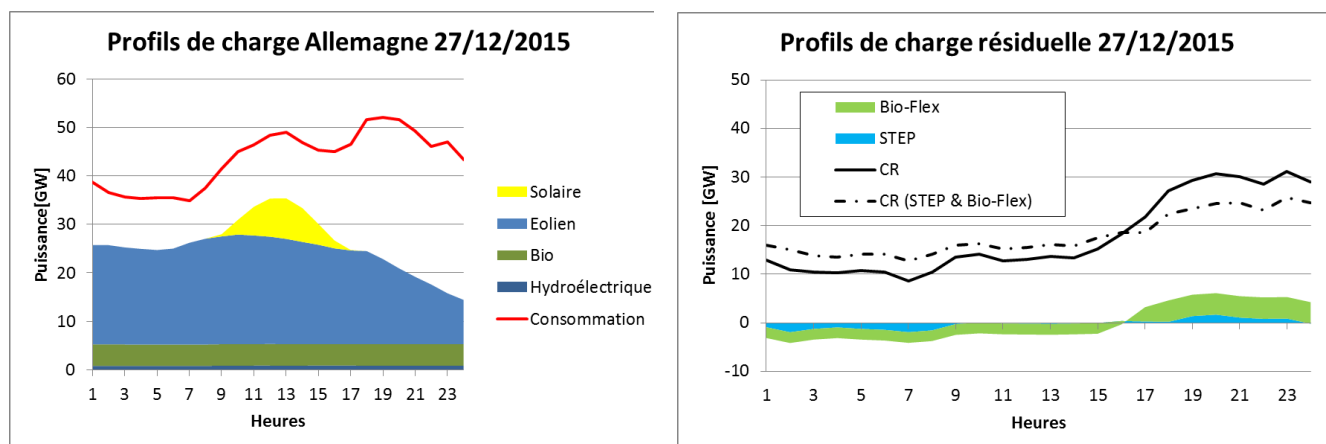


Figure 2-2 : Profils de charge pour le 27 décembre 2015 en Allemagne, graphique réalisé par les auteurs (ENTSOE, 2016) ; Bio-Flex = effet de flexibilisation des bioénergies, STEP = stations de transfert d'énergie par pompage, CR = charge résiduelle

Aujourd'hui, les installations de bioénergie (partie gauche de la figure 2-2) fonctionnent pour la plupart en base et injectent de manière constante l'électricité produite dans le réseau. Avec l'avancement de la transition énergétique, la fourchette de variation des installations à production intermittente s'élargira et il y aura de moins en moins de centrales fossiles capables de compenser ces variations.

La différence entre le besoin d'électricité et la production éolienne et solaire est appelée charge résiduelle (CR) (partie droite de la figure 2-2). La courbe met en évidence les variations importantes auxquelles la charge résiduelle est soumise. La courbe de la charge résiduelle (STEP et Bio-Flex) sur la figure 2-2 montre la contribution que le parc actuel de STEP et d'installations de bioénergie pourrait fournir pour équilibrer l'offre et la demande. L'effet escompté d'une flexibilisation de toutes les installations de bioénergie existantes (biogaz et biomasse solide) repose sur l'hypothèse d'une multiplication par deux de la puissance installée de toutes les installations pour une production annuelle constante (production de gaz constante) et du maintien en charge de base de 50 % de la production annuelle. Sur le plan technique, des approches impliquant de réduire davantage la charge de base sont également envisageables. Elles pourraient permettre d'augmenter encore le potentiel de décalage de la production d'électricité, représenté à droite sur la figure 2-2.

III. - Approches techniques de flexibilisation des unités de méthanisation

En Allemagne, les unités de méthanisation agricoles ont été majoritairement conçues pour une production d'énergie régulière. Différentes options techniques existent pour un fonctionnement flexible de ces installations. La figure 3-1 montre les diverses options de flexibilisation tout au long de la chaîne de valeur d'une unité de méthanisation.

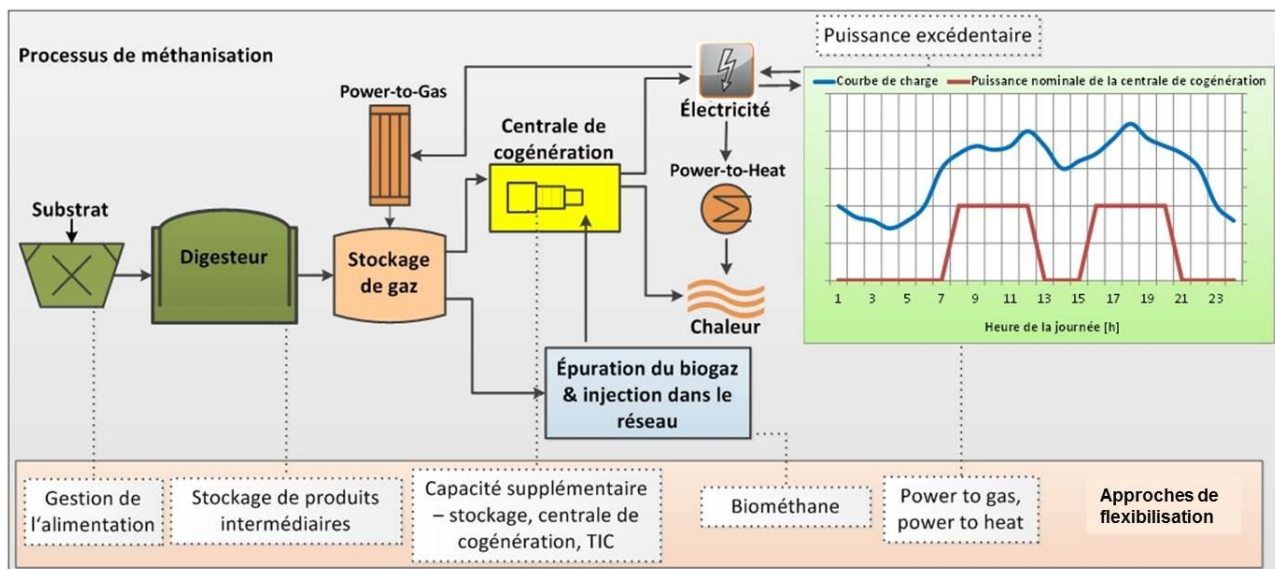


Figure 3-1 : Options de flexibilisation des unités de méthanisation (graphique adapté d'après Szarka u. a., 2013) ; TIC = Technologies de l'information et de la communication

De manière générale, la flexibilisation des unités de méthanisation en Allemagne vise aujourd'hui une production d'électricité en adéquation avec la demande pour pouvoir mettre à profit les fluctuations des prix à court terme à la bourse de l'électricité⁶. L'objectif de ces approches de flexibilisation est de concentrer la production d'électricité là où le bénéfice est potentiellement élevé. Pour ce faire, il est en principe nécessaire de dissocier la production de gaz par fermentation de la production d'électricité par une centrale de cogénération. Plusieurs approches de flexibilisation des unités de méthanisation peuvent être pertinentes sur le terrain :

1. Technologie utilisée : développement des capacités en matière de cogénération et de stockage du gaz, ainsi que pour d'autres composants ; pour une production de gaz inchangée, l'augmentation de la puissance d'électricité produite engendre une augmentation temporaire du débit de gaz. À petite échelle, des installations conçues pour un fonctionnement constant peuvent fournir de la flexibilité sans qu'il y ait besoin de modifier leur structure. C'est par exemple le cas si l'on arrête pour une courte durée la centrale de cogénération et que la capacité de stockage de gaz existante peut absorber la totalité du volume de gaz (cf. chapitre III.a).

⁶ (Drescher, 2015)

2. Valorisation du gaz en biométhane et injection dans le réseau de gaz naturel pour une flexibilité temporelle, géographique et sectorielle : le biométhane épuré pour atteindre la qualité du gaz naturel est injecté dans le réseau de gaz naturel pour être utilisé ensuite dans divers secteurs (électricité, chaleur et carburant) et dans l'industrie chimique (cf. chapitre III.b).
3. Gestion de l'alimentation / des substrats : la gestion des substrats implique l'utilisation ciblée de substrats rapidement assimilables pour augmenter la production de gaz en période de prix d'électricité élevés. Lorsque les prix sont bas, l'utilisation de substrats rapidement assimilables est réduite en premier lieu. Cette approche peut être combinée avec le stockage de produits intermédiaires issus de l'hydrolyse, utilisables rapidement et de façon ciblée. Dans un sens plus large, la réduction des volumes de substrats favorisera également la flexibilité à moyen et long terme. Le volume total d'électricité produite, et donc aussi la puissance assignée, baisseront également. Les concepts de ce type nécessitent moins d'adaptations techniques que ceux qui prévoient de maintenir constant le volume total d'électricité produite (cf. chapitre III.c).
4. Couplage des secteurs via le *power-to-heat* ou le *power-to-gas* : le biogaz et en particulier les unités de méthanisation offrent des possibilités d'articulation avec les technologies permettant de valoriser l'électricité sous forme de chaleur (*power-to-heat*, P2H) ou de gaz (*power-to-gas*, P2G). Dans le cadre de la transition énergétique, le volume d'électricité excédentaire augmentera nettement en Allemagne à partir de 2030/2035. Les approches basées sur les dispositifs de stockage seront alors de plus en plus importantes pour pouvoir utiliser de façon ciblée les volumes excédentaires et, dans la mesure du possible, éviter les réductions de puissance. En fonction des scénarios, les volumes excédentaires attendus à l'horizon 2050 atteindront environ 154 TWh par an⁷ (cf. chapitre III.d).

III.a - Technologie utilisée

Pour pouvoir concentrer la production d'électricité dans les plages horaires à prix élevés pour une production annuelle constante, les capacités en cogénération doivent augmenter. Plus le surdimensionnement sera important, plus il sera possible de dissocier la capacité de production d'électricité par une centrale de cogénération de la capacité de production de gaz par une unité de méthanisation (cf. figure 3-2)⁸. En fonction de la configuration de l'installation, d'autres éléments peuvent être adaptés à l'augmentation de puissance. Le tableau 1 donne un aperçu des éléments de l'installation concernés par la flexibilisation :

⁷ (Sternier et al., 2015)

⁸ (Liebetrau et al., 2015)

Tableau 1 : Éléments techniques obligatoires et facultatifs pour une production d'électricité annuelle constante en adéquation avec la demande par les unités de méthanisation.

Éléments obligatoires	Éléments liés au concept de flexibilisation (facultatifs)
Capacités supplémentaires en cogénération	Adaptations du système d'alimentation / technique de transfert
Capacités supplémentaires en stockage de gaz	Extension éventuelle des conduites de gaz pour tenir compte des nouveaux volumes de gaz
Technologies de l'information et de la communication	Adaptation du traitement du biogaz brut (désulfuration et séchage)
	Transformateur et raccordement au réseau
	Stockage thermique

Par le développement de la capacité de production d'électricité la centrale de cogénération devient l'élément central de la flexibilisation. L'installation d'une centrale de cogénération en complément d'équipements existants est notamment à préférer lorsque ces équipements ne sont pas encore complètement amortis. Le remplacement d'une centrale de cogénération existante par une nouvelle plus grande a en revanche l'avantage de nécessiter un investissement moindre et de permettre en principe d'améliorer le rendement.

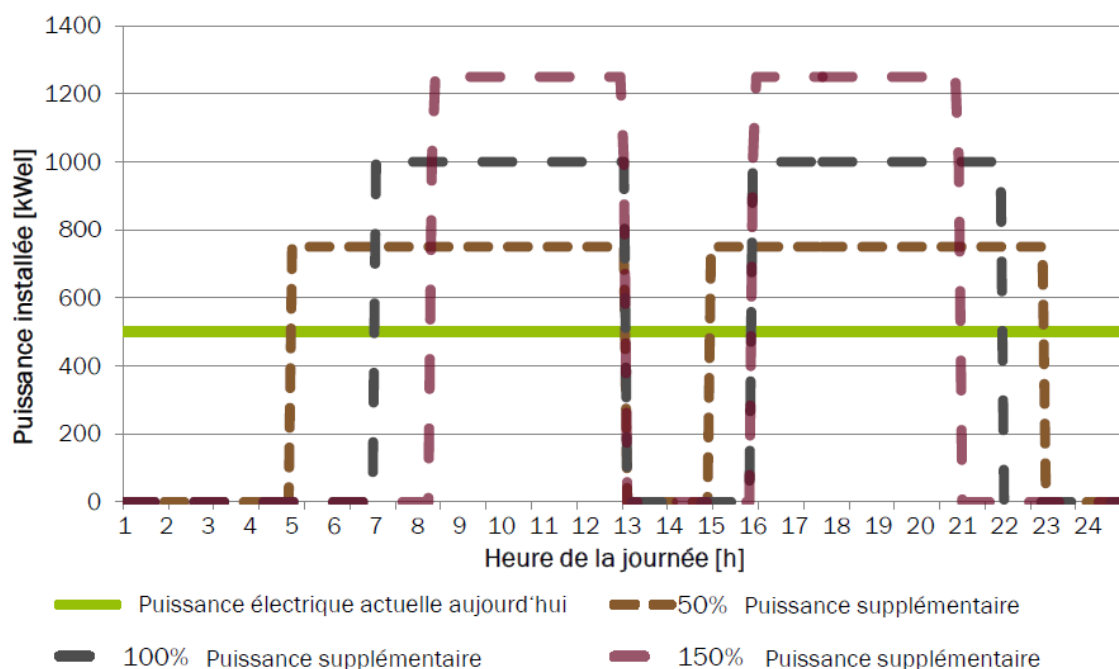


Figure 3-2 : Concentration de la production d'électricité par augmentation de la puissance installée comparée à celle de gaz

Par ailleurs, une unité de méthanisation associée à plusieurs centrales de cogénération offre des avantages en termes de stratégie de commercialisation, car les différentes centrales peuvent servir différents marchés (cf. chapitre IV.b). Pour permettre un fonctionnement flexible, il est en général indispensable de procéder à l'extension ou à la modernisation d'un dispositif de stockage de gaz, et de mettre en œuvre les technologies de l'information et de la communication nécessaires à la commande à distance des unités de méthanisation.

Un certain nombre d'autres éléments doivent également subir des modifications ou extensions en fonction du type et du niveau de flexibilisation souhaité. Il s'agit notamment du système d'alimentation, des conduites de gaz et du conditionnement de gaz, le cas échéant du transformateur et de la ligne de raccordement au réseau électrique. Il faut en outre prévoir des capacités de stockage thermique supplémentaires en fonction du système de chauffage concerné. La gestion de l'alimentation peut être utilisée en renfort des méthodes techniques de flexibilisation présentées plus haut. L'objectif est alors d'influer sur le volume de gaz produit grâce à la quantité et à la composition des substrats introduits et au moment de leur introduction.

III.b - Valorisation du gaz en biométhane et injection dans le réseau de gaz naturel

Une autre approche de production d'électricité flexible est la valorisation du biogaz en biométhane. Injecté dans le réseau de gaz naturel, le biométhane peut être utilisé indépendamment de la production de gaz dans les secteurs de l'électricité, de la chaleur ou de la mobilité, ou encore pour la fabrication de matières premières chimiques. Si le biométhane est utilisé pour la production d'électricité, cette dernière a lieu dans des installations décentralisées de production combinée de chaleur et d'électricité. Cette option garantit une exploitation optimale du biogaz du fait que l'électricité et la chaleur sont produites de préférence à proximité immédiate d'une source froide où les installations offrent un rendement global élevé et se substituent en général à des sources d'énergie fossiles. Le stockage provisoire du biométhane dans le réseau de gaz offre une grande flexibilité temporelle et géographique, le gaz pouvant y être transporté et temporairement stocké. La production de biométhane et son injection dans le réseau de gaz naturel montrent aujourd'hui déjà les avantages possibles, en termes d'utilisation, du couplage des secteurs de l'électricité et du gaz pour la production et pour les secteurs de l'électricité, de la chaleur et de la mobilité.

III.c - Gestion de l'alimentation : ajustement de la production de gaz

L'étape de la production de gaz offre la possibilité d'améliorer la qualité du pilotage de la fourniture d'énergie à partir d'unités de méthanisation dans un souci de flexibilité et d'adéquation à la demande. À l'heure actuelle, les unités de méthanisation sont en général alimentées de manière constante, les quantités de substrats introduits étant surtout modifiées en cas de variation de leurs valeurs énergétiques ou lorsque le niveau du stockage de gaz approche la limite supérieure ou inférieure en fonctionnement en base. Dans le cadre de la flexibilisation des unités de méthanisation, le rationnement ciblé peut toutefois aussi permettre de privilégier la production de gaz aux moments prévus pour produire de l'électricité par une centrale de cogénération.

Du fait que le volume de gaz produit dépend de nombreux facteurs difficilement prévisibles, cette démarche permet actuellement de couvrir les besoins de flexibilisation à moyen ou long terme (par saison, mois ou semaine). Toutefois, il a été démontré qu'il est possible de maîtriser les variations des besoins à court terme (par jour ou par heure) grâce à la gestion de l'alimentation⁹. La vitesse de dégradation des substrats joue un rôle décisif à cet égard. En particulier l'utilisation flexible de substrats à dégradation rapide (betteraves sucrières, par exemple) permet de dynamiser le processus. Pour pouvoir prévoir et influencer la courbe de production de gaz en adéquation avec les besoins, la mise en place de règles prédictives s'impose. Le DBFZ a mis au point de telles règles basées sur une modélisation et les a testées avec succès sur sa propre unité de méthanisation pilote (volume de fermentation 165 m³) ainsi que sur l'unité de méthanisation « Unterer Lindenhof » (volume de fermentation 800 m³) de l'Université de Hohenheim¹⁰. L'alimentation flexible et prospective a permis d'utiliser le processus avec beaucoup de flexibilité et de réduire la capacité de stockage nécessaire de près de 45 % par rapport à un fonctionnement constant. Les substrats utilisés étaient des lisiers bovins, des ensilages de maïs, d'herbe et de betteraves sucrières ainsi que des résidus de céréales.

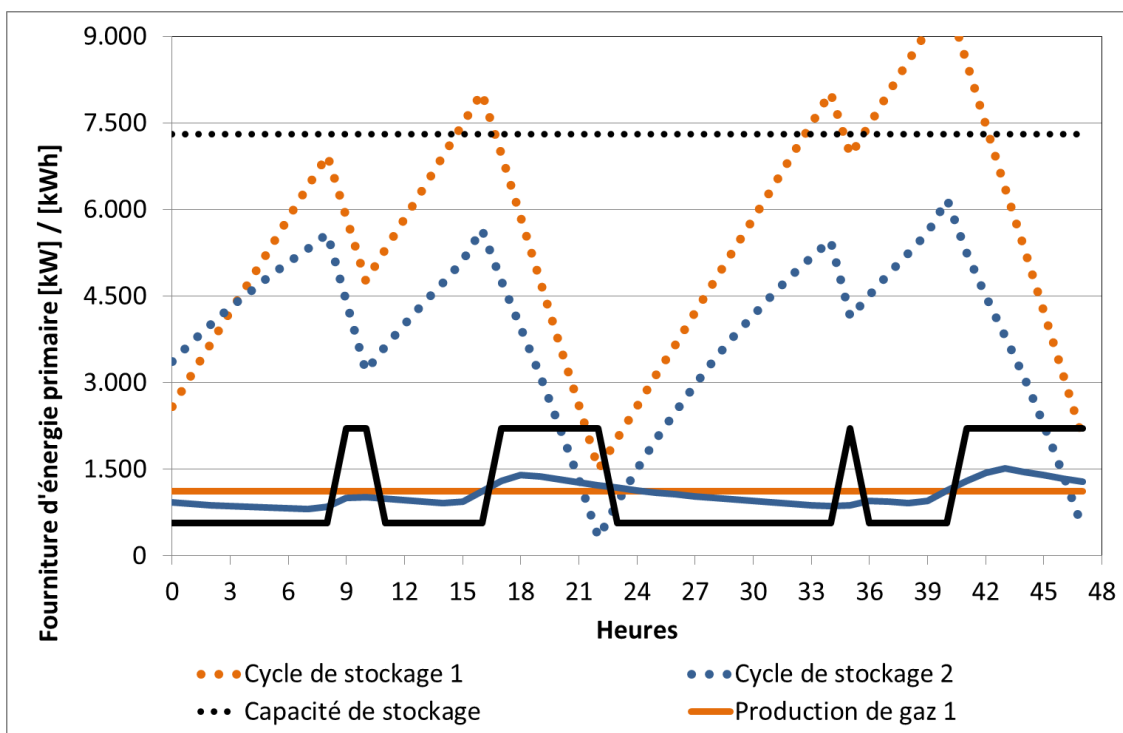


Figure 3-3 : Modélisation comparative entre une alimentation statique (1) et une alimentation dynamique (2), par rapport à la production de gaz et aux cycles de stockage de gaz qui en résultent sur 48 heures ; graphique réalisé par les auteurs

Utilisée pour flexibiliser la première étape de conversion du processus de méthanisation, la gestion de l'alimentation peut ainsi venir en soutien des méthodes techniques de flexibilisation de la valorisation de gaz décrites au chapitre III.a.

⁹ (Mauky et al., 2015)

¹⁰ (Mauky et al., in Press)

L'avantage par rapport à une production de gaz constante est surtout une plus grande marge de manœuvre dans l'organisation de l'emploi du temps, et ce, grâce à la possibilité de synchroniser la consommation et la production de gaz. En termes absolus, un moindre volume de stockage de gaz est ainsi nécessaire pour une même période de fonctionnement (cf. figure 3-3).

III.d - Couplage des secteurs : unités de méthanisation et concepts hybrides

D'autres approches techniques existent pour exploiter le potentiel de flexibilité des unités de méthanisation, notamment l'utilisation du biogaz couplant plusieurs secteurs selon les concepts dits « *power-to-heat* » et « *power-to-gas* » (Liebetrau et al., 2015). Portée en Allemagne essentiellement par les installations de cogénération, la technologie de méthanisation peut être utilement combinée à des solutions P2H ou P2G. Certaines unités de méthanisation sont aujourd'hui déjà combinées au P2H pour assurer la fourniture de chaleur aux abonnés desservis par l'unité de méthanisation aux moments où la centrale de cogénération ne produit pas d'électricité. Cette méthode est surtout utilisée dans les zones du réseau déjà temporairement surchargées en raison de l'injection d'énergies renouvelables intermittentes ; le gestionnaire de réseau déconnecte ainsi des installations du réseau dans le cadre de sa gestion de l'injection. Le P2H fait appel à des dispositifs électriques de production d'eau chaude ou à des pompes à chaleur pour convertir l'électricité excédentaire en chaleur. Les unités de méthanisation se prêtent parfaitement à la mise en œuvre du P2H puisqu'elles garantissent aussi bien la fourniture de chaleur aux abonnés que la couverture des besoins en chaleur propres à l'installation, grâce à la déconnexion temporaire des centrales de cogénération par le gestionnaire de réseau aux moments où l'offre d'électricité est fortement excédentaire. Les sites des unités de méthanisation concernées permettent alors d'absorber le courant¹¹.

Dans le cas du P2G, l'électricité excédentaire est transformée en hydrogène par électrolyse. L'hydrogène peut alors être converti en méthane en même temps que le CO₂ généré lors de la fermentation dans les unités de méthanisation, soit grâce à des catalyseurs, soit dans le cadre d'une méthanisation biologique. La méthanisation biologique par le biais de l'utilisation ciblée des bactéries présentes dans les unités de méthanisation est une option facilement exploitable et relativement simple à mettre en œuvre pour produire du méthane renouvelable pouvant servir de stockage à long terme^{12,13}. En ce qui concerne la combinaison unités de méthanisation/P2G, un certain nombre de projets pilotes déjà en place, y compris à l'échelle industrielle, montrent comment le couplage des secteurs de l'électricité et du gaz peut fonctionner grâce au recours aux unités de méthanisation. L'installation P2G de 6,3 MW implantée à Werlte a permis de montrer, à titre d'exemple, comment mettre en œuvre une méthanisation catalytique grâce au CO₂ présent dans l'unité de méthanisation installée sur le site¹⁴. La plateforme stratégique « Power to Gas » de l'Agence allemande de l'énergie propose un aperçu des projets P2G pilotes et de démonstration en cours de construction ou existants¹⁵.

¹¹ (Schwill, 2014)

¹² (Sievers, 2013)

¹³ (Viessmann, 2015)

¹⁴ (Etogas, 2013)

¹⁵ (Dena, 2015)

IV. - Incitations à la flexibilisation des unités de méthanisation

L'injection intermittente d'énergies renouvelables et la demande variable d'électricité ont essentiellement un impact sur les marchés de l'électricité à court terme (marchés spot). Les variations de l'offre et de la demande entraînent parfois de fortes divergences de prix d'heure en heure sur le marché spot de la bourse de l'électricité. À moyen et long terme, il faut s'attendre à une volatilité croissante des prix provoquée par le développement continu des énergies renouvelables et la réduction des capacités de production des centrales conventionnelles, de telle sorte que les options de flexibilité pourront être refinancées par ces variations de prix. En raison de ces variations de prix, le refinancement des options de flexibilité sera de plus en plus fréquent. Pour pouvoir utiliser les unités de méthanisation comme option de flexibilité, il faut que la disponibilité du biogaz soit assurée par le stockage ou la production de gaz flexible de manière à permettre une production d'électricité variable et concentrée sur les périodes où les prix sont élevés. Ces périodes étant en général marquées par une forte demande et une faible production à partir d'énergies renouvelables, favorisant ainsi l'intégration systémique des installations éoliennes et photovoltaïques.

En Allemagne, le coût de production de l'électricité est d'environ 16 à 25 c€/kWh_{el} pour les unités de méthanisation en fonction de la taille des installations et des substrats utilisés. Les concepts optimisés en termes de matières premières ou d'équipements permettent en outre de baisser le coût de production de l'électricité¹⁶. Les prix moyens de l'électricité sur la bourse EPEX SPOT SE sont en revanche nettement inférieurs au coût de production d'électricité par les unités de méthanisation. Avec la loi EEG et la mise en œuvre du tarif d'achat fixe, un dispositif de soutien a ainsi été créé pour permettre une exploitation rentable des installations. Depuis l'amendement 2012 de la loi EEG, la flexibilisation des unités de méthanisation est encouragée sur le plan financier par le versement d'une prime dite « de flexibilité ». En raison des surcapacités nécessaires pour la production d'électricité et, le cas échéant, de la nécessité de prévoir en plus des dispositifs de stockage de gaz et de stockage thermique, le fonctionnement flexible d'une installation fait augmenter le prix de production de l'électricité d'environ 2 à 5 c€/kWh_{el}¹⁷. L'objectif de la prime de flexibilité est de compenser en partie ce surcoût et d'ainsi encourager un fonctionnement flexible des unités de méthanisation qui soit utile au système. Cette prime est présentée plus en détail ci-après.

IV.a - La prime de flexibilité instaurée par la loi EEG

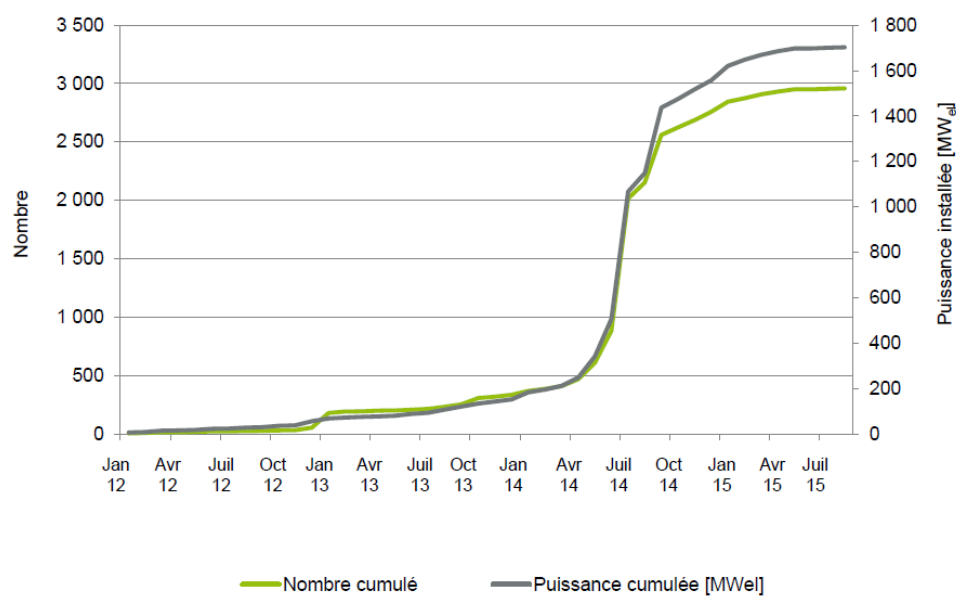
L'amendement 2012 de la loi EEG a instauré la prime de flexibilité pour les installations produisant de l'électricité à partir de biogaz (y compris le biométhane) (loi EEG 2012, article 33i). Cette prime vise à encourager la mise à disposition d'une puissance électrique installée supplémentaire pour permettre une production d'électricité en adéquation avec les besoins. Les moyens pour y arriver sont notamment l'installation d'une ou de plusieurs centrales de cogénération supplémentaires ou la substitution d'une centrale de cogénération ancienne par une nouvelle plus grande. La loi EEG 2014 préserve cette incitation à la flexibilisation (article 54 de la loi EEG 2014).

¹⁶ (Kost, C. et al., 2013; Nitsch et al., 2012; Scheftelowitz et al., 2014)

¹⁷ (Hauser et al., 2014)

La prime de flexibilité doit enclencher un changement de paradigme en ce qui concerne les unités de méthanisation : il s'agit de passer d'un maximum d'heures de pleine charge en fonctionnement en base à un fonctionnement flexible permettant de soutenir l'intégration systémique des énergies renouvelables intermittentes. La prime de flexibilité peut être interprétée comme une prime de capacité destinée aux unités de méthanisation flexibles. Pour simplifier, on peut dire que l'exploitant de l'installation se voit verser, sur une durée maximale de 10 ans, un montant de 130 €/kW_{el} par an pour la capacité de production supplémentaire qu'il met à profit de la flexibilité.

La figure 4-1 montre le cumul du nombre d'installations inscrites au dispositif d'accès à la prime de flexibilité entre janvier 2012 et juillet 2015 et de leurs capacités installées. L'année 2014 a été marquée par une très forte augmentation du nombre de recours à la prime de flexibilité pour les unités de méthanisation en Allemagne. Comme la loi EEG devait faire l'objet d'un amendement en 2014, entré en vigueur au 1^{er} août 2014, de nombreux exploitants d'installations étaient dans l'incertitude quant aux nouvelles règles de flexibilisation qui allaient être adoptées. La forte hausse des inscriptions au dispositif d'accès à la prime de flexibilité constatée en juin et juillet 2014 doit ainsi être interprétée comme effet d'anticipation lié à la grande incertitude relative à l'amendement 2014 de la loi EEG. En août 2015, quelque 3 000 installations cumulant une puissance électrique installée de 1700 MW_{el} étaient inscrites au dispositif d'accès à la prime de flexibilité.



Version 8/2015

Figure 4-1 : Cumul du nombre d'installations inscrites au dispositif d'accès à la prime de flexibilité et de leur puissance électrique installée (Scheftelowitz et al., 2015)

La prime de flexibilité doit permettre de refinancer partiellement les investissements nécessaires à un fonctionnement flexible des installations. Des revenus supplémentaires peuvent être obtenus en décalant la production d'électricité aux périodes où le prix de l'électricité est élevé, ce qui permet de générer des recettes supérieures au prix moyen mensuel réalisé sur la bourse de l'électricité pour les produits à court terme (EPEX SPOT SE).

IV.b - Stratégies de commercialisation sur les marchés de l'électricité et d'ajustement

En principe, la vente directe offre aux exploitants d'unités de méthanisation la possibilité de participer tant aux marchés de l'électricité qu'aux marchés d'ajustement. Dans un souci d'optimisation des recettes, il faut se demander s'il vaut mieux opter pour une stratégie de commercialisation sur l'un des deux marchés ou pour une combinaison des marchés de l'électricité et d'ajustement¹⁸.

L'exploitant d'installation qui participe aux marchés d'ajustement obtient, en fonction du produit qu'il propose, un prix de capacité pour sa mise à disposition d'une capacité donnée, auquel s'ajoute un prix au kilowattheure si cette capacité est effectivement appelée. On distingue généralement entre la puissance (ou énergie) de réglage positive et la puissance (ou énergie) de réglage négative. L'énergie de réglage positive implique la nécessité d'augmenter à court terme la production d'électricité, alors que cette dernière doit être baissée pour l'énergie de réglage négative. Les unités de méthanisation peuvent fournir les deux types de puissance de réglage. Si son offre est retenue, l'exploitant d'une installation qui propose une puissance de réglage négative pour une période déterminée doit être effectivement en mesure de baisser la production injectée en conséquence. Tenu de respecter cette plage de temps, l'exploitant ne peut donc pas optimiser sa production d'électricité comme bon lui semble pour une commercialisation sur la bourse de l'électricité. Il en va de même pour la puissance de réglage positive. Dans ce cas, l'installation ne doit pas produire l'électricité en fonction de sa puissance nominale puisqu'elle doit pouvoir augmenter sa puissance s'il est fait appel à son énergie de réglage.

Les plages de temps pour la mise à disposition de puissance de réglage diffèrent d'un produit à l'autre ; pour les produits pertinents pour les unités de méthanisation, elles sont de l'ordre de 4 à 12 heures pour les réserves secondaire et tertiaire (figure 4-2). En outre, les réserves tertiaires font l'objet d'un appel d'offres quotidien et les réserves secondaires d'un appel d'offres hebdomadaire. Pour les appels d'offres hebdomadaires il est nettement plus difficile d'adapter le fonctionnement des installations aux réalités du marché de l'électricité, sachant que l'installation doit être disponible toute la semaine pour fournir de l'énergie de réglage et qu'il n'est donc pas possible d'opter au jour le jour pour le segment de marché le plus favorable. De plus, les recettes supplémentaires qu'il est actuellement possible d'obtenir sur la bourse de l'électricité sont relativement faibles pour une centrale de cogénération fonctionnant de manière synchrone par rapport à la tranche horaire (tranches de 12 heures). Cela est dû au fait que la courbe de prix sur la bourse de l'électricité présente en général deux pics, aux heures de forte demande le matin et le soir (figure 4-2) ; une tranche de 12 heures ne permet donc pas de couvrir de façon optimale les heures à prix élevé. Si l'unité de méthanisation ne dispose que d'une seule centrale de cogénération, il faut en général faire un choix et déterminer le marché sur lequel les recettes seront optimisées en priorité. Les conditions actuellement applicables sur les différents marchés limitent les possibilités de combinaison en ce qui concerne la commercialisation des produits liés aux unités de méthanisation.

¹⁸ (Lauer and Dotzauer, 2015)



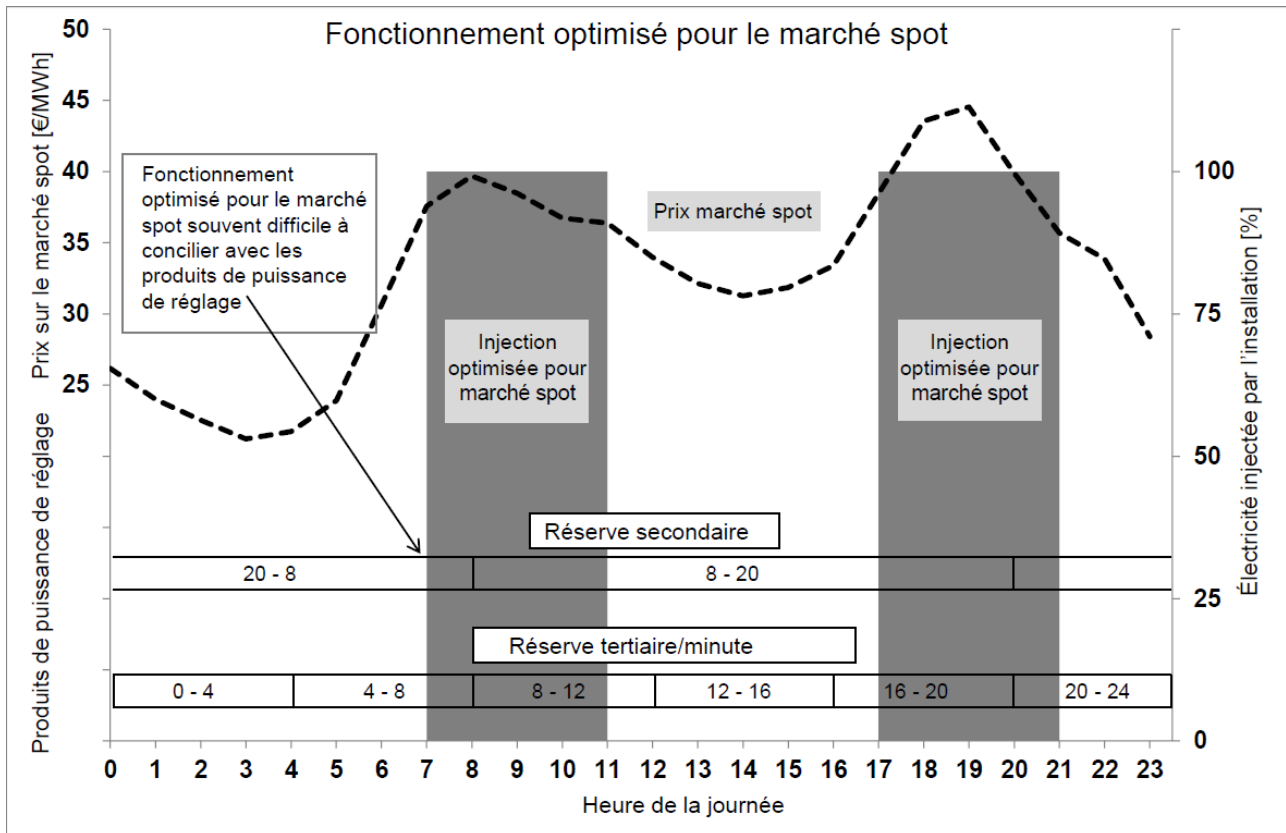


Figure 4-2 : Représentation du prix moyen horaire obtenu en 2014 sur la bourse EPEX Spot SE (European Energy Exchange (EEX), 2015) et de la production injectée par une unité de méthanisation sur une journée donnée ; le graphique montre en outre la réserve secondaire et la réserve tertiaire selon les plages de temps applicables à la commercialisation.

Pour les unités de méthanisation flexibilisées et disposant de plusieurs équipements de production d'électricité, il est aujourd'hui intéressant d'en utiliser au moins un en base pour proposer en permanence une puissance de réglage négative¹⁹. Les équipements restants seront utilisés de manière flexible sur le marché de l'électricité, de préférence aux périodes où le prix est élevé (fonctionnement dit semi-flexible). Il est ainsi possible de générer des recettes supplémentaires tant sur les marchés de l'électricité que d'ajustement. Comme les prix de l'électricité et de la puissance d'ajustement varient, la stratégie de commercialisation optimale des produits liés aux unités de méthanisation sur les deux marchés précités peut également varier. Il importe de ce fait de l'évaluer et de l'adapter régulièrement.

¹⁹ (Lauer and Dotzauer, 2015)



V - Unités de méthanisation flexibles : perspectives

Les capacités de production d'électricité des centrales conventionnelles seront à l'avenir de plus en plus remplacées par un système énergétique axé sur les énergies renouvelables intermittentes. Ce changement ne sera pas sans effets sur la sécurité d'approvisionnement et le fonctionnement de la fourniture d'électricité. Si le parc de centrales conventionnelles – qui, contrairement à l'éolien et au photovoltaïque, n'est pas tributaire des conditions météorologiques – garantissait auparavant les performances du système électrique, les options de flexibilité seront de plus en plus mises à contribution pour assurer l'approvisionnement en électricité. Il en résulte des besoins de flexibilité à différentes échéances qui peuvent être satisfaits tant du côté de l'offre que de la demande.

Une autre conséquence de la transition énergétique est la décentralisation de la fourniture d'énergie²⁰. Auparavant produite essentiellement de manière centralisée par les grandes centrales électriques, puis transportée vers le consommateur à des niveaux de tension différents (très haute, haute, moyenne et basse tensions), l'électricité est aujourd'hui déjà en grande partie produite à l'échelle des réseaux de distribution d'électricité (moyenne et basse tensions)²¹.

Ces deux aspects, à savoir le changement de la performance garantie au sein du système global et la tendance à la décentralisation de la production d'électricité, entraînent chacun un besoin d'options de flexibilité. Les installations de cogénération biogènes contribuent aujourd'hui déjà à une production d'électricité flexible et en adéquation avec la demande en proposant différents produits sur les marchés de l'électricité et d'ajustement (chapitre IV.b). Au fur et à mesure de la diminution des capacités de production des centrales à énergie fossile, l'importance des installations de production combinée de chaleur et d'électricité devrait continuer à augmenter puisqu'elles sont en mesure de fournir sans trop de difficultés une capacité garantie en intégrant des énergies renouvelables. Pour que cette tendance se confirme, il est indispensable de commercialiser davantage d'électricité produite par les unités de méthanisation, tant sur les marchés de l'électricité que d'ajustement. Les installations de production flexibles peuvent également apporter une contribution précieuse à la limitation des besoins de développement du réseau, à condition d'être intégrées de manière intelligente à la planification et à l'exploitation des réseaux.

Les unités de méthanisation peuvent en outre se combiner à d'autres technologies selon les différentes utilisations possibles. Techniquement parlant, la valorisation du biogaz en biométhane et l'injection de ce dernier dans le réseau de gaz naturel sont aujourd'hui déjà tout à fait possibles. Le réseau de gaz naturel offrant d'ores et déjà d'importantes capacités de stockage, il est possible de dissocier dans une large mesure la production et l'utilisation du biogaz. Il en résulte un niveau de flexibilité élevé quant au type d'utilisation (électricité, chaleur et mobilité), ainsi que par rapport à la compensation des disparités temporelles et géographiques.

²⁰ (Karl, 2012)

²¹ (Büchner et al., 2014)

Les articulations évoquées plus haut d'un couplage des secteurs avec les technologies de conversion de l'électricité en chaleur (*power-to-heat*) et en gaz (*power-to-gas*) ne seront probablement pertinentes qu'à partir de 2030/2035, lorsque le volume d'électricité excédentaire commencera à considérablement augmenter. Les approches intelligentes d'utilisation et de stockage de ces quantités d'énergie seront donc de plus en plus importantes²². Portée en Allemagne essentiellement par les installations de cogénération, la technologie de méthanisation peut être utilement combinée à ces approches²³. Il existe déjà des projets pilotes combinant les unités de méthanisation au P2G, et qui impliquent la commercialisation d'une réserve secondaire négative et la conversion de l'électricité excédentaire en gaz renouvelable^{24,25}.

À l'avenir, les installations de biométhane seront probablement surtout adaptées au P2G, et ce, en raison du raccordement déjà existant au réseau de gaz naturel: elles produiront de l'hydrogène à partir de l'électricité excédentaire et le convertiront en méthane grâce au CO₂ biogène présent dans l'installation. Les solutions P2G ne devraient déployer tout leur potentiel qu'à partir du moment où les volumes croissants d'électricité excédentaire permettront des durées de fonctionnement suffisamment longues. De ce point de vue, il s'agit donc d'une technologie d'avenir qu'il serait judicieux de développer aujourd'hui pour pouvoir l'utiliser dès 2030 en fonction du besoin des capacités à ce moment-là. L'infrastructure existante du gaz naturel offre un potentiel intéressant pour le développement progressif de cette technologie dans un environnement technologique existant (avec les installations de biogaz, par exemple) et pour son introduction sur un marché existant.

²² (Sterner et al., 2015b)

²³ (Thrän, 2015b)

²⁴ (Dena, 2015)

²⁵ (Viessmann, 2015)

Liste des sigles et abréviations utilisés

Sigle/abréviation	Explication
BHKW	Blockheizkraftwerk (centrale de cogénération)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz (loi sur les énergies renouvelables)
CSTR	Continuous stirred-tank reactor
ENTSOE	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPEX	European Power Exchange
TIC	Technologies de l'information et de la communication
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung (production combinée de chaleur et d'électricité)
STEP	Station de transfert d'énergie par pompage
P2H	Power-to-heat : conversion de l'électricité excédentaire en chaleur
P2G	Power-to-gas : conversion de l'électricité excédentaire en gaz
CR	Charge résiduelle (charge déduction faite des différentes productions)
RS	Réserve secondaire
RT	Réserve tertiaire

Table des figures

Figure 2-1 : Schéma de l'utilisation temporelle des différents types de puissance de réglage et des marchés infra-journalier et spot subséquents (graphique : DBFZ, sur la base de : (dezera GmbH, 2016))	6
Figure 2-2 : Profils de charge pour le 27 décembre 2015 en Allemagne, graphique réalisé par les auteurs (ENTSOE, 2016) ; Bio-Flex = effet de flexibilisation des bioénergies, STEP = stations de transfert d'énergie par pompage, CR = charge résiduelle	7
Figure 3-1 : Options de flexibilisation des unités de méthanisation (graphique adapté d'après Szarka u. a., 2013) ; TIC = Technologies de l'information et de la communication	8
Figure 3-2 : Concentration de la production d'électricité par augmentation de la puissance installée comparée à celle de gaz	10
Figure 3-3 : Modélisation comparative entre une alimentation statique (1) et une alimentation dynamique (2), par rapport à la production de gaz et aux cycles de stockage de gaz qui en résultent sur 48 heures ; graphique réalisé par les auteurs	12
Figure 4-1 : Cumul du nombre d'installations inscrites au dispositif d'accès à la prime de flexibilité et de leur puissance électrique installée (Scheftelowitz et al., 2015)	15
Figure 4-2 : Représentation du prix moyen horaire obtenu en 2014 sur la bourse EPEX Spot SE (European Energy Exchange (EEX), 2015) et de la production injectée par une unité de méthanisation sur une journée donnée ; le graphique montre en outre la réserve secondaire et la réserve tertiaire selon les plages de temps applicables à la commercialisation.	17

Liste des tableaux

Tableau 1 : Éléments techniques obligatoires et facultatifs pour une production d'électricité annuelle constante en adéquation avec la demande par les unités de méthanisation	10
--	----

Références bibliographiques

Büchner, J., Katzfey, J., Flörcken, O., Moser, A., Schuster, H., Dierkes, S., Leeuwen, T. van, Verheggen, L., Uslar, M., Amelsvoort, M. van, 2014. Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie) (*Moderniser les réseaux de distribution en Allemagne [Étude sur les réseaux de distribution]*)

Dena, 2015. Strategieplattform Power to Gas (*plateforme stratégique Power to Gas*)

dezera GmbH, 2016. Die Regelleistungsmärkte (*Les marchés d'ajustement*)

OFAEnR, 2015. Les réserves de puissance et les marchés d'ajustement en France et en Allemagne (OFAEnR, 2015). URL <http://enr-ee.com/fr/systemes-marches/actualites/lecteur/les-reserves-de-puissance-et-les-marches-dajustement-en-france-et-en-allemande.html>

Dotzauer, M., Naumann, K., Billig, E., Thrän, D., 2015. Demand for the flexible provision of bioenergy carriers – an overview of the different energy sectors in Germany, in: Thrän, D. (Ed.), Smart Bioenergy - Technologies and Concepts for a More Flexible Bioenergy Provision in Future Energy Systems. Springer-Verlag, Heidelberg, pp. 11 – 31.

Drescher, B., 2015. Flexibilisierung – Option für die Verbesserung der Ertragslage? (*La flexibilisation : une option pour améliorer le niveau de rendement ?*) Biogas J. – Hors-série Direktvermarktung (*vente directe*), Biogas Journal pages 46–48.

Etogas, 2013. Industrielle 6,3 MW PtG-Anlage (Audi e-Gas-Anlage) (*Installation P2G industrielle de 6,3 MW [installation e-gaz Audi]*)

European Energy Exchange (EEX), 2015. EPEX SPOT SE: Day-Ahead Auction [WWW Document]. URL <http://www.epexspot.com/en/market-data/dayaheadauction> (accessed 3.24.15).

Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014) (*Loi sur le développement des énergies renouvelables [loi sur les énergies renouvelables – EEG 2014]*). 2014.

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) (*Loi sur la priorité aux énergies renouvelables [loi sur les énergies renouvelables – EEG]*), 2012.

Hauser, E., Baur, F., Noll, F., 2014. Endbericht zum Projekt: Beitrag der Bioenergie zur Energiewende (*Rapport final du projet : contribution des bioénergies à la transition énergétique*)

Karl, J., 2012. Dezentrale Energiesysteme: Neue Technologien im liberalisierten Energiemarkt (*Systèmes énergétiques décentralisés : nouvelles technologies sur le marché libéralisé de l'énergie*) Oldenbourg, Munich.

Kost, C., Mayer, J. N., Thomsen, J., Hartmann, N., Senkpiel, C., Philipps, S., Nold, S., Lude, S., Schlegl, T., 2013. Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien (*Coûts de production d'électricité par les énergies renouvelables*).

Lauer, M., Dotzauer, M., 2015. Optimale Betriebsstrategien für die flexible Strombereitstellung aus Biogasanlagen (*Stratégies optimales d'exploitation pour la fourniture flexible d'électricité à partir d'unités de méthanisation*), in: Actes du congrès (en ligne) 9. Internationale Energiewirtschaftstagung (*9^e congrès international du secteur de l'énergie*). Presented at the 9. Internationale Energiewirtschaftstagung at the TU Wien, IEWT 2015, Vienne, Autriche, pp. 1–15.

Liebetau, J., Daniel-Gromke, J., Jacobi, F., 2015. Flexible power generation from biogas, in: Thrän, D. (Ed.), Smart Bioenergy - Technologies and Concepts for a More Flexible Bioenergy Provision in Future Energy Systems. Springer-Verlag, Heidelberg, pp. 67–82.

Mauky, E., Jacobi, H.F., Liebetrau, J., Nelles, M., 2015. Flexible biogas production for demand-driven energy supply – Feeding strategies and types of substrates. *Bioresour. Technol.* 178, 262–269. doi:10.1016/j.biortech.2014.08.123.

Mauky, E., Weinrich, S., Jacobi, H.F., Neagele, H.J., Liebetrau, J., Nelles, M., in Press. Model predictive control for demand-driven biogas production in full-scale. *Chemical Engineering & Technology*. doi:10.1002/ceat.201500412.

Nitsch, J., Pregger, T., Naegler, T., Heide, D., Luca de Tena, D., 2012. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - BMU Leitstudie 2011 (*Scénarios à long terme et stratégies pour le développement des énergies renouvelables en Allemagne, compte tenu de l'évolution en Europe et dans le monde - étude pilote 2011 du Ministère fédéral allemand de l'environnement, BMU*).

Scheftelowitz, M., Rensberg, N., Denysenko, V., Daniel-Gromke, J., Stinner, W., Hillebrand, K., Naumann, K., Peetz, D., Hennig, C., Thrän, D., Beil, M., Kasten, J., Vogel, L., 2015. Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa) (*Production d'électricité à partir de la biomasse [projet IIa]*), rapport intermédiaire de mai 2015. Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützig GmbH (*Centre allemand de recherche sur la biomasse*).

Scheftelowitz, M., Thrän, D., Krautz, A., Denysenko, V., Daniel-Gromke, J., Hillebrand, K., Lenz, V., Liebetrau, J., Naumann, K., Ortwein, A., Rensberg, N., Stinner, W., Trommler, M., Barchmann, T., Witt, J., Zeymer, M., Schaubach, K., Büchner, D., Peters, W., Sven Schicketanz, Schlultze, C., Deumelandt, P., Reinicke, F., Gröber, H., Beil, M., Beyrich, 2014. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG, Vorhaben IIa Stromerzeugung aus Biomasse (*Préparation et accompagnement de l'élaboration du rapport d'avancement 2014 en vertu de l'art. 65 de la loi EEG, projet IIa Production d'électricité à partir de la biomasse*). Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützig GmbH (*Centre allemand de recherche sur la biomasse*).

Schwill, J., 2014. Power-to-Heat (PtH) und Regelenergie - Was sind Vor- und Nachteile? (*Power to heat [P2H] et énergie de réglage – Quels avantages et inconvénients ?*)

Sievers, J., 2013. Demonstration und Vergleich von optimal leistungsregelbaren Biogastechnologien (*Démonstration et comparaison de technologies de méthanisation permettant un réglage optimal de la puissance délivrée*). Presented at the 5. Statuskonferenz, Programm energetische Biomassenutzung (*5^e conférence sur l'état d'avancement du programme utilisation énergétique de la biomasse*), Leipzig.

Sterner, M., Eckert, F., Thema, M., Bauer, F., 2015a. Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung (*La contribution positive des batteries décentralisées pour la stabilité de la fourniture d'électricité*).

Sterner, M., Thema, M., Eckert, F., Lenck, T., Götz, P., 2015b. Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland (*Importance et nécessité du gaz éolien pour la transition énergétique en Allemagne*).

Szarka, N., Scholwin, F., Trommler, M., Jacobi, F., Eichorn, M., Ortwein, A., Thrän, D., 2013. A Novel Role for Bioenergy: A flexible, demand-oriented power-supply. *Energy*, Online 1–9.

Thrän, D., 2015a. Conclusion and Outlook, in : Thrän, D. (Ed.), *Smart Bioenergy - Technologies and Concepts for a More Flexible Bioenergy Provision in Future Energy Systems*. Springer-Verlag, Heidelberg, pp. 161 – 177.

Thrän, D. (Ed.), 2015b. *Smart Bioenergy. Technologies and concepts for a more flexible bioenergy provision in future energy systems*. Springer-Verlag, Heidelberg.

Viessmann, 2015. Power-to-Gas-Anlage in Betrieb genommen (*Installation power to gas mise en service*), communiqué de presse.