

Optimisation des charges électriques

Compte-rendu des échanges de l'atelier

La récente étude Prodiges 2 sur plus de 80 sites en France donne pour les charges électriques une part de 11 à 15% des charges totales du site. Avec la hausse des coûts de l'électricité, la part des charges électriques pourrait représenter 25% des charges demain (soit le second poste de consommation sur une unité).

3 solutions sont envisagées pour limiter cette hausse :

- Court terme : contractualisation
- Moyen terme : réduire les consommations
- Long terme : autoconsommation

CONTRACTUALISATION

Qu'est ce que l'ARENH?

L'ARENH est un dispositif mis en place en 2010 signifiant "Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique". Il permet à tous les fournisseurs alternatifs de s'approvisionner en électricité auprès d'EDF, qui en a le monopole mais doit en vendre une certaine partie à ses concurrents. Le prix est de 42 €/MWh jusqu'à fin 2022 et 49 au 01/01/2023, sachant que le volume maximal est de 100 TWh/an. Ce dispositif est très sollicité, et l'offre dépasse toujours la demande.

Pour un méthaniseur qui fait une demande de droit d'ARENH :

- Intérêt : avoir accès à de l'électricité beaucoup moins chère que le prix du marché actuel.
- Limite : la demande de droit d'ARENH étant supérieure à ce qui est réservé, le volume total d'ARENH est écrêté (38% d'écèlement en 2022) et le méthaniseur peut se retrouver obligé à acheter une partie de son électricité en complément au tarif SPOT temporairement.

Quelles stratégies avoir aujourd'hui dans le contexte actuel sur les contrats d'achat d'électricité?

Témoignage d'ENERBIOFLEX sur les différentes stratégies possibles :

- Anticipation de la contractualisation : au moins 1 an avant, regarder les stratégies les plus intéressantes et s'intéresser à l'évolution du marché
- Chercher de l'ARENH chez des fournisseurs qui ont encore du stock
- Les choix diffèrent suivant la situation propre de l'unité : contractualiser sur 1 an pour passer une période compliquée, ou s'engager sur 3 ans pour avoir plus de visibilité sur le business plan et limiter l'effet spéculatif.

- Avoir des solutions pour les périodes compliquées (1^{er} trimestre 2023 par exemple) : autoconsommation, décalage de la mise en service pour les sites en travaux, etc
- Attention aux contrats avec un engagement de consommation, qui incluent des pénalités de sur ou sous-consommation

Quelles sont les conditions pour lancer un achat groupé?

- L'AAMB ni l'AAMF n'a pas lancé d'achat groupé – en général les adhérents s'organisent entre eux et passent par des courtiers. Un achat groupé se travaille = il faut que les profils soient similaires, Il ne s'agit pas uniquement de se regrouper et d'acheter ensemble l'électricité, il y a toute une stratégie
- Profil de consommation = un méthaniseur consomme la même chose en été qu'en hiver. C'est un profil intéressant parce que c'est très linéaire. Un profil opposé est celui pour l'irrigation = ils consomment uniquement l'été, période où l'énergie est peu chère et en abondance.

REDUCTION DES CONSOMMATIONS

Quelles sont les solutions proposées par les prestataires extérieurs pour analyser et optimiser les consommations électriques sur une unité de méthanisation?

- Enerbioflex propose de réaliser des audits énergétiques (environ 10k€, qui peuvent être financés par l'ADEME Bretagne - pas possible en Pays de la Loire), pour faire le point sur l'ensemble des consommations électriques de l'unité et dégager des pistes d'optimisation.
- Sur l'unité du Lycée du Gros Chêne, le coût de l'électricité a été multiplié par 4 sur l'unité. Pour faire face à cela, la consommation électrique est pilotée par IA via des algorithmes. Nevezus vient d'installer Biogaz IA pour accompagner l'exploitant dans les optimisations : identifier les pics de puissance, les consommations de chaque poste/organe, choisir leur période de fonctionnement et gérer la maintenance prédictive.

Quelles sont les pistes à l'échelle de mon exploitation?

- Installer des variateurs de fréquence sur les équipements les plus puissants : Agrikomp témoigne d'un gain de 12 à 15 k€/an récupérés sur 2 sites de méthanisation.
- Optimiser le fonctionnement des agitateurs en décalant leur démarrage plutôt sur les heures creuses. Attention à trouver le bon équilibre empirique sur site entre un minimum d'agitation aux bons moments, la production de biogaz et l'absence de formation de croûte ou de mousse.
- Préparation des intrants et taux de MS : les échanges dans la salle n'ont pas permis de conclure sur l'avantage énergétique d'un broyeur par rapport au surplus d'agitation pour dégrader des intrants non préparés, ni sur le taux de matière sèche optimum dans le digesteur (entre production de biogaz et consommation énergétique).

- Pour les sites en injection, l'augmentation de l'isolation des cuves doit être une priorité pour réduire l'autoconsommation de biogaz : [témoignage de SOLAGRO](#) qui présente un exemple chiffré avec un temps de un retour sur investissement de 2-3 ans.

AUTOCONSOMMATION

Quelles sont les marges de manœuvre sur l'autoconsommation pour un contrat de vente d'électricité en cogénération?

- Si le contrat concerné est un contrat "vente en totalité", il n'y a pas de possibilité d'autoconsommer l'électricité produite sur site. L'exploitant est dans l'obligation de vendre toute sa production d'électricité, y compris dans le cas où il produirait plus de biogaz que le consommation du moteur installé ou d'une augmentation de puissance.
- Si le contrat concerné est un contrat "vente en surplus", la vente d'électricité à EDF OA est plus souple : l'exploitant peut autoconsommer l'électricité produite sur une partie ou l'ensemble de ses équipements (à condition que le raccordement électrique nécessaire soit réalisé), vendre une partie de sa production à un tiers (à une collectivité par exemple) avant de vendre le surplus dans le cadre de son contrat EDF OA.
- Il n'y a aujourd'hui pas de possibilité de passer d'un contrat à l'autre sur toute la durée de l'engagement : il est donc important pour les futurs exploitants en cogénération de bien choisir le type de contrat avant de signer.

Quelles sont les marges de manœuvre sur l'autoconsommation pour une unité en injection?

- **Solaire** : d'après Atlansun, aujourd'hui avec le coût de l'électricité, les études de faisabilité ne sont plus utiles sur la partie économique tant les temps de retour sont courts. Pour la méthanisation, le photovoltaïque en toiture et en ombrière sont pertinents. A partir de 100 kW crête, il faut choisir le prix de vente en surplus ; en-dessous, il faut étudier la solution la plus intéressante entre autoconsommation et vente en surplus, en fonction des tarifs et des aides disponibles.
Quelques ordres de grandeurs : 100 kW crête = 500m² de toiture = 80 à 120 k€ de pose (hors raccordement), 1 kW crête produit en moyenne 1000 kWh à l'année.
- **Moteur de cogénération** : du point de vue réglementation et contrat, il est possible d'utiliser un moteur cogénération pour autoconsommer du biogaz pour la **consommation d'électricité** sur site : le contrat encadre la vente de biométhane, mais pas l'utilisation du biogaz en amont.
Attention, les textes encadrant les tarifs d'achat (tarifs 2011 et 2020) **ne permettent pas à ce jour d'autoconsommer la chaleur produite par le cogénérateur pour le chauffage des digesteurs**. L'AAMF demande la modification des arrêtés sur ce point pour lever cette incohérence, les discussions sont en cours avec la DGEC.

Témoignage de Prodeval : 15 moteurs de cogénération vendu pour des sites injection (80 à 150 kWé, temps de retour sur investissement envisagés de 2-3 ans), le premier a été livré mi-novembre. Exemples :

- ◆ Site de 200 Nm³/h qui peut faire 30 Nm³/h de plus : le prix d'équilibre à partir duquel le moteur de cogénération est pertinent = 180 €/MWh élec
 - ◆ Site de 200 Nm³ qui doit baisser de 30 pour autoconsommer (attention, il faut vérifier si c'est possible dans le contrat ET il faut que cela respecte REDII) : le prix d'équilibre à partir duquel le moteur de cogénération est pertinent = 260 €/MWh élec.
- **Groupe électrogène** : cela peut rester une solution de secours pendant la période hivernale et notamment face aux délestages potentiels, mais demande cependant d'allumer le groupe électrogène aux moment opportuns et un suivi sur site par l'exploitant.