



Compte-rendu des interventions „transition énergétique“ lors du colloque économique qui a eu lieu le 8 avril à la Maison de Rhénanie-Palatinat à Dijon.

Smart Grids en Rhénanie-Palatinat

« En 2020-2025, nous aurons une capacité installée de production d'énergies renouvelables de 25 GW, montant comparable à ce que l'Allemagne produit aujourd'hui. Cela dit, dans une journée, ce pays doit gérer un écart de puissance pouvant aller jusqu'à 10 GW ! » C'est ainsi que Claire Aïcardi Rédactrice en chef d'Europ'Energies pose le débat des Smart Grids pour la France.

La Rhénanie-Palatinat est fortement concernée par cette problématique d'écart de puissance. Elle est en effet l'une des régions les plus ambitieuses au monde en termes de mise en œuvre de la transition énergétique. Les énergies renouvelables doivent y atteindre une part de 100% de la consommation à l'horizon 2030, dont 90% de photovoltaïque et d'éolien.

Cette transition a des répercussions sur toute la chaîne de valeur. En effet, en 2030, l'énergie produite pour la consommation en Rhénanie-Palatinat aura ces caractéristiques :

1. Intermittente
 - a) Production non synchronisée avec la consommation
 - b) Le réseau est parfois sur- ou sous-dimensionné par rapport à la production
2. Difficilement prévisible
3. Décentralisée et diffuse

Pour faire face à ces défis, la région de Rhénanie-Palatinat investit massivement dans les Smart Grids, c'est-à-dire, selon la Global Smart Grid Federation, un « réseau de distribution d'électricité qui intègre intelligemment les actions de tous les utilisateurs qui y sont connectés - les producteurs, les consommateurs et ceux qui font les deux - pour distribuer efficacement une électricité durable, économique et sûre ».

En Rhénanie-Palatinat, pour répondre aux problématiques causées par la transition énergétique, les pistes de travail suivantes sont mises en œuvre :



1. Relever le défi de l'intermittence de la production

Le solaire et l'éolien dépendent des conditions atmosphériques du moment, conditions qui peuvent être incompatibles avec la demande. Par ailleurs, les deux énergies sont inopérantes une grande partie du temps.

a) Synchroniser production et consommation

Le premier challenge est que les heures de pointe de production ne correspondent pas aux heures de pointe de consommation. Pour synchroniser production et consommation, plusieurs solutions complémentaires existent :

- La centrale électrique virtuelle : il s'agit d'un poste informatique de commande centralisant les informations données par les petits producteurs d'énergie locaux et les consommateurs. Un logiciel détermine le coût optimal de la production électrique et les priorités d'utilisation de la production électrique. Ce poste existe à Bingen depuis 2007. Les résultats sont, d'une part, un meilleur ajustement entre production et demande, d'autre part, une diminution des pertes en ligne.
- Le stockage de l'énergie au niveau communal : à Trêves, une Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) de 300 MW sera mis en service à Trêves à l'horizon 2019/2020. Il s'agit d'une installation hydroélectrique qui puisent aux heures creuses de l'eau dans un bassin inférieur afin de remplir une retenue en amont. L'eau est ensuite turbinée aux heures de forte consommation. L'électricité de ces stations est appelée essentiellement en période de pointe. Ce système permet d'adapter l'offre à la demande. Ce projet implique l'ensemble des habitants de la ville de Trêves et représente un coût moyen d'environ 15 000 € par foyer.
- Le stockage de l'énergie au niveau individuel : une autre piste pour stabiliser les réseaux électriques, les systèmes de stockage décentralisés, est à l'essai au Fraunhofer Institut. Dans le cadre du projet My Power Grid, 100 foyers pilotes sont équipés de batteries dotées d'une infrastructure informatique intelligente depuis mars 2011. Cette infrastructure permet de superviser la charge et la décharge du stockage selon un programme sélectionné par l'utilisateur. Un tel programme peut être ainsi optimisé pour maximiser la consommation sur place ou minimiser la charge maximale du dans le réseau. De telles batteries coûtent toutefois plus de 20 000 €. C'est pourquoi un pôle de compétitivité, StoREgio, regroupant 58 entreprises (dont BASF) et universités à Ludwigshafen a pour but de diminuer les coûts des batteries de nouvelles générations, particulièrement prometteuses.
- Le Demand Side management : une autre possibilité étudiée aussi par le Fraunhofer Institut est d'adapter la consommation à la production. Dans le cadre du projet My Smart Grid, les 251 foyers pilotes ont une visibilité de



leur consommation et leur production d'énergie en temps réel depuis 2010. Ils peuvent ainsi décider de consommer lorsqu'ils produisent le plus. A l'avenir, ils pourront aller plus loin dans les effacements en programmant à l'avance et à distance les consommations d'énergie en fonction de leur production et des données du réseau.

b) Le réseau est parfois sur- ou sous-dimensionné par rapport à la production

Un autre questionnement est d'atteindre le niveau de tension minimal du réseau électrique et de ne jamais produire trop d'électricité, ce qui occasionnerait des dégâts sur le réseau et des manques à gagner pour les producteurs d'énergie. Les réponses aux problématiques de l'ajustement entre offre et demande comme le stockage d'énergie ou la centrale électrique virtuelle sont aussi des réponses à ce challenge.

En effet, concernant les pics de production, les batteries, notamment les systèmes décentralisés, évitent la surcharge du réseau. Quant aux productions trop basses, la centrale électrique virtuelle à Bingen peut également fournir des prévisions à court termes et utiliser des stocks d'énergie inexploités comme les groupes électrogènes des hôpitaux, les centrales de cogénération et, à l'avenir, les batteries des voitures électriques pour commander l'injection de ces réserves dans le réseau.

2. Rendre la production prévisible

« Gouverner, c'est prévoir. » Tout gestionnaire de réseau a besoin de connaître à l'avance le volume de la production pour pouvoir assurer la sécurité de l'approvisionnement et des coûts raisonnables. Le consommateur devient lui-même gestionnaire et peut adapter à l'avance ses consommations en fonction de la production prévue. Pour rendre service à ces acteurs, le Fraunhofer Institut a mis au point le logiciel PV Cast qui permet de connaître la production photovoltaïque à venir en fonction des données météorologiques et historiques de l'installation photovoltaïque. La prévision de la production comme dans le projet PV Cast est aussi crucial pour les gestionnaires de réseau car il permet de prévoir à l'avance les importations nécessaires.



3. Décentralisée et diffuse

Enfin, la production sera plus dispersée qu'aujourd'hui. Il est nécessaire d'interagir avec cette production décentralisée en développant les fonctions d'automatisation. C'est le cas du projet Smart Country mené par RWE. Un réseau intelligent muni de régulateurs de tension permet de piloter la production non seulement en fonction de la demande mais aussi en fonction des capacités du réseau au niveau local. Les fluctuations de tension sont diminuées jusqu'à 38%, ce qui facilite le pilotage d'un réseau de plus en plus complexe. Il est aussi nécessaire d'agréger les petites productions décentralisées afin de pouvoir les vendre sur les marchés de l'énergie. C'est le rôle de la centrale électrique virtuelle.

Les Smart Grids apparaissent comme une solution valable permettant la mise en œuvre effective et efficace de la transition énergétique. Toutefois, ils sont aujourd'hui encore en phase de test. Un plan-cible de développement est en discussion cette année en Rhénanie-Palatinat. L'enjeu, c'est de développer de pair énergies renouvelables et smart grids afin de ne pas engendrer des surcoûts conséquents voire des pannes du réseau.