



*« Des réseaux d'électricité intelligents pour répondre aux défis actuels
Enjeux et conséquences »*

Colloque du 22 octobre 2009
Namur - Place d'Armes - Palais des Congrès - Auditorium Félicien Rops

Intervention de Francis GHIGNY
« Les enjeux du secteur électricité d'ici 2020 »

1. Introduction

Le *Smart Grid* se définit comme suit (Eurelectric) : *« Un Smart Grid est un réseau d'électricité qui intègre intelligemment le comportement et les actions de tous les utilisateurs raccordés au réseau (producteurs et consommateurs) dans le but d'assurer efficacement une fourniture d'électricité durable, économique et ce, en toute sécurité ».*

Je vais présenter les enjeux, ceux que nous avons identifiés à la CWaPE et qui ont fait que nous avons souhaité organiser ce colloque consacré au *Smart Grid*. Je laisse le soin aux différents acteurs du marché de l'énergie de vous exposer tout à l'heure les conséquences, notamment opérationnelles, que ce choix entraînera.

2. L'essor de la production décentralisée

Nous avons constaté – ce qui n'était pas évident il y a quelques années encore, même pour les spécialistes – que le réseau était insuffisamment dimensionné pour le raccordement intensif de productions décentralisées.

Les orientations prises au niveau européen (notamment le Plan Energie-Climat) ont revu à la hausse toutes les prévisions en termes d'électricité verte. Les études de potentiel ont montré que ces objectifs étaient atteignables, les dispositions ont été prises pour que les projets soient économiquement viables (les certificats verts) et les porteurs de projets ont suivi.

Mais la séparation des rôles, l'unbundling entre les activités de production et de gestion de réseau, n'ont peut-être pas fait prendre conscience immédiatement de la nécessaire modification du métier et des pratiques des gestionnaires de réseau.

Il y a quelques années, les GRD pensaient encore que l'intégration de la production décentralisée pourrait se faire sans problèmes sur les réseaux existants, ces derniers étant considérés comme largement dimensionnés. Lors de la préparation du plan SOLWATT, relatif aux installations solaires photovoltaïques, nous avons organisé une concertation avec ces mêmes GRD qui ont accepté que le placement d'installations de moins de 10 kVA puisse se faire sans autorisation préalable. Il n'y avait aucun souci à se faire puisque tout raccordement permet déjà généralement le 10 kVA. C'était sans compter probablement sur l'indice de foisonnement, qui fait que tous les clients ne consomment pas en même temps mais que le soleil, lui, brille partout en même temps au niveau local.

Nous connaissons déjà aujourd'hui des installations photovoltaïques qui, à certains moments très ensoleillés, ne peuvent pas produire suite à des surtensions locales. Et surtout, plusieurs projets éoliens et biomasses finalisés ne parviennent pas à se concrétiser car ils ne reçoivent pas l'autorisation pour se raccorder. Il y a donc un problème à traiter d'urgence si nous voulons atteindre les objectifs européens et régionaux.

3. Le renforcement du réseau

La réponse classique est de renforcer le réseau : augmenter les sections des câbles et augmenter la puissance des postes de transformation. Il faudra le faire, bien sûr. Mais cela nécessite de gros investissements et aussi beaucoup de temps (des autorisations sont généralement nécessaires). Le paradoxe veut que si l'intégration de productions décentralisées coûte cher en développement de réseau, cela ne rapporte pas directement au gestionnaire de réseau. En effet, le coût d'utilisation du réseau est répercuté sur les consommateurs et pas sur les producteurs. Cette règle est appliquée partout en Europe pour éviter les distorsions de concurrence. Quand un GRD accepte de nouveaux producteurs sur son réseau, cela augmente son "timbre-poste", qu'il convient pourtant de contenir. C'est pourquoi il faut investir judicieusement (là où c'est le plus nécessaire) et utiliser le réseau « plus près de ses limites ». Cela passe nécessairement par une gestion intelligente du réseau (*Smart Grid*).

4. Le *Smart Grid*

- Le réseau intelligent, ou la gestion intelligente du réseau, nécessite un suivi régulier (en temps réel) des caractéristiques du réseau (intensité, tension...). Ceci permettra déjà de savoir là où le réseau atteint effectivement ses limites et où il est prioritaire d'agir (renforcement des lignes, modulation de la tension au niveau de certains postes de transformation, placement d'accumulateurs...).

- Cette gestion intelligente doit permettre d'agir, même marginalement (car tout se passe à la marge !) sur la consommation instantanée. On parle alors de « gestion active de la demande ». Il est important que cette « gestion active » puisse également être pilotée par le GRD au bénéfice de son propre réseau. En effet, dans les périodes critiques, c'est au niveau local que doit être recherchée une correspondance entre les prélèvements et les injections, pour éviter les problèmes suivants :
 - a) les surtensions : cette situation se rencontre lorsque la demande est localement faible et que les injections sont importantes (beaucoup de vent, de soleil...). Dans ce cas, les productions sont interrompues au moyen de dispositifs de sécurité automatiques ;
 - b) les sous-tensions en bout de ligne : cette situation se rencontre lorsque la demande est forte et que la production locale est faible ou inexistante. Cette situation nécessite de relever la tension en tête de ligne, ce qui, si elle n'est pas modulable, augmente les surtensions (cfr point a) ci-dessus) lors des périodes où la demande est faible, ce qui entraîne une augmentation de la consommation des équipements électriques en fonctionnement ;
 - c) le dépassement des capacités au niveau des postes de transformation : cette situation se rencontre sur un réseau utilisé à la limite de ses capacités lorsque les injections et les prélèvements en aval du poste ne se produisent pas en même temps ;
 - d) les pertes de réseau : ces pertes sont supportées par le GRD et peuvent être minimisées s'il y a une bonne correspondance géographique et temporelle entre les consommations (prélèvements) et les productions (injections).

5. Des outils pour une gestion active de la demande

Pour corriger la non-concordance locale et temporelle entre injections et prélèvements, le GRD peut placer des accumulateurs (essentiellement des batteries) qui peuvent être actionnés à la demande ou sur base d'une information sur site (tension par exemple). En vue de limiter les coûts et d'améliorer les rendements de transformation, le GRD valorisera au préalable toutes les capacités d'accumulation exploitables chez les clients (chauffage par accumulation, eau chaude sanitaire, voitures électriques, électroménager...).

Certains outils sont déjà en place en effet pour assurer une certaine gestion active au niveau de la clientèle résidentielle. Il s'agit des compteurs interruptibles (exclusif nuit) et bihoraire, qui sont "commandés" par des signaux émis à distance par les GRD (les TCC : Transmission de Commande Centralisée ; il y en a environ 300 répartis en Région wallonne).

Aujourd'hui, les heures de basculement sont fixées de façon rigide. Rien n'empêche pourtant qu'en fonction de spécificités locales ou d'éléments climatiques, le basculement puisse être programmé différemment. Une information préalable sur les horaires doit être transmise aux clients pour les compteurs bihoraires, alors qu'une plus grande liberté peut être laissée aux GRD pour les compteurs "interruptibles" qui pourraient aussi être activés en temps réel.

En Wallonie, plus de la moitié des ménages dispose d'un compteur multiple (avec 17% de la puissance moyenne de prélèvement pour les seuls compteurs interruptibles). Ces ménages, qui consomment plus que la moyenne, disposent généralement d'équipements pouvant fonctionner de façon différée. L'arrivée attendue de véhicules électriques augmentera les volumes de ces consommations différées.

Les utilisateurs non résidentiels (consommateurs ou producteurs) pourraient être incités à passer des contrats "interruptibles" avec leur GRD, leur garantissant pour ces applications un tarif d'utilisation du réseau plus bas, contre la possibilité accordée au GRD de reporter une partie de leur consommation à des périodes mieux adaptées aux capacités du réseau.

Dans une seconde phase, de nouveaux équipements pourront, progressivement et en fonction des contraintes locales, s'intégrer dans le réseau. Il pourra s'agir de compteurs interruptibles supplémentaires (probablement plus sophistiqués que ceux actuellement en place et prenant en compte la tension instantanée sur le réseau), de relais d'impulsion placés au sein d'installations intérieures (relayant le signal TCC), de postes de transformation à tension modulable (en aval) ou encore d'équipements d'accumulation spécifiques gérés par le GRD (batteries ou systèmes hydrauliques).

6. Des tarifs incitatifs

La collaboration des clients à une gestion active des réseaux nécessite un incitant sous forme d'un "timbre-poste" différencié. Cette situation existe déjà aujourd'hui, mais sans aucune justification économique pour le GRD. Les GRD accordent une réduction sur le "timbre-poste" aux heures creuses, sans que cela ne leur procure le moindre avantage en termes de gestion de réseau ou de diminution de coût pour le développement du réseau¹. Cette situation n'est donc pas saine, ni durable.

La situation est identique pour le fournisseur¹, qui doit acheter son électricité suivant des plages horaires qui ne correspondent pas aux plages horaires où la consommation s'effectuera (qui sera pourtant retenue pour facturer son client).

¹ Un consommateur (profil S22) qui utilise au maximum les possibilités des systèmes de comptage existants), rapporte 30% de recettes en moins à son GRD et jusqu'à 40% de moins à son fournisseur qu'un consommateur identique utilisant mal les possibilités de comptage différencié. Pourtant, ces deux clients génèrent exactement le même coût auprès de leur GRD et auprès de leur fournisseur !

Une modification des règles d'allocation des consommations doit être implémentée afin de permettre aux fournisseurs et aux GRD de favoriser un comportement de consommation des clients qui leur soit favorable (cfr point 8).

7. Les rôles respectifs en termes de gestion active de la demande

Tant le GRD que le fournisseur du client ont un intérêt légitime à "influencer" le comportement de consommation du client, par des signaux tarifaires.

La plupart du temps, leurs intérêts respectifs convergent. Ainsi, au moment où les consommations globales sont les moins importantes (par exemple de nuit entre 23h00 et 5h00), tant les GRD (parce que leurs réseaux ne sont pas saturés) que les fournisseurs (parce que l'achat d'électricité se fait à de meilleures conditions sur le marché belge) ont intérêt à ce que les clients reportent une partie de leur consommation durant cette période.

Cependant, à certains moments, la réalité locale peut rencontrer des situations critiques, en déphasage par rapport à la situation telle que considérée par le fournisseur (au niveau de la zone de réglage belge, ou au niveau du parc de production spécifique qui alimente un fournisseur particulier). Ces situations locales critiques sont cruciales en termes de développement de réseau et en capacité de raccordement et d'accès d'unités de production décentralisées. C'est pourquoi, la CWaPE considère que le GRD doit devenir l'organe qui, en dernier ressort, détermine les périodes tarifaires pour les clients résidentiels (tant qu'ils n'ont pas fait le choix d'un compteur intelligent intégrant des tarifs « fournisseur » très différenciés, comme le feront progressivement les clients non résidentiels!).

Toutefois, la planification des heures de basculement des compteurs par zone doit être établie en étroite concertation avec tous les fournisseurs actifs sur le territoire du GRD. Toute éventuelle dérogation à ces consignes, consécutive à des événements imprévisibles, doit être transmise sans délai aux fournisseurs concernés.

8. Une allocation par *time-frame* (période de comptage)

Pour que les fournisseurs puissent effectivement proposer des signaux tarifaires attractifs à leurs clients, il importe de revoir rapidement les procédures d'allocation pour que les quantités d'électricité qui seront facturées à leurs clients en heures creuses (on interruptibles) puissent également être achetées par les fournisseurs durant ces mêmes périodes tarifaires (appelées *time-frame*).

Il s'agira pour les GRD de définir un profil de consommation moyen pour chaque type de comptage résidentiel (normal, bihoraire jour, bihoraire heures creuses, exclusif nuit, ...) qui pourra servir de base aux achats d'électricité par les fournisseurs. En effet, celui-ci, en connaissant le EAV (Energy Annual Value) pour les différents compteurs de son client, pourra en déduire les quantités d'électricité (les nominations) à injecter dans le réseau quart d'heure par quart d'heure pour toute sa clientèle.

9. Conclusions

Le développement du *Smart Grid* peut débuter rapidement et à moindre coût car plusieurs outils existent déjà pour les clients résidentiels. Cela permettra de pouvoir raccorder davantage de productions décentralisées, de limiter les pertes de réseau et d'éviter les surtensions entraînant une consommation plus importante.

La gestion dynamique du réseau pourra se poursuivre par des accords d'interruptibilité entre GRD et consommateurs/producteurs de taille plus conséquente, ainsi qu'en plaçant progressivement des instruments de mesure et des équipements supplémentaires dans le réseau. De nouvelles productions décentralisées, qui dépasseraient la capacité du réseau en gestion "*passive*", pourront être raccordées, assorties éventuellement de conditions d'interruptibilité (à l'initiative du gestionnaire de réseau) durant une période limitée. Le temps nécessaire pour procéder au renforcement du réseau.

Les fournisseurs seront financièrement intéressés à proposer des tarifs d'avantage différenciés à leurs clients dès lors qu'une allocation par *time-frame* sera organisée, avec des profils types adaptés. Dans ce cadre, les fournisseurs pourront développer leur activité de façon concurrentielle, notamment dans des marchés de niche, malgré le rôle de gestion active de la clientèle résidentielle qui pourra être rempli par les GRD. La conjonction des intérêts objectifs tant des GRD que des fournisseurs pourra fournir le signal tarifaire clair attendu par les clients résidentiels, pour qu'ils choisissent le comportement de consommation le plus adapté.

Il est de la responsabilité des régulateurs de veiller à ce que les différents acteurs du marché remplissent au mieux leurs missions (GRD) et soient mis dans les meilleures conditions pour pouvoir faire jouer la concurrence (fournisseurs). Dans ce cadre, la CWaPE vérifiera que la gestion du réseau permette le raccordement des productions décentralisées et que les fournisseurs puissent proposer des tarifs attractifs en phase avec leur politique d'achat.

La CWaPE considère que le fonctionnement efficace du marché de l'électricité nécessite une gestion performante et dynamique des réseaux à tous points de vue.

* *
*