

Les modèles d'affaires « agrégateur d'effacement diffus »

Quelle soutenabilité en France ?



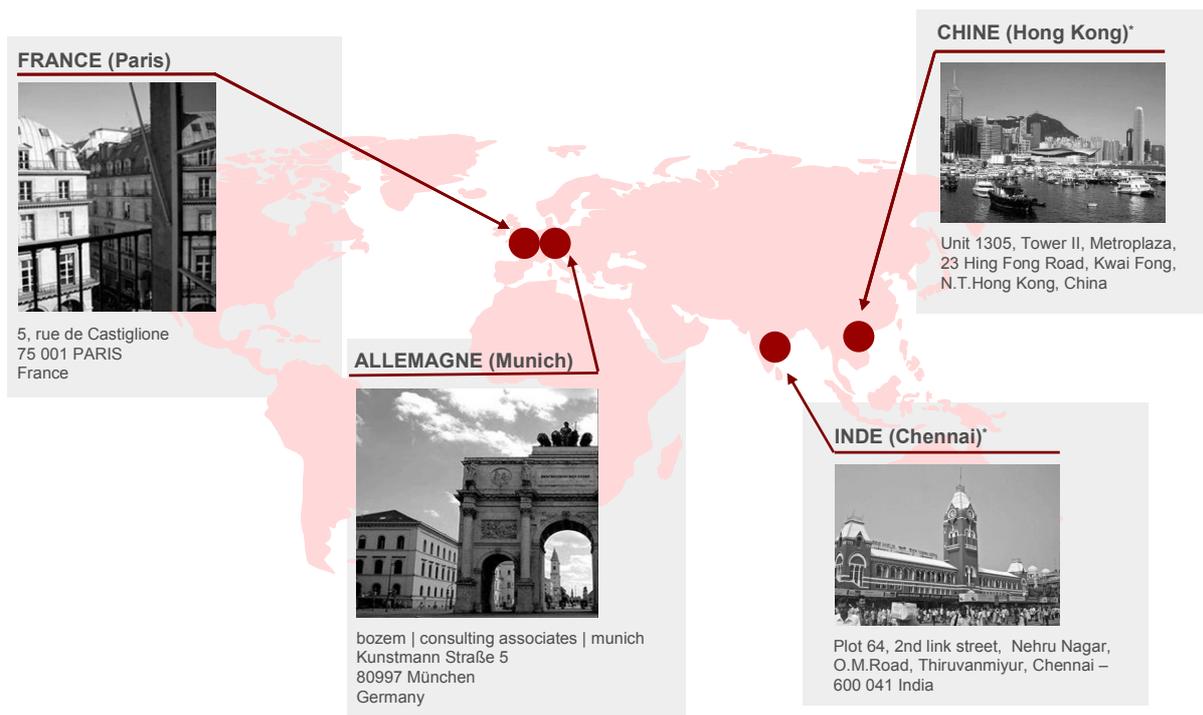
E-CUBE Strategy Consultants est un cabinet de conseil de Direction Générale exclusivement dédié aux enjeux énergétiques et environnementaux. Nous combinons les atouts de proximité, réactivité et flexibilité d'une petite équipe avec le plus haut niveau d'excellence et d'expérience d'une équipe internationale

Nos trois domaines d'expertise :

- **Energie** : accompagner les énergéticiens (électriciens et gaziers, compagnies pétrolières, acteurs des filières Energies Renouvelables) dans l'anticipation et la prise en compte de l'évolution de leur environnement marché, réglementaire, concurrentiel et technologique
- **Eco-stratégie** : accompagner les acteurs privés et publics dans la réévaluation de leur stratégie afin d'intégrer les enjeux et les opportunités d'une "nouvelle donne" environnementale
- **Eco-entreprises** : accompagner à chaque étape de leur développement les entreprises qui élaborent les technologies, les produits et les services contribuant à un monde plus respectueux de l'environnement

E-CUBE Strategy Consultants accompagne ses clients sur des problématiques globales à partir de ses bureaux à Paris (Siège) et Munich, et de ses bureaux de représentations à Chennai et Hong Kong.

Pour plus d'informations, veuillez visiter www.e-cube.com



* : bureau de représentation

Les modèles d'affaires « agrégateur d'effacement diffus » : quelle soutenabilité en France ?

Résumé

La question de la soutenabilité économique de l'effacement diffus (ED) en France est maintenant récurrente depuis les premières activations techniques réalisées par RTE, voilà deux ans. Les démonstrateurs sur les « réseaux et systèmes électriques intelligents » financés par l'ADEME apporteront certainement des éléments de réponse à cette question. Dans l'attente de ces développements, l'objectif de cette étude est d'identifier les conditions requises pour que le modèle d'affaires ED soit soutenable en France. En préambule, il convient de noter que l'ED a été déployé commercialement dans plusieurs pays en Amérique du Nord. Les caractéristiques spécifiques des marchés (valeur de la flexibilité, politiques publiques, organisation du système électrique², prix de l'énergie, mix usages³ etc.) changent toutefois profondément les modèles économiques pertinents sur chaque géographie.

En première approche, en France, notre analyse suggère que si, aujourd'hui, même des hypothèses de structure de coûts « favorables » ne permettent pas de trouver une rentabilité à l'ED, l'équilibre n'est peut-être pas si loin ; une augmentation vraisemblable de la valeur de la flexibilité pour le système électrique français

pourrait permettre d'atteindre des niveaux de profitabilité confortables. Or, la loi NOME prévoit un mécanisme de capacités qui devrait conduire à revaloriser la flexibilité.

Cette analyse est également l'occasion de rappeler que l'ED s'inscrit dans un ensemble de mécanismes destinés à fournir de la flexibilité au système électrique et à gérer la pointe de demande⁴ : l'ED va entrer en compétition avec des dispositifs tarifaires incitatifs (tarification dynamique, pointe mobile), avec des effacements sur d'autres segments de marchés (tertiaire et industriel) ainsi qu'avec d'autres sources de flexibilité (moyens de production de pointe, modulation de la production, stockage) ; par ailleurs, l'ED est, en soi, une réponse aux enjeux de maîtrise de la pointe de demande. La question qui se pose est donc également celle de la compétitivité relative de l'ED par rapport à ces autres mécanismes.

Enfin, les arbitrages de politiques publiques seront déterminants dans la création d'un espace économique pour l'ED en France avec, par exemple, l'éventuelle évolution des règles d'intégration de l'ED dans le mécanisme d'ajustement⁵, à la faveur des agrégateurs et au détriment des producteurs, ou les conditions de mise en place d'obligations de capacités.

Des déploiements commerciaux à l'étranger

Observons tout d'abord que des programmes d'ED sont déployés commercialement à l'étranger. En Ontario, plus de 170 000 foyers ont adhéré au programme Peaksaver proposé par les distributeurs d'électricité municipaux⁶ de la Province ; ce programme porte sur

l'effacement des consommations du système de climatisation et/ou du chauffe-eau électrique. En Californie, la vague de chaleur de l'été 2006 (deux semaines consécutives avec des températures supérieures à 40°C) ayant une nouvelle fois amené le système électrique au

1. Dans tout ce document, le terme « effacement diffus » est utilisé au sens « pilotage contractualisé de la charge » pour des installations de faible puissance (typiquement inférieure à 36 kVA)
2. *Utilities* intégrées ou non
3. Déploiement de la climatisation par opposition au chauffage électrique par exemple
4. Les mécanismes technico-économiques envisagés dans cette analyse sont : l'arbitrage des effacements sur les marchés spot, les mécanismes d'équilibrage (qui ne permettent pas en tant que tels de gérer la pointe de demande) ainsi que les mécanismes et marchés de capacités
5. Dans sa délibération du 9 juillet 2009, la CRE rappelle que la loi du 10 février 2000 impose, dans le cadre du mécanisme d'ajustement, que l'opérateur d'effacements diffus rémunère les fournisseurs dont les clients se sont effacés pour l'énergie injectée par ces fournisseurs et valorisée par l'opérateur d'effacements diffus. Voltalis a porté l'affaire devant le Conseil d'État.
6. Toronto Hydro, Hydro Ottawa, Enersource etc.

bord de la rupture⁷, de nouvelles politiques publiques ont imposé aux *utilities* d'étendre massivement leur programme d'effacement à compter de l'été 2007.

Ces programmes concernent désormais les

Le programme SmartAC de PG&E

Indépendamment de son programme de déploiement de compteurs communicants, PG&E propose à sa clientèle de particuliers d'adhérer à un programme d'effacement automatisé des consommations. Ce programme prévoit que, entre le 1^{er} mai et le 31 octobre, PG&E puisse réduire le niveau de fonctionnement des systèmes de climatisation pour une durée allant de 1 à 6 heures (le groupe froid est typiquement interrompu 15' toutes les 30', la ventilation continuant à fonctionner et à générer du froid par inertie). L'objectif affiché est de maintenir la sécurité de fonctionnement du système électrique. Sur la base d'une enquête de clients équipés, PG&E prétend que l'activation du dispositif ne sera pas sensible en termes de confort ambiant. Les clients équipés ont la possibilité d'interrompre l'effacement. La participation à ce programme est rémunérée 25 USD par an. Deux architectures techniques sont proposées : la mise en place d'un interrupteur télé-activable au niveau du climatiseur ou bien l'installation d'un thermostat programmable (PG&E précise que la valeur de ce thermostat est de 300 USD). La première option ne requiert pas de prise de rendez-vous avec un électricien : le dispositif est branché sur l'interrupteur général, présent de façon standard sur le compresseur situé à l'extérieur du bâtiment. Seuls les clients disposant d'une climatisation centralisée indépendante sont éligibles (pas de système de climatisation collective ou de climatiseurs *split* par pièce). Si le client n'est pas propriétaire du logement, il doit demander l'autorisation du propriétaire du logement pour que l'intervention puisse être réalisée.

clients particuliers, par l'intermédiaire de signaux tarifaires (dans le cadre du déploiement de compteurs communicants) ou dans le cadre de programmes de Direct Load Control.

Pour la California Public Utility Commission

7. Les systèmes de climatisation représentent 15 GW de puissance installée sur une demande à la pointe de 65 GW en 2008
8. SMECO (CoolSentry), ComEd (ComEd's A/C Cycling), PECO (Smart A/C Saver), TXU (iThermostat)
9. L'effacement crée de la valeur pour les différents maillons de la chaîne électrique : fournisseurs, réseaux et producteur. Une *utility* intégrée est assurée de capturer 100% de la valeur de son investissement dans le développement d'un parc d'effacement

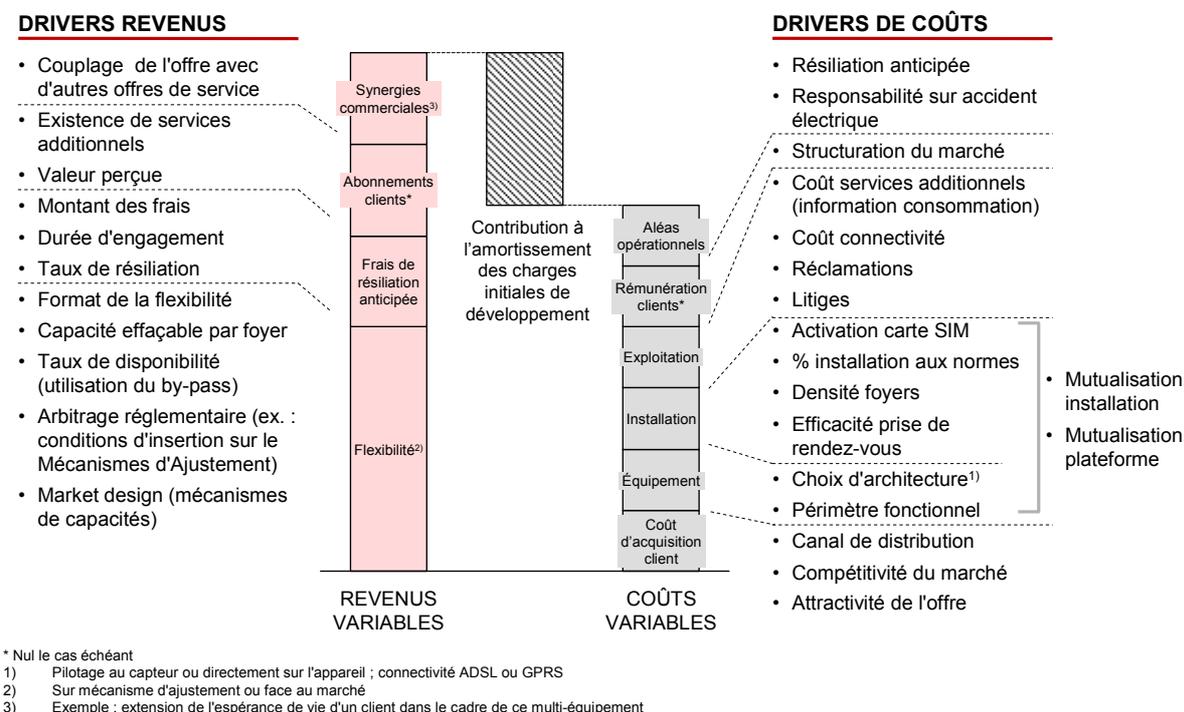
(CPUC), l'effacement vient au second rang des priorités de politique publique, immédiatement derrière l'efficacité énergétique. La CPUC prévoit d'ailleurs une puissance résidentielle effaçable de l'ordre de 1500 MW à horizon 2020.

Au-delà de la Californie, des programmes similaires ont été déployés par plusieurs grandes *utilities*⁸ dans le Maryland, l'Illinois, la Pennsylvanie ou encore le Texas.

Ces développements ne constituent toutefois pas une démonstration de la soutenabilité d'un modèle d'affaires ED dans le contexte français : les caractéristiques spécifiques des marchés (valeur de la flexibilité, politiques publiques, organisation du système électrique –et en particulier le caractère intégré des *utilities* concernées⁹–, prix de l'énergie, mix usages etc.) affectent profondément les modèles économiques pertinents sur chaque géographie. Si, aux Etats-Unis, des acteurs indépendants « *pure players* » se sont développés dans le domaine de l'effacement industriel ou tertiaire (EnerNOC ou CPower par exemple), aucun acteur indépendant n'a en revanche réussi à percer sur le marché « diffus » : l'un des principaux acteurs de l'ED aux Etats-Unis, Comverge, intervient uniquement en marque blanche, comme prestataire de service pour le compte de *utilities*.

La question de la soutenabilité d'une offre non intégrée ou non adossée à une *utility* reste également entière : la *utility* dispose d'un avantage sur le coût d'acquisition des participants du programme ; la valeur qu'elle retire de la flexibilité peut aussi être supérieure à celle accessible à un indépendant via des marchés de gros (si les marchés sont inefficaces par exemple). Enfin, la seule présence des *utilities* sur ce marché peut tout simplement s'expliquer non pas par la rentabilité qu'elles en retirent mais comme le résultat d'une obligation réglementaire.

Figure 1 - Modèle d'affaires conceptuel de l'effacement diffus – revenus et coûts variables par foyer équipé



Les termes de l'équation économique de l'effacement diffus en France

La figure 1 décrit une première approche de l'équation économique de l'ED. Les coûts variables (par foyer¹⁰ équipé) doivent *a minima* être inférieurs aux revenus variables afin de contribuer à l'amortissement des charges initiales de développement du service.

Les paramètres clés de l'économie du service sont la valeur nette¹¹ de la flexibilité pour le système électrique français, la capacité effaçable disponible par foyer (toutes deux fonction du format d'effacement mis à disposition du système électrique) et les coûts d'exploitation. Les coûts fixes par foyer équipé deviennent, eux, secondaires sous l'hypothèse de durées d'amortissement longues.

La figure 2 montre la relation entre format d'effacement et valeur théorique de l'effacement : cette analyse montre notamment que les formats long (>4h / jour) permettent de capter plus de 90% de la valeur théorique d'un

effacement.

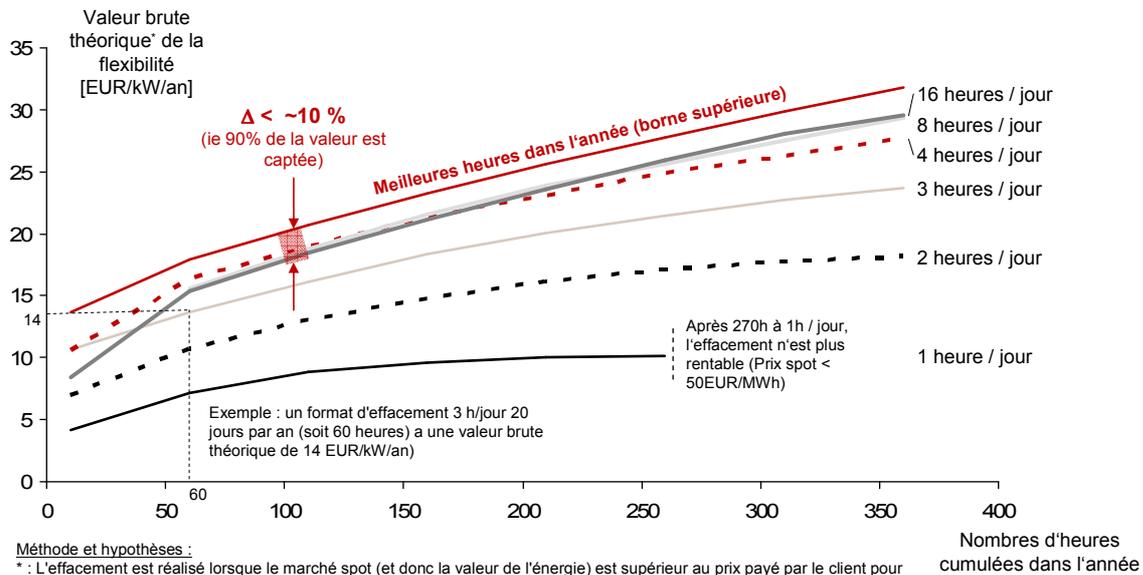
La décomposition de la figure 1 met en évidence certaines marges de manœuvre dans la spécification du modèle d'affaires : rémunération éventuelle du participant au programme, couplage de l'offre d'effacement à d'autres services et mécanismes économiques croisés entre ces services (facturation d'un bouquet de services au client et valorisation de synergies techniques – partage d'une plateforme technique – et commerciales – mutualisation des coûts d'acquisition clients-), conditions de résiliation.

L'application de jeux d'hypothèses à ce modèle conceptuel met en évidence qu'aujourd'hui, même avec des hypothèses favorables sur la structure de coûts, la contribution par foyer équipé reste très probablement négative ; cependant, l'équilibre n'est peut-être pas si loin – Cf. figure 3.

10. Ou par extension toute installation « diffuse », c'est-à-dire de petite puissance (typiquement <36kVA)

11. Nette de la valeur de l'énergie et de la rémunération du site effacé

Figure 2 - Estimation de l'impact de la longueur d'un effacement sur sa valeur brute théorique* [EUR/kW/an, valorisation sur le prix Spot 2009, client tarif vert A5 MU sur un effacement sans report en période HPH et PTE]



Méthode et hypothèses :

* : L'effacement est réalisé lorsque le marché spot (et donc la valeur de l'énergie) est supérieur au prix payé par le client pour cette énergie si elle est livrée. La valeur brute de l'effacement est l'écart entre le prix spot et le prix payé par le client pour l'énergie. La valeur nette est la valeur brute à laquelle on retire l'indemnisation versée au client pour l'avoir effacé. La valeur présentée sur ces graphiques est théorique : l'analyse est conduite ex-post (choix optimum parmi les meilleurs jours de l'année) ; en situation réelle, l'option d'effacement est exercée ex-ante, sans connaissance de l'évolution ultérieure de la tension offre-demande ; la valeur réelle de l'effacement est donc inférieure à la valeur théorique (de l'ordre de 60% sur la base de l'analyse historique de l'exercice des options EJP par EDF)

Source: RTE, EpexSpot, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

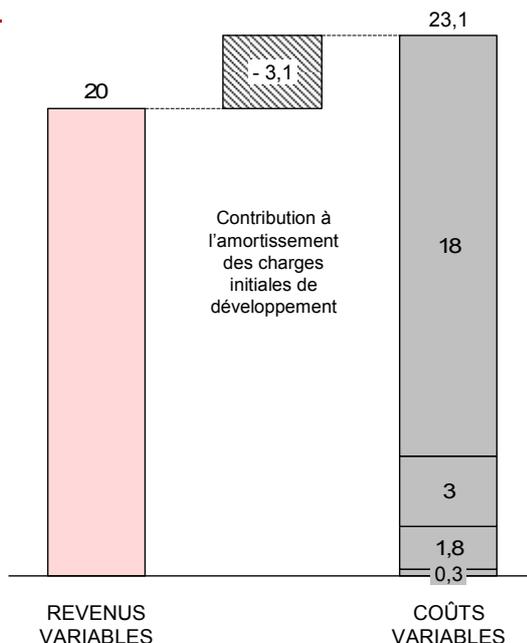
A l'opposé, un jeu d'hypothèses plus « académiques » conduit à un rejet immédiat du concept d'effacement diffus – Cf. figure 4.

Toutefois, il est difficile d'exclure a priori que le jeu d'hypothèses favorables ne se révèle réaliste :

Figure 3 - Hypothèses de niveau de coûts et revenus sur le marché français en 2010 – jeu d'hypothèses favorables [EUR/an/foyer équipé]

HYPOTHESES

- Format d'effacement "type EJP" (18 heures par jour, 22 jours par an, soit 396 heures par an) :
 - Valeur brute théorique de 33 EUR/kW/an soit une valeur brute réelle de 20 EUR/kW/an
- Pas de partage de valeur avec le client
- 1 kW par foyer¹⁾
- Taux de disponibilité proche de 100%
- Offre pure effacement (pas de service d'optimisation des consommations)



HYPOTHESES

- Exploitation = 1,5 EUR/mois de connectivité GPRS (soit 18 euros par an)
- Plateforme dédiée (pas de partage d'infrastructure ou de coûts d'installation avec un autre opérateur)
- Aléas opérationnels négligeables
- Peu de résiliation anticipée

- Installation = 75 EUR
 - Equipement = 45 EUR
 - Acquisition = 7,5 EUR³⁾
- Amorti sur 25 ans²⁾

1) Le parc EJP particuliers et professionnels comprend de l'ordre de 500 000 clients pour une puissance disponible de 800 MW soit 1,6 kW effaçable par installation. L'incitation tarifaire EJP conduit probablement à rendre disponible une puissance plus importante que le volontariat d'un système d'effacement contractuel gratuit.
 2) Durée de vie moyenne d'une installation électrique : 30 ans ; deux tiers d'installations neuves
 3) Voltalis proposait aux installateurs électriciens une rémunération de 10 EUR par logement recruté avant le 31/12/2009 et de 5 EUR après

Source : Communication Voltalis, hypothèses et analyses E-CUBE Strategy Consultants

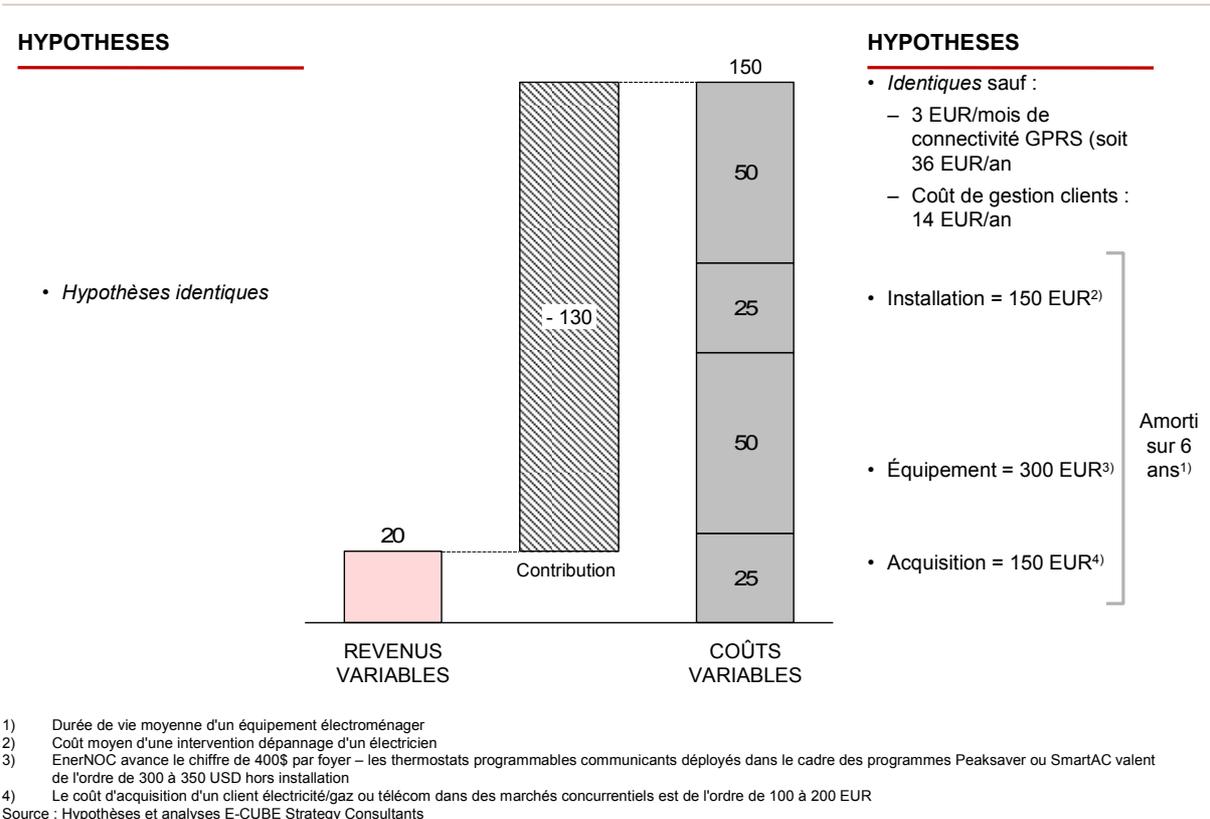


- des coûts d'acquisition des participants plus proches de la dizaine d'euros que de la centaine d'euros : la centaine d'euros est l'ordre de grandeurs de référence pour les coûts d'acquisition clients dans les secteurs *utilities* et télécom concurrentiels ; néanmoins, une approche innovante et spécifique (mobiliser les installateurs électriciens indépendants, s'appuyer sur du marketing viral, équiper des clients multi-sites – bailleurs sociaux, réseaux bancaires...) pourrait permettre de changer d'ordre de grandeur ;
- des volumes importants de cartes SIM (plusieurs centaines de milliers) pourraient justifier de prix très bas dans un marché émergent du M2M¹² très compétitif ;
- des coûts de gestion par foyer se révélant nuls (notion de « *fit and forget* », souvent appliquée dans le monde de la distribution électrique) ;
- des coûts d'installation optimisée (industrialisation de l'approche, ciblage sur des installations aux normes voire ciblage prioritaire sur les installations neuves, architecture technique permettant une installation « *do-it-yourself* »¹³ etc.).

Si l'on retient ce jeu d'hypothèses favorables, l'étape suivante consiste à étudier sous quelles conditions, une contribution positive peut être atteinte. La figure 5 illustre ces conditions ; les leviers sont de trois natures :

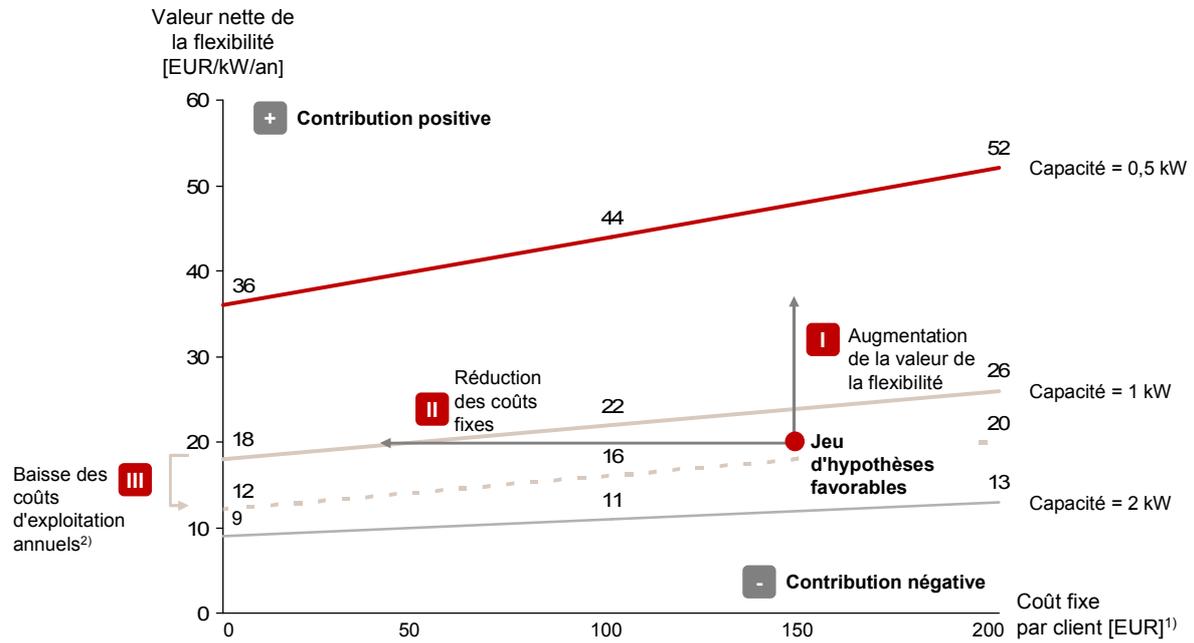
- Augmentation de la valeur nette de flexibilité par foyer : cette augmentation proviendra soit de l'augmentation de la valeur nette de la flexibilité pour le système électrique en France dans les années qui viennent, soit de l'augmentation de la capacité mise à disposition par foyer, résultat de l'optimisation opérationnelle du service
- Réduction des coûts fixes par foyer : une focalisation sur le neuf pourrait augmenter la durée d'amortissement moyenne des équipements ; des partenariats (installation, équipement) pourraient permettre de mutualiser les coûts fixes par foyer avec d'autres acteurs
- Réduction des coûts d'exploitation par foyer : le partage des coûts de connectivité avec un autre opérateur de service ou l'exploitation d'une connectivité assurée par une passerelle ADSL ou via le compteur Linky, plutôt que par un module GPRS¹⁴ pourront notamment être explorés

Figure 4 - Hypothèses de niveau de coûts et revenus sur le marché français en 2010 – jeu d'hypothèses « académiques » [EUR/an/foyer équipé]



12. Communication *Machine-to-Machine*
13. Installation par les occupants du foyer, sans recours à un électricien

Figure 5 - Zone de soutenabilité du modèle d'affaires : frontière entre contribution positive et négative à l'amortissement des charges initiales de développement

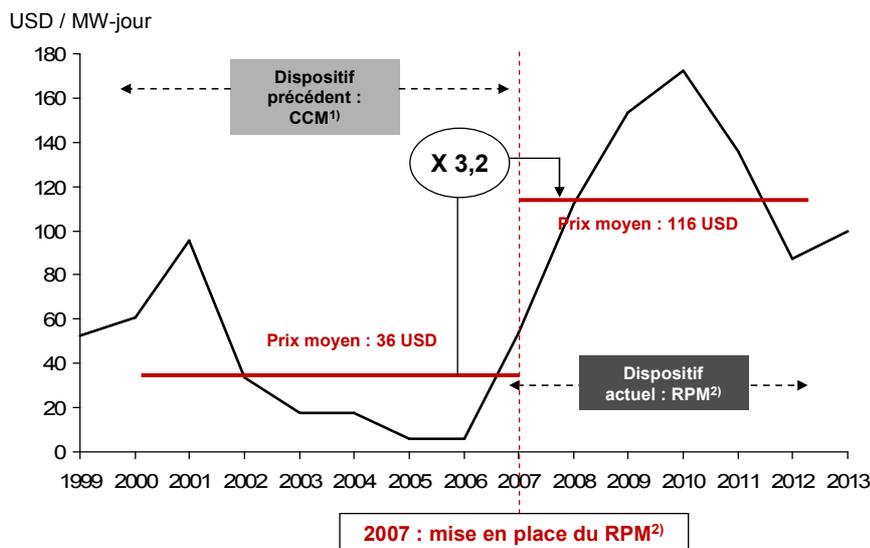


1) Coût d'acquisition + équipement + installation
2) Un tiers du parc connecté via ADSL par exemple

Le premier levier est essentiel. La figure 6 illustre, sur le cas de l'ISO PJM, l'augmentation de rémunération de la flexibilité qui peut résulter de la mise en place d'un mécanisme de capacité performant, visant à compenser la « missing money » des marchés « energy-

only ». La mise en place d'un mécanisme de capacité, prévu dans la loi NOME, pourrait être de nature à doper la valeur implicite observée sur le marché spot français – cf. figure 2. Un arbitrage de politique public en faveur de l'ED, et au détriment des producteurs, dans les

Figure 6 - Évolution du prix moyen pondéré du "cleared MW" avant et après mise en place du dispositif de capacité RPM par PJM en 2007 [USD / MW-jour]



1) Capacity Credit Market
2) Reliability Pricing Model
Source: PJM, exploitant du système électrique de la zone Pennsylvanie, New Jersey, Maryland

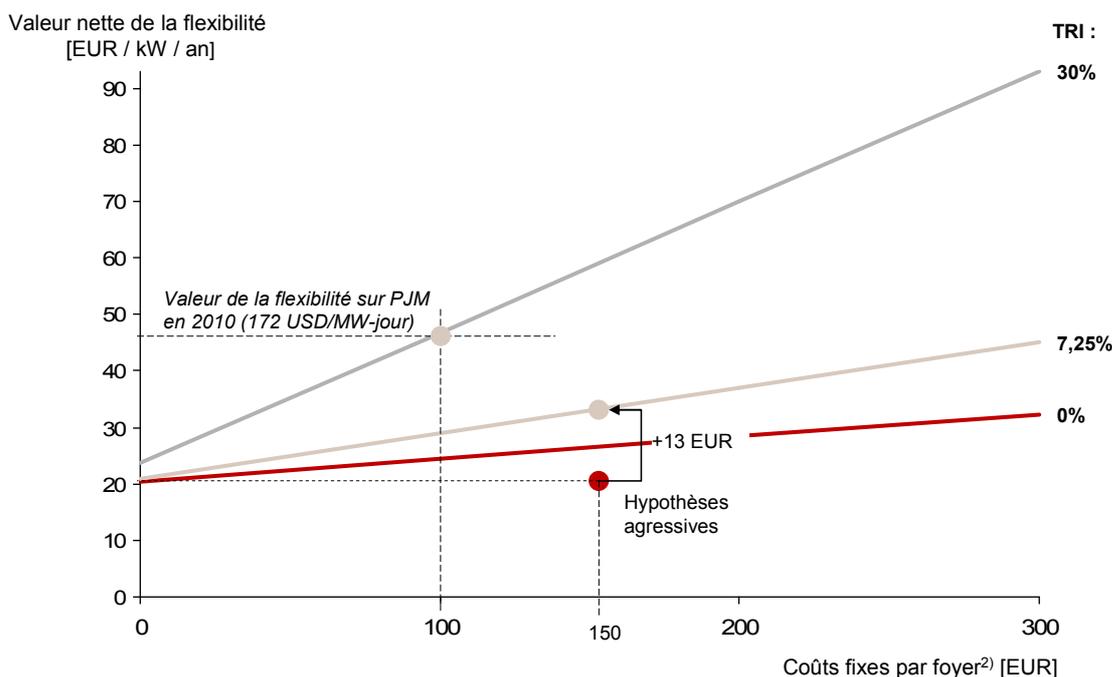
conditions de son insertion sur le mécanisme d'ajustement, permettra également aux agrégateurs de capturer à leur profit une plus grande partie de la valeur de la flexibilité.

La figure 7 met en évidence qu'une hausse d'une douzaine d'euros de la valeur de la flexibilité (+60%) permettrait d'atteindre le seuil de rentabilité requis pour une *utility*¹⁵. Une valorisation de la capacité au niveau de celle observée sur PJM en 2010 rendrait l'activité attractive pour un investisseur en capital risque

(rentabilité attendue de l'ordre de 30%) si l'investissement variable par foyer peut être abaissé à un niveau de 100 EUR (par exemple dans le cadre du partage de l'infrastructure).

Cette rentabilité « à portée de main » explique en partie que, dans les conditions spécifiques de certains systèmes électriques d'Amérique du Nord, la mise en place de dispositifs de capacités ait conduit à un développement significatif de l'effacement – Cf. figure 8

Illustration 7 : Courbes d'iso-TRI1) d'un investissement dans le développement d'un parc d'effacement diffus en fonction du coût fixe par foyer et de la valeur de la flexibilité



1) Taux de Rentabilité Interne
 2) Coûts fixes par foyer : coût commercial d'acquisition du foyer participant au programme + coût de l'équipement + coût d'installation
 Hypothèses : investissement initial de développement du service : 1 MEUR sur 2 années antérieures à la construction du parc clients ; coûts fixes annuels : coût environné de 5 ETP ; parc : 200 000 clients acquis en 5 ans (soit un parc de 200 MW) ; durée de vie de l'équipement installé : 25 ans (deux tiers d'installations neuves) ; coûts variables annuels par foyer : 18 EUR ; 1 kW effaçable par foyer

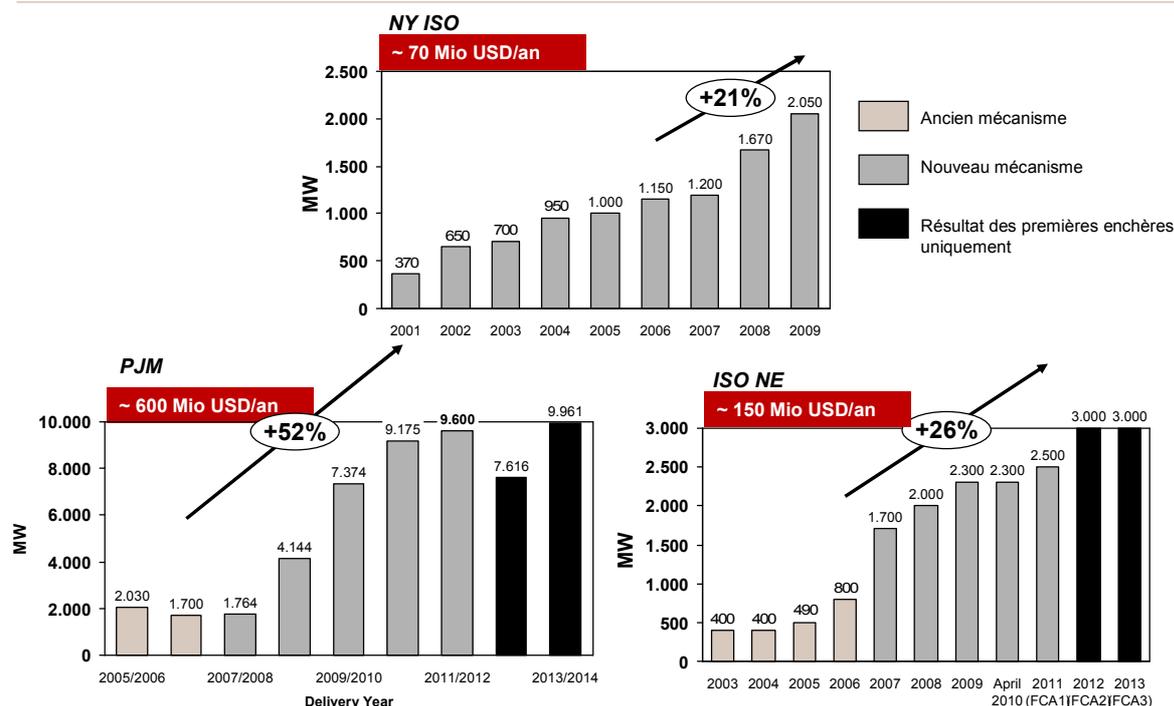
L'effacement diffus en compétition avec d'autres mécanismes de flexibilité

Cette analyse est également l'occasion de rappeler que l'ED s'inscrit dans un ensemble de mécanismes destinés à gérer la pointe de demande et à fournir de la flexibilité au système électrique : l'ED va entrer en compétition avec des dispositifs tarifaires incitatifs (tarification dynamique, pointe mobile), avec des effacements sur d'autres segments de marchés (tertiaire et industriel) ainsi qu'avec d'autres

sources de flexibilité (moyens de production de pointe, modulation de la production, stockage¹⁶) ; par ailleurs, l'efficacité énergétique est, en soi, une réponse aux enjeux de maîtrise de la pointe de demande. La question qui se pose est donc tout autant celle de la compétitivité relative de l'ED par rapport à ces autres mécanismes. C'est aussi celle de la « fenêtre de tir » pour les dispositifs

15. Le coût moyen pondéré du capital prévu dans le cadre du TURPE 2 était de 7,25%
 16. Il a même été proposé par le Groupe de Travail Pointe animé par les parlementaires Sido et Poignant que les nouvelles installations de chauffage électrique soit rendues systématiquement pilotables via les GRD Cf. Proposition 7 du rapport final : « Favoriser l'équipement de chauffages électriques et des climatiseurs neufs par des dispositifs permettant de les couper durant une durée pré-déterminée sur un signal émis par le gestionnaire du réseau de distribution (GRD). Rendre progressivement ces dispositifs obligatoires pour les chauffages et les climatiseurs neufs. »

Illustration 8 : Développement de l'effacement sur trois systèmes électriques nord-américains résultant de la mise en place de dispositif de capacité



1) Avec un prix moyen de capacité de : 174 USD/MWday (PJM), 4 USD/kW-mois (ISO NE), 3 USD/kW-mois (NY ISO)
Source: PJM, ISO NE, NY ISO

ED autonomes : le déploiement effectif de Linky intégrant des fonctionnalités de pointes mobiles, il pourra à terme substituer ces dispositifs d'effacement autonomes, en proposant une alternative plus économique, le cas échéant, pour les besoins de flexibilité et de gestion de la pointe du système électrique.

L'exemple californien suggère toutefois une cohabitation des différents dispositifs. La société Comverge, qui a fait le pari de l'ED (elle gère les programmes de plus d'une douzaine de *utilities* aux USA et notamment le programme de SDG&E en Californie), continue toutefois à enregistrer des pertes importantes. Enfin, les arbitrages de politiques publiques seront déterminants dans la création d'un espace économique pour l'ED en France avec, par exemple, l'éventuelle évolution des règles d'intégration de l'ED dans le mécanisme d'ajustement⁵, à la faveur des agrégateurs et au

détriment des producteurs, ou les conditions de mise en place d'obligations de capacités en France.

Concernant ce second point, les figures 6 et 8 mettent en évidence que le premier mécanisme de capacités mis en place par PJM a été relativement inefficace : seule la mise en place d'un véritable marché de capacités *forward* en 2007 a permis de réévaluer le prix de la capacité et de faire décoller le marché de l'effacement. Or, la loi NOME ne prévoit pas l'organisation d'un marché structuré de capacités.

Enfin, la prise en compte différenciée des capacités d'effacement par rapport aux capacités de production (obligations de capacités portant spécifiquement sur l'effacement) serait également de nature à dynamiser le marché.

A propos de l'auteur

Pierre Germain est co-fondateur et directeur associé d'E-CUBE Strategy Consultants. Pour plus d'information sur les thèses présentées dans cette étude, vous pouvez le contacter par e-mail à e3@e-cube.com

PARIS - MUNICH - CHENNAI - HONG KONG



www.e-cube.com

5 rue de Castiglione,
75001 Paris
FRANCE
+33 (0)1 53 45 27 61

b | c a | m
Kunstmann Straße 5
80997 München
Germany

Plot 64, 2nd link street,
Nehru Nagar, O.M.Road,
Thiruvanmiyur,
Chennai – 600 041 INDE
+91 (0) 98 4033 1364

Unit 1305, Tower II, Metroplaza,
23 Hing Fong Road, Kwai Fong,
N.T.Hong Kong, CHINE
+85 2 8127 7577 (HK)
+86 1521 8869 869 (CN)