

## ANNEXE

### Analyse détaillée des hypothèses permettant de rehausser la valeur économique des ENRv dans l' exercice "Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060" de l'ADEME

Dominique FINON, Janvier 2019

Les résultats du modèle de l'ADEME repose sur une annulation des effets des productions à coût marginal nul (zero cost) sur la diminution de prix moyens du marché horaire qui sont derrière la baisse de valeur économique des unités ENR marginales dans les modèles d'optimisation avec forte part d'ENRv. Cette hausse de la valeur économique des équipements ENRv vient de trois sources :

1. le développement à très grande échelle des sources de flexibilité, surtout celui des effacements et à coût d'accès nul et dans presque tous les usages de l'électricité<sup>1</sup>,
2. le triplement des interconnexions et le téléguidage de l'évolution des systèmes étrangers pour favoriser le développement maximum des complémentarités avec le système français,
3. l'utilisation systématique des surplus de production des unités d'ENRv dans la production de chaleur dans les process industriels d'un côté, dans la production d'H2 pour les usages industriels, pour l'utilisation dans les motorisations à combustion interne, et dans un des scénarios, pour la méthanation.

L'ensemble permet de rehausser la valeur aux capacités nouvelles d'ENRv par rapport à un futur où ces développement ne s'opèrent que de façon réaliste.

#### 1. La mobilisation irréaliste du pilotage de la demande dans les options de flexibilité

C'est sans doute les hypothèses concernant les potentiels d'effacements dans les multiples usages de l'électricité dans tous les secteurs, leur taux d'utilisation et sur leur coût d'accès nul qui explique le contournement du problème que pose la baisse de valeur économique des ENRv au fur et à mesure de leur développement. Les gisements d'effacement et leur taux d'utilisation extrêmement élevés défient l'imagination (voir le tableau suivant extrait du document n°2, p.7).

---

<sup>1</sup> Sans parler des turbines de pointe flexibles dont le développement est banni dans les scénarios, et des échanges avec les systèmes étrangers qui sont renforcés par le triplement progressif des interconnexions, les options de flexibilité qui sont considérées dans l'exercice de l'ADEME sont les effacements dans les multiples usages électriques --ECS, chauffage, produits blancs, recharges des batteries de VEL, usages industriels --, et de façon secondaire les différents types de stockage (dont les 4,5GW actuels de STEP qui ne peuvent augmenter que de 1,5 GW de nouvelles STEP) et les batteries (bien qu'il puisse y avoir d'autres moyens de stockage plus intéressants) qui sortent un peu dans les résultats du modèle à partir de 2035.

Au passage il est intéressant de noter qu'à partir des deux documents, on comprendrait, l'équipe de l'ADEME n'envisage aucunement l'écrêtement des productions ENRv en période de surplus dans ses scénarios, alors que le modèle très détaillé de l'AEN-OCDE, montrent qu'effacer les productions d'un certain nombre de capacités éoliennes est la solution la plus économique pour l'équilibrage horaire ou infra journalier (3,4% pour une part d'ENRv de 50%, 18% de la production annuelle pour une part d'ENRv de 75%), mais dans un système qui peut aussi jouer sur les interconnexions (Cometto et Keppler, 2018). En d'autres termes, si cette solution d'écrêtement était mise en concurrence avec la vente des surplus horaires au système étranger et aux nouveaux usages de power to X (H2, chaleur, etc), il est probable que ces usages ne se développeraient pas, alors que leur présence contribue à soutenir les prix du marché horaire au cours de ces heures.

Part flexible par usage (en %)	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
ECS	0%	25%	50%	63%	75%	88%	100%	100%	100%
Véhicules électriques (charge à la maison)	0%	13%	25%	40%	53%	66%	80%	80%	80%
Véhicules électriques (charge au travail)	0%	13%	25%	40%	53%	66%	80%	80%	80%
Chauffage	0%	13%	25%	38%	50%	63%	75%	75%	75%
Produits blancs	0%	0%	0%	9%	19%	28%	38%	47%	56%
Industrie	20%	30%	40%	43%	45%	48%	50%	53%	55%

Tableau 1. Hypothèses de flexibilité de la demande par usage.

L'ADEME fait l'hypothèse d'une croissance de la flexibilité de la demande vers des niveaux très importants entre 2030 et 2050/60: de 50% à 100% dans l'ECS, de 25% à 75% du chauffage électrique, de 0% à 50% des produits blancs, de 25% à 80% des recharges des véhicules électriques. En supposant par exemple que tous les effacements peuvent jouer en même temps en 2060, cela correspondait au bas mot à 50 GW sur les 100 GW de demande de pointe environ sur les 85 GW d'éolien terrestre, les 18 GW d'offshore et les 80 GW de PV en place cette année-là qui ne peuvent parfois produire en semble qu'à 5% de leur puissance. Le rapport entre la possibilité des effacements et le besoin d'équilibrage n'est pas forcément cocasse ; par contre ce montant est franchement curieux par rapport à la demande et aux usages).

Il pose trois types de questions. Les potentiels d'effacement considérés sont-ils réalistes techniquement ? Est-ce que les effacements dans ces différents types d'usage répondent bien aux besoins de flexibilité correspondant à la présence de 50 /80% d'ENRv dans la production du système ? De tels montants sont-ils réalistes politiquement ?

- **Des gisements d'effacement totalement irréalistes**

La façon dont l'ADEME a défini les potentiels d'effacement par rapport à l'étude de RTE « Réseaux électriques intelligents » est très étrange. L'ADEME définit les potentiels très importants d'effacement dans presque tous les usages et en pourcentage de chacun « *par une simplification et une extrapolation des hypothèses utilisées par RTE dans son étude* » alors qu'en se reportant à l'étude de RTE (p.26), on voit que les solutions de flexibilité par pilotage de la demande offerts par les smart grids (et les commandes à distance sur les appareils d'utilisation ne se montent en 2030 qu'à un modeste 9,4 GW, qui est très loin des suppositions de l'ADEME. Les estimations sérieuses faites par la société E.Cube pour l'ADEME aboutissent à des niveaux bien moindres dans l'industrie et le tertiaire. Le gisement technique actuel d'effacement de process (pour une durée d'activation courte de 30 min) est estimé par E.Cube entre 4,5 et 6,5 GW dans l'industrie et entre 2 et 3 GW dans le secteur tertiaire où ils sont limités en durée (dans le froid, et le chauffage). Les gisements techniques décroît plus fortement pour des activations de longues durées jusqu'à 8h. Par ailleurs l'accès à ces gisements a un coût. Les estimations du coût d'accès sont d'environ 30€/kW pour les gisements les plus favorables jusqu'à 2,5GW ; 60€/kW jusqu'à 4,5GW et 100 € jusqu'à 9,5GW. Les études concernant le potentiel d'effacement dans le secteur domestique donne pour le chauffage électrique un potentiel de 5,8 GW

- **Concernant les conditions techniques**

Faute de détails précis, il est difficile de deviner si les divers types d'effacement permettent une modulation sur quelques minutes ou quelques heures pour suivre les besoins d'équilibrage du

système sur différentes plages de temps adaptées aux différents modes de variabilité des éoliennes et des capacités PV. Mais il est douteux que les effacements, même diversifiés en durée d'interruption, de report, et de fréquence, répondent à la majorité des besoins de flexibilité résultant du développement à très grande échelle des ENRv. Les effacements et les tarifs très modulés étaient intéressants à mobiliser pour traiter des pointes hivernales et à un degré moindre les pointes journalières. On notera aussi que l'on ne peut pas intégrer les effacements liés à l'asservissement tarifaire nuit-jour des chauffe-eau, car il ne correspond pas aux besoins de flexibilité lié à la variabilité des productions ENRv, mais aux modulations journalières de la demande totale.

La pénétration des renouvelables à apport variable fait évoluer les besoin de flexibilité en intensité et en nature, car la variabilité combinée de la demande et des productions ENRv en cours de journée et de semaine (caractérisée par celle de la demande résiduelle, différence entre la charge demandée et la production des ENRv à chaque heure) augmente beaucoup. Pour traiter de cette nouvelle variabilité, il faut en fait recourir à tout l'éventail des sources de flexibilité, dont les modulations de charge de tous les équipements dont les centrales nucléaires, les rampes de nouvelles turbines de pointe flexibles qui ne sont pas considérées dans les scénarios ici, ainsi que les stations de pompage (STEP), et les différentes techniques de stockage (qui sont en passe de voir leur coûts diminuer en dessous de la valeur économique de leurs services).

- **Concernant les conditions sociales et politiques**

Qu'on imagine un peu ce qu'impliqueraient politiquement et socialement de tels développements des effacements dans tous les usages. Qu'on imagine un tant soit peu les conditions qui permettraient que plus de 50-60% des usages électriques soient asservis au commandement du gestionnaire de système (GRT, GRDs) pour les industriels, les PME, les administrations et les ménages ,relayés par les différents types d'agrégateurs. Ce serait un monde *orwellien* où *Big Brother* contrôlerait et commanderait ce que chacun consomme en temps voulu. Les consommateurs domestiques et tertiaires peu regardants accepteraient gratuitement que presque tous leurs usages soient commandés à distance par Big Brother, sauf leurs usages de produits bruns et d' écrans connectés pour qu' ils puissent continuer de se distraire quand ils le veulent.

Sans parler du coût des infrastructures informationnelles qu'il faudrait développer à côté des compteurs communicants Linky, et à la lumière des réactions hostiles au déploiement de ces compteurs, on peut imaginer ce que représenterait pour l'opinion et au-delà pour chaque consommateur, un contrôle de la très grande majorité de ses consommations.

## 2. La contribution bienvenue des interconnexions triplées et des systèmes étrangers

Le développement exogène des systèmes voisins (selon un scénario défini dans une étude de l'European Climate Foundation). créent des complémentarités bienvenues avec le système français qui peut échanger de façon fine de l'énergie et des services d'équilibrage avec eux pour évacuer vers eux les surplus de production des ENRv, pour importer en période de déficit de production ENRv et pour faciliter les ajustements et les équilibrages au moindre coût. Pour faciliter ces échanges, un développement important des interconnexions est supposée, dont la capacité passerait de 12 GW le niveau actuel, à 34 GW en 2055, en passant par un niveau de 22 GW en 2035 (p.18), quels que soient les oppositions qui pourront être rencontrées. D'après les résultats présentés dans le document n°1, p.19 sur les échanges d'électricité aux frontières, le système français exporterait plus qu'il n'importerait avec un plateau d'environ 80 TWh jusqu'en 2040 suivi d' une réduction progressive du solde exportateur au fur et à mesure de la fermeture des réacteurs existants et la décroissance de la production nucléaire. Mais ces échanges dans leur diversité vont bien au-delà des soldes exportateurs positifs et de leur réduction

Tout repose sur la dissymétrie du mix français dont l'évolution repose sur l'optimisation économique et des mix voisins et probablement sur la dé-corrélation des productions respectives des ENRv dans le premier et les seconds (aucune précision n'est donnée sur ce point précis). Lors des épisodes de surplus dans le marché français (bien intégré au marché ouest-européen), les prix du marché horaire resteraient positifs en étant alignés sur les centrales fossiles auxquelles on doit recourir dans les autres pays en plus des achats des surplus de production des ENRv. En situation inverse, les apports étrangers serviraient à combler le déficit français, en étant attirés par les prix français plus élevés. Concernant les échanges de service d'équilibrage, le doublement exogène des capacités de STEP de 26 GW à 52 GW, alors que le développement en France est limité à 1,5 GW, apporte un surcroît de flexibilité au système français pour les équilibrages hebdomadaires, journaliers et horaires. De plus, comme est précisé dans le document n°2 (p.5) qu'on s'arrange pour que la partie des usages de recharge des véhicules électriques des pays voisins soit asservie aux besoins de modulation du système français, au côté des besoins propres du système étranger<sup>2</sup>. En d'autres termes, le mix des systèmes voisins évoluent de façon exogène, mais l'exploitation est optimisée conjointement avec celle du système français

Donc *de facto*, les systèmes étrangers permettent de résoudre une partie significative du problème posés de baisse de valeur économique des capacités d'ENRv, et leur permettent de passer le test du marché par rapport au nouveau nucléaire après 2035. Au lieu de ce constat, le rapport de l'ADEME à renverse l'argument en concluant en oxymore que « le mix électrique français (basculant vers les ENRv) offre des opportunités économiques pour décarboner de façon significative (...) le mix électrique de nos voisins européens » (p.2).

Pour conclure, la prise en compte des interconnexions et de l'apport des échanges d'énergie et de services de flexibilité des systèmes étrangers est sans aucun doute importante pour avoir une approche complète. Mais les résultats dépendent fondamentalement de la représentation de l'hétérogénéité des systèmes, et des hypothèses de dé-corrélations des productions des unités d'ENRv. Comme aucun test n'est fait sans système étranger, ou encore en n'optimisant les systèmes voisins en même temps que le système français (ce qu'au passage le modèle d'Artelys permettrait de le faire car il peut optimiser l'ensemble du système électrique ouest européen), on ne peut pas préciser jusqu'où ce mode de formalisation contribue à influencer les résultats avec les autres facteurs analysés ici.

Dans cette perspective, il est intéressant de mentionner les résultats de l'exercice de l'AEN-OCDE qui optimise conjointement le système français et un système voisin qui a juste des ressources hydrauliques un peu différentes et avec lequel il est relié par des interconnexions de seulement 10 GW. La modélisation ne manque pas de soigner les hypothèses de corrélation des productions éoliennes et PV entre les systèmes (corrélation qui reste significative). On voit alors dans cet exercice qui teste différentes politiques ciblant différentes parts d'ENRv qui sont identiques dans les deux systèmes, qu'il y a annulation des prix de marché pendant 1000h avec 50% d'ENRv et 3750h avec 75% d'ENRv. En d'autres termes, quand les politiques de décarbonation basées sur des ENR sont identiques, il y a bien baisse de valeur des capacités marginales d'ENRv au fur et à mesure de leur développement

### **3. Les filières Power to X comme dernier moyen de rehausser la valeur économique des ENRv**

---

<sup>2</sup> Il est écrit p. 5 : « Les mix européens sont déterminés par des scénarios ambitieux mais exogènes. Toutefois les profils de production des centrales hors de la France, ainsi que les profils de demande flexible hors France (p.ex. charge intelligente des véhicules électriques) sont optimisés dans l'analyse pour simuler le réel comportement d'un marché couplé européen ».

L'électricité trouve de nouveaux débouchés dans plusieurs nouveaux domaines qui aident à écouler les surplus de production des ENR à apports variables à hauteur de 65-70 TWh dans 6 des 7 scénarios. S'y ajoute, dans un scénario spécial, la méthanation de l'H<sub>2</sub> qui utiliserait jusqu'à 55 TWh d'électricité d'EnRv en 2050, pour produire du méthane, celui-là semblant devoir rivaliser sans problème avec le gaz naturel du marché.

Tel un planificateur autoritaire, le modèle va chercher à assurer le développement harmonisé de l'usage des productions en surplus des ENRv dans la production d'hydrogène utilisable ensuite dans les usages traditionnels de l'H<sub>2</sub> dans l'industrie, ou encore dans des véhicules avec piles à combustibles

Une alternative est le développement à grande échelle des pompes à chaleur pour les réseaux de chauffage urbain (en imaginant des surplus de production des éoliennes en hiver)

Cela suppose une forte synchronisation des surplus de productions des ENRv et des usages de chaleur ou d'hydrogène dont ces surplus servent à la production, en utilisant toutefois des possibilités de stockage de ses vecteurs, qui ne manquent pas d'avoir un coût, ce que l'on en voit pas apparaître

En même temps qu'il optimise dans la durée le mix électrique et son évolution, le modèle simule plusieurs marchés complémentaires qui vont interagir avec le marché électrique horaire en temps réel et dans le long terme pour déclencher des investissements dans d'autres secteurs

- **un marché de la chaleur dans l'industrie** où les MWh thermiques produits par les PACs alimentés par les productions d'ENRv sont en concurrence avec les autres MWh thermiques provenant d'une chaudière à gaz (aux prix du gaz et du CO<sub>2</sub> supposés)<sup>3</sup> (montant : 5TWh) ;
- deux **marchés de l'hydrogène** sont organisés :
  - l'un pour les usages industriels où l'hydrogène d'électrolyse est en concurrence avec celles produites par le vaporéformage du CH<sub>4</sub> (achats de m<sup>3</sup> de gaz et de permis CO<sub>2</sub>) (montant : 45 TWh) ;
  - le second pour les usages locaux pour des petites industries et la mobilité résultant de véhicules à combustion (le rapport prend une demande de 13 TWh d'H<sub>2</sub> pour 50 millions d pleins de réservoir en 2060), avec une production par électrolyseur local en concurrence avec un hydrogène venant du vaporéformage sur un grand site et acheminé par un réseau local de gazoduc ;
- **un troisième marché de l'hydrogène** est ajouté dans le 7<sup>e</sup> scénario, avec la production de méthane qui est ensuite injecté dans le réseau de gaz en concurrence avec le gaz naturel marchand (à partir des hypothèses de prix évolutifs de celui-ci. (Montant 50 TWh environ).

Le choix de ces domaines est plutôt arbitraire (pourquoi ne pas envisager d'utiliser les surplus pour la chaleur distribuée par les réseaux de chauffage urbain, comme on commence à le faire en Allemagne et au Danemark ?. Pourquoi ne pas envisager des véhicules équipés de piles à combustibles ? etc.), le développement du Power to X dans ces domaines repose sur des hypothèses économiques discrétionnaires (sur les coûts des équipements dédiés ou ceux des options conventionnelles en concurrence).

---

<sup>3</sup> Contrairement à ce qu'on prévoit de faire au Danemark ou dans certaines zones allemandes, l'étude ne considère pas le marché du chauffage urbain où les mêmes MWh thermiques provenant des PACs concurrencent les chaudières urbaines ou collectives (sans trop de préoccupations du développement des infrastructures de réseau).

Mais surtout il ignore les obstacles institutionnels et les différences de constantes de temps entre les développements dans le secteur électrique et ceux de ces secteurs annexes pour imaginer des développements harmonisés avec la croissance des surplus d'électricité venant des ENRv.

La démarche revient à supposer l'existence d'une planification intersectorielle parfaite, avec des signaux économiques clairs qui aboutissent à cet élargissement de l'optimisation du secteur électrique, à celle de secteurs voisins. A la limite, on peut imaginer que, dans certaines conditions de coûts et de synchronisme des besoins H2, et de chaleur et des productions de nouvelles capacités d'ENRv, ce ne serait plus les surplus de production d'ENRv qui iraient vers le Power to X, mais la valeur que dégagent ces productions de chaleur et d'H2 en concurrence avec les moyens de production classiques, qui donnent une valeur supplémentaire aux nouvelles productions d'ENRv au point où investirait un peu plus en capacité d'ENRv à l'optimum. Un élément de cette valeur viendrait du fait que les différentes filières Power to X permettent d'éviter des émissions de CO2 et de contribuer à décarboner d'autres secteurs.

Mais ces résultats sont obtenus sur la base d'hypothèses héroïques de planification parfaite (ou de marchés sous informations parfaites avec tout ce qu'il faut de contrats de gestion de risque pour supposer des signaux-prix de long terme parfaits, ainsi que aussi de nombreuses hypothèses sur les développements intersectoriels de façon exogène qui sont formatés de telle sorte qu'ils puissent donner une valeur économique à des productions en surplus en de nombreuses occasions et de façon aléatoire. Sans re-balayer tous les débouchés des surplus aléatoires des ENRv, on pourrait penser par exemple au développement exogène des véhicules à hydrogène dont la production de H2 va consommer 50 TWh, alors qu'à côté, on suppose des consommations d'électricité pour recharger les batteries de différents types de véhicules électriques dont on a supposé le développement exogène à un rythme parfaitement discrétionnaire d'ici 2050-2060.

**Pour conclure**, on doit souligner que es scénarios n'incluent aucune réflexion sur les conditions institutionnelles sous-jacentes au développement harmonisé de toutes les technologies qui permettrait de rehausser la valeur économique des productions d'ENRv, dont les sources de flexibilité (stockage, effacement) et celles qui relèvent d'autres secteurs (production et stockage de chaleur dans les réseaux urbains, production d'hydrogène pour les usages industriels ou la méthanation) dont les développements ne ne peuvent se coordonner de façon étroite avec le secteur électrique sur la base des seuls prix de marché. Au bout du compte il faudrait un planificateur omniscient et omnipotent pour conduit un développement harmonieux

## Références

Cometto M., Keppler J. (2018) Cost-effective Decarbonisation: System Costs in Energy Systems with High Shares of Nuclear and Renewables.

[http://www.ceem-dauphine.org/assets/dropbox/Marco\\_COMETTO\\_and\\_Jan\\_Horst\\_KEPPLER\\_-\\_CEEM\\_-\\_20181218\\_The\\_Role\\_of\\_Nuclear\\_Power.pdf](http://www.ceem-dauphine.org/assets/dropbox/Marco_COMETTO_and_Jan_Horst_KEPPLER_-_CEEM_-_20181218_The_Role_of_Nuclear_Power.pdf)

Finon, D. (2016). La pénétration à grande échelle des ENR dans les marchés électriques. La perte de repère des évaluations économiques, Revue de l'Energie, 633, Septembre-Octobre 2016, p.

Hirth, L. (2016): The Optimal Share of Variable Renewables , The Energy Journal 36 (1), p.127-162.

Marchal D. (2018). Mix électrique : pourquoi l'essor des renouvelables est le scénario le plus économique ? The Conversation, 14 décembre 2018.

MIT (2018). The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World (Chapter 1: Opportunities for Nuclear Energy).

RTE, 2017. Réseaux Électriques Intelligents.. Valeur Économique, Environnementale et Déploiement D'ensemble. Paris, France.

Sisternes, F., Sepulveda N. (2016) . Total system costs in deep decarbonisation scenarios for a large, interconnected European country: evidence from the GenX model . Presentation to the OECD-NEA Workshop «Dealing with system costs in decarbonising electricity systems ». 22 Septembre2016

Villavicencio M. et Finon D., (2018a) L'évaluation des politiques de transition électrique à base d'EnR par des modèles complexes. Revue de l'Energie N° 640 / Septembre-Octobre 2018

Villavicencio M. et Finon D., (2018b) THE SOCIAL EFFICIENCY OF ELECTRICITY TRANSITION POLICIES BASED ON RENEWABLES: WHICH WAYS OF IMPROVEMENT? Working Paper #36 de la chaire CEEM, October 2018. [http://www.ceem-dauphine.org/assets/wp/pdf/1018-CEEM\\_Working\\_Paper\\_36\\_Villavicencio\\_and\\_Finon.pdf](http://www.ceem-dauphine.org/assets/wp/pdf/1018-CEEM_Working_Paper_36_Villavicencio_and_Finon.pdf)