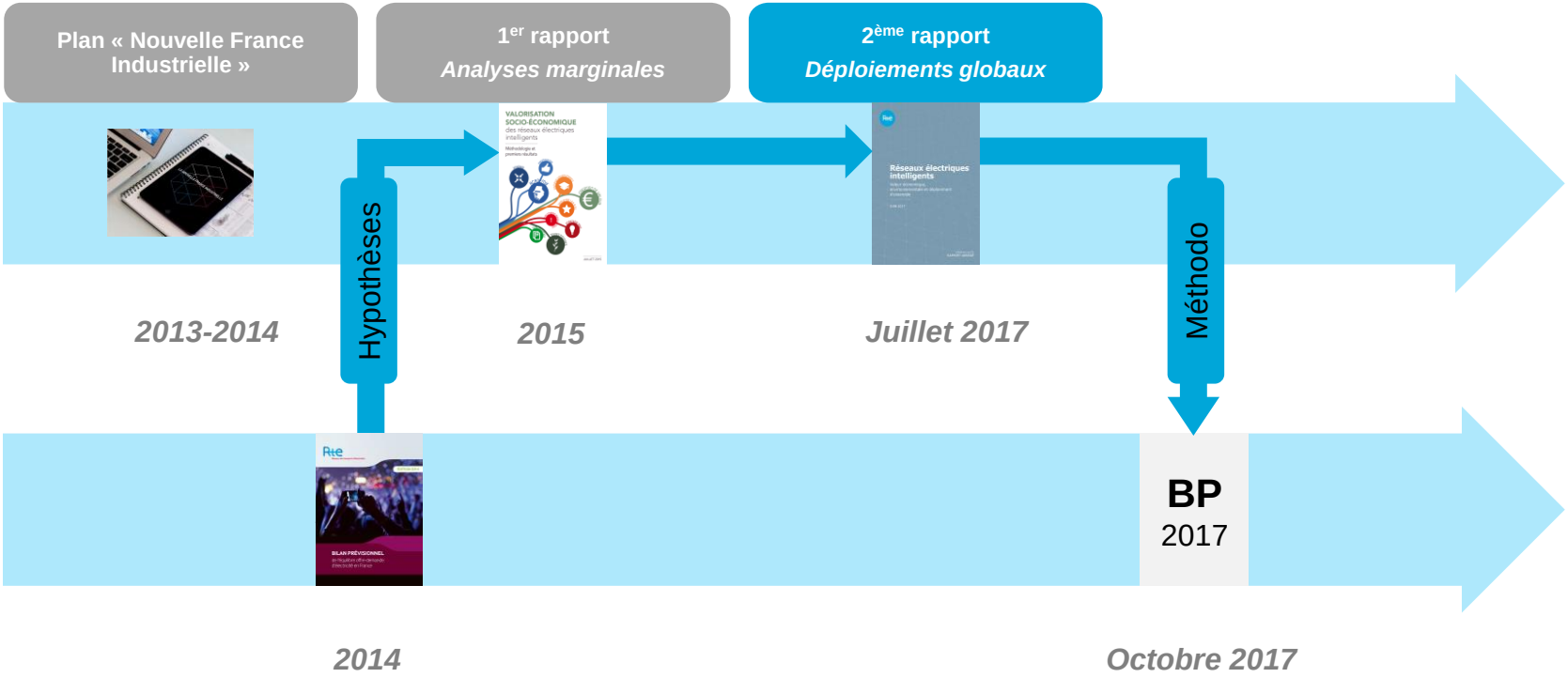
5 juillet 2017

Valorisation socio-économique des *smart grids*

Synthèse des travaux

Commission « Perspectives système et réseau »

Une publication répondant à une demande publique, dont l'approche sera déclinée dans le futur Bilan prévisionnel





1

Contexte

Premiers travaux

Les pouvoirs publics ont fait du développement des *smart grids* un axe important de la politique énergétique et industrielle de la France.



Plan « Nouvelle France Industrielle »

RTE a publié en juillet 2015 un rapport sur la « valorisation socio-économique des *smart grids* ».

- Ce rapport établit un cadre méthodologique pour évaluer l'intérêt économique, environnemental et de création d'emploi du développement des *smart grids*.
- Sur la base de ce cadre, des quantifications économique, environnementale et « emploi » pour différentes solutions *smart grids* ont été menées.





Solutions *smart grids* étudiées

Le rapport de juillet 2015

Ces travaux permettent d'identifier que dans un contexte de transition énergétique (scénario « Nouveau mix » 2030), la plupart des solutions étudiées sont prometteuses d'un point de vue économique, environnemental et pour l'emploi.

Figure 1 Ratio gains/coûts (actualisés) des différentes fonctions avancées *smart grids* dans le scénario «Nouveau Mix 2030». Évaluation marginale à niveau de déploiement faible.

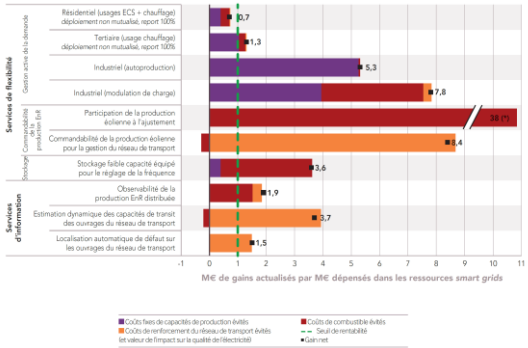


Figure 2 Impact environnemental des différentes fonctions avancées *smart grids*

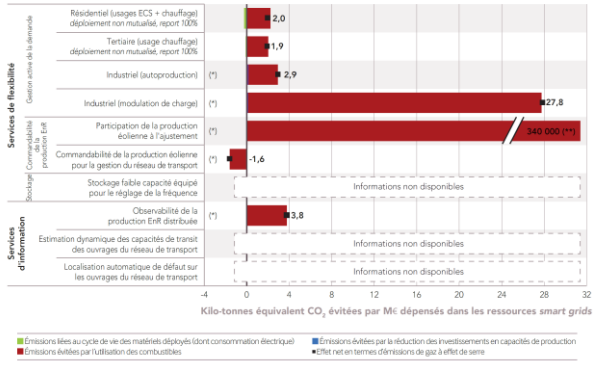
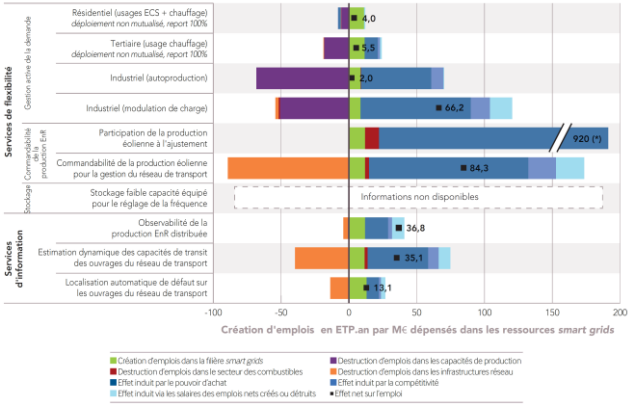


Figure 3 Effets sur l'emploi des différentes fonctions avancées *smart grids*



Ces analyses ont été menées de façon individuelle pour chaque solution et pour des déploiements de faible ampleur.

Des prolongements identifiés

Passer d'analyses de déploiement d'ampleur limitée à des analyses intégrant la profondeur des gisements de flexibilité

Appliquer la méthodologie à d'autres contextes énergétiques

Consolider et approfondir la constitution d'hypothèses sur les coûts et les caractéristiques techniques des solutions *smart grids*

Approfondir les travaux sur les impacts environnementaux

Approfondir les travaux d'évaluation des effets sur l'emploi

Évaluer l'apport des fonctions avancées *smart grids* sur les besoins d'investissements dans les réseaux basse et moyenne tension

Analyser la répartition de la valeur, les modèles d'affaires possibles et les éventuels freins réglementaires

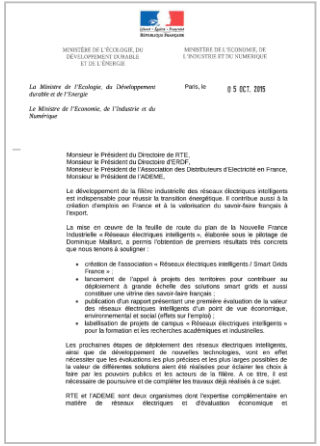
Étendre le périmètre d'analyse à d'autres fonctions avancées pour inclure notamment les différentes caractéristiques de stockage d'énergie

Étendre le périmètre des acteurs consultés

La suite des travaux

Les ministres (de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie et de l'Economie, de l'Industrie et du Numérique) ont demandé de donner suite à ces travaux « *pour éclairer les choix à faire par les pouvoirs publics et les acteurs de la filière.* »

Le courrier demande à l'ADEME et RTE de piloter ces futurs travaux « *en s'appuyant sur un groupe de travail élargi aux parties prenantes du secteur électrique* », avec l'ADEEF et ENEDIS pour les aspects relevant des réseaux de distribution.



Une attention spécifique porte l'identification de « *scénarios globaux de déploiement des fonctions avancées* ». Les travaux publiés par RTE (ce jour) répondent à ces attentes.

Le volet portant sur les réseaux de distribution a été publié par l'ADEeF et Enedis (en juin). Le volet consacré à l'emploi sera publié par l'ADEME à l'automne.









2

Cadre méthodologique

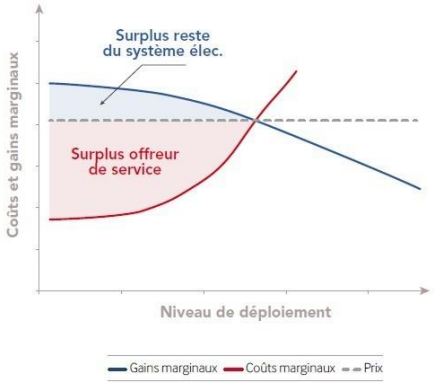
Le cadre méthodologique de juillet 2015

L'évaluation est menée au périmètre de la collectivité.

→ **Il s'agit du surplus collectif**.

Les valeurs estimées pour les solutions *smart grids* ne représentent pas les revenus des promoteurs des solutions *smart grids*.

La valeur économique pour la collectivité correspond à l'ensemble des coûts évités du système électrique.



Postes de coûts représentés

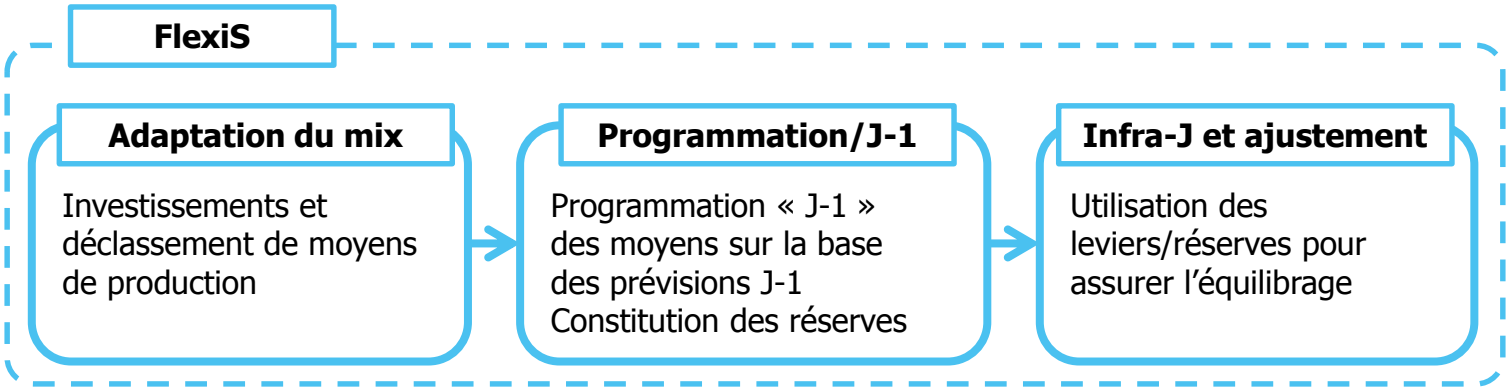
Equilibre offre-demande	**Coûts associés à l'équilibre offre-demande à tous les horizons temporels (adequation, programmation, équilibrage) : coûts de la production - CAPEX, OPEX fixes, OPEX variables (combustible, CO_2, etc.) - et défaillance**
Réseau de transport	**Coûts associés au réseau de transport : coûts des infrastructures (CAPEX, OPEX fixes), coût des pertes (=coûts de production), coûts de gestion des congestions (coût d'énergie non distribuée et/ou coûts de production)**

Postes de coûts non représentés

Réseau de distribution	**Coûts associés au réseaux de distribution: coûts des infrastructures (CAPEX, OPEX fixes), coût des pertes (=coûts de production), coûts de gestion des congestions (coût d'énergie non distribuée et/ou coûts de production)**

Volet équilibre offre-demande

- L'objectif est de **quantifier la valeur** des solutions de flexibilité pour la gestion de l'équilibre offre-demande **aux différents horizons temporels.**
- L'analyse repose sur **une modélisation du séquencement des décisions du système électrique du long terme au court terme** pour évaluer l'ensemble des bénéfices **:** capacités de production évitées, constitution des réserves et leur activation → **Modèle FlexiS.**
- Simulation des décisions des acteurs sous hypothèse de concurrence pure et parfaite.



⇒ Les bénéfices s'évaluent en comparant une simulation « avec » et « sans » solution *smart grids.*

Volet réseau de transport

L'objectif est de quantifier la valeur des solutions de flexibilité pour le dimensionnement de l'infrastructure de réseau et la gestion des congestions.

Bénéfices « exploitation »

Gestion des congestions

→**Amélioration de la qualité de l'électricité**

→**Réduction des coûts de redispatching**

Bénéfices « infrastructure »

Gestion des congestions

→**Réduction des besoins de développement**

L'arbitrage exploitation/développement résulte d'une optimisation économique. Il s'agit d'intégrer les solutions *smart grids* dans cette optimisation.

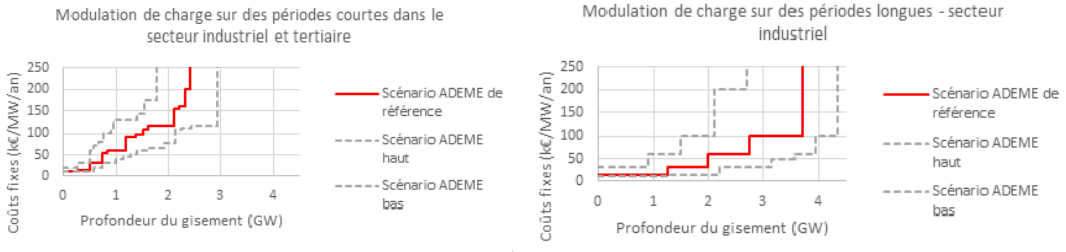
→ Une modélisation qui reflète les méthodologies d'évaluation des projets de développement.

Une évolution de l'approche permettant le passage à l'échelle et l'évaluation des phénomènes d'éviction/rivalité des solutions

Une approche basée sur la simulation du déploiement économiquement optimal conjoint des solutions de flexibilité *smart grids*, du parc de production et du réseau :

- Prise en compte de rendements décroissants
- Prise en compte des coûts croissants d'accès aux gisements
- Prise en compte des effets d'éviction et de concurrence d'accès aux gisements.

Gisements, caractéristiques techniques et coûts



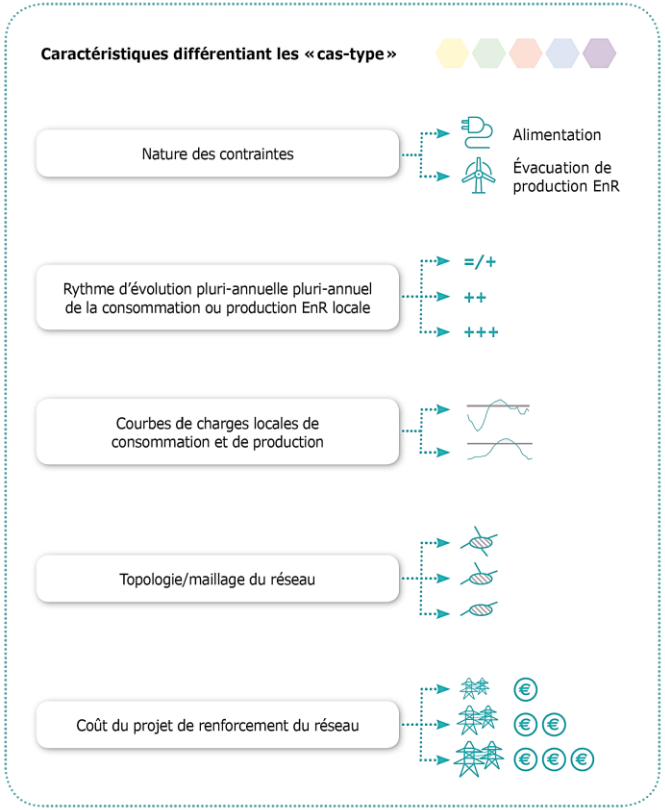
Les études précédemment publiées sur la flexibilité ne prennent en général pas en considération ces phénomènes

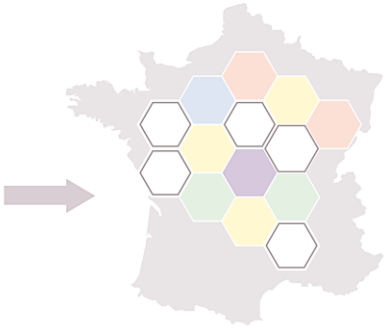
→ Approche solution par solution

		(RTE, 2017)	(ADEME, 2013)	(EEA, 2014)	(ADEME, 2018)	(SEIF, 2015)	(RTE, 2015)	(Strbac et al., 2013)	(Imperial et al., 2016)	(Commission européenne, 2018)	(Hystawi, 2018)	(Imperial et al., 2017)
Valeur estimée		Surplus collectif	Surplus collectif	Surplus collectif	Surplus collectif	Surplus collectif	Surplus collectif	Surplus collectif	Surplus collectif	Surplus collectif	Surplus collectif	Surplus collectif
Solutions de flexibilités smart grids étudiées	Stockage par Batteries	✓	✓	✓	✓	✓	✓ service spécifique	✓	✓	✓	✗	✓
	Effacement/modulation de consommation industrielle et tertiaire	✓	✗	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✗	✗	✗
	Effacement/modulation de consommation résidentielle	✓	✓ ECS et recharge VE	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✗	✓ Recharge VE et V2G	✓ Recharge VE
	Écrêtement de production EnR	✓	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✗	✗	✗
Services étudiés	Contribution au bouclage capacitaire sur le critère de sécurité d'approvisionnement	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Arbitrages sur les marchés J-1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Participation aux réserves	✓	✓	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✗	✓
	Participation à l'équilibrage	✓	✗	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗
	Gestion des congestions transport	✓	✓ Dans un cas particulier	✗	✓	✗	✓	✓	✗	✗	✗	✗
	Gestion des congestions distribution	✗	✓ Dans un cas particulier	✗	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✗	✗
Prise en compte de la concurrence entre services		✓	✓	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✗	✗	✓
Déploiement considéré	Marginal	✓	✓	✗	✗	✗	✓	✗	✓	✓	✗	✗
	Incrémental (avec volume significatif)	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✗	✓	✓
	Optimisé	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓
Approche de modélisation	Prise en compte des effets de concurrence et d'éviction entre solutions de flexibilité	✓	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓
	Représentations des décisions d'investissement sur le parc de production	✓	✗	✓	✓	✓	✓ moyens de pointe	✓	✓	✗	✓	✓
	Représentations du dispatch J-1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Représentation des besoins de réserves et de leur constitution	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Représentation de l'équilibrage court terme	✓	✗	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗
	Représentation des décisions d'investissement dans le réseau de transport France	✓	✗	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗
	Représentation des contraintes du réseau de transport France	✓	✓	✗	✓	✗	✓	✓	✗	✗	✗	✗
	Représentation des interconnexions	✓ Statique	✓ Statique	✓	✓	✓	✓ Statique	✓ Contrainte de bilan annuel net	✓	✓	✓	✓

Une amélioration de la représentation du réseau de transport

Une généralisation de la valeur « réseau » à la maille nationale, en tenant compte des disparités locales





28 cas types représentatifs

correspondant à diverses situations réelles se différentiant par :

le type de contrainte (alimentation, évacuation), la profondeur et l'évolutivité des contraintes, les coûts de renforcement (rural, semi-urbain, etc.), le maillage.

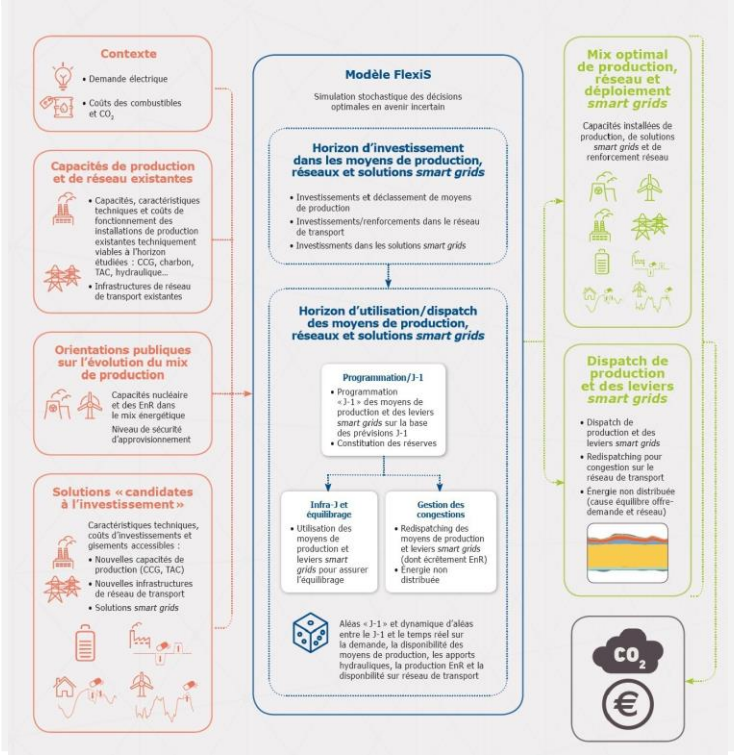
Un cadre de modélisation désormais applicable à n'importe quel scénario de contexte énergétique

Un cadre de modélisation permettant d'évaluer le niveau de déploiement théoriquement pertinent des solutions *smart grids* selon le contexte énergétique considéré (mix, besoin en moyens de production, contraintes sur les réseaux…).

Ce cadre peut être appliqué pour différents scénarios de contexte.

Ces principes seront déclinés pour la construction des scénarios « long terme » du prochain Bilan prévisionnel.

Vue générale de la modélisation

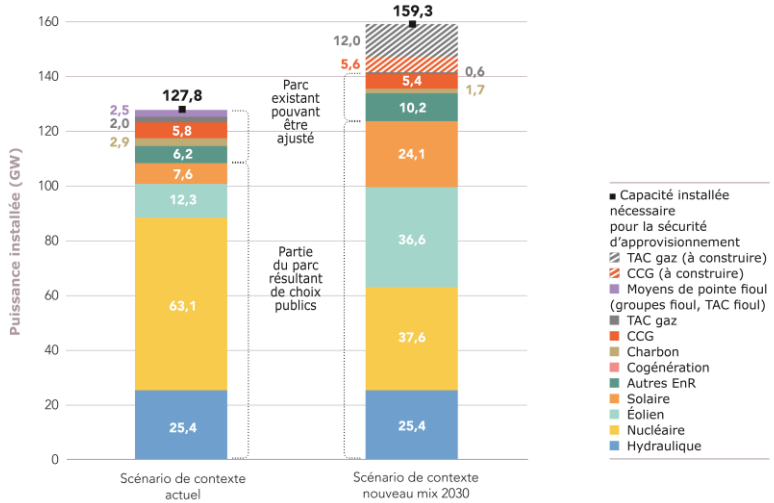


3

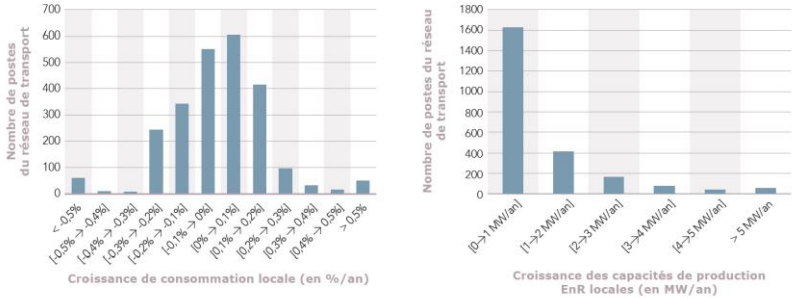
Scénarios étudiés

Deux horizons temporels considérés : actuel et 2030

Production



Réseau de transport



Scénario de contexte actuel

- Il correspond au « scénario thermique haut » publié en 2016 pour l'année 2017-2018 + un « bouclage micro-économique ».
- Sans les effacements de consommation, il est globalement équilibré sur le critère de sécurité d'approvisionnement.
- Les prix des combustibles et du CO2 correspondent aux valeurs de marché actuelles (moyenne des cotations 2015-2016).

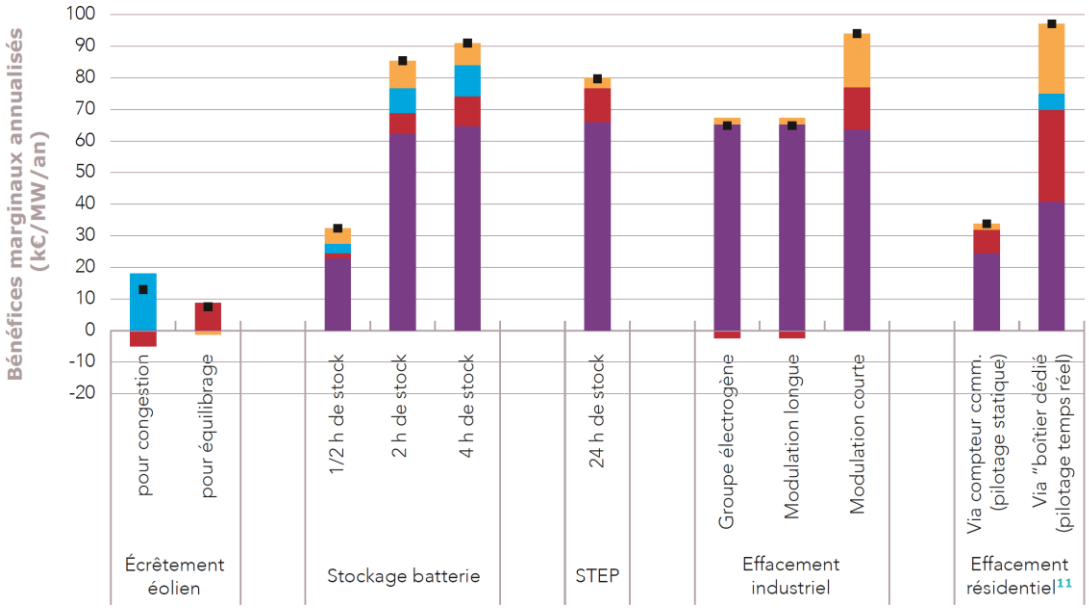
Scénario de contexte 2030

- Il est basé sur le scénario « Nouveau mix » du Bilan prévisionnel 2014 de RTE + un « bouclage micro-économique ».
- Il correspond aux ambitions de la loi TECV (nucléaire, EnR).
- Sans les effacements de consommation et les nouvelles TAC, il manque 17 GW de capacité.
- Les prix des combustibles et surtout le CO2 (95€/t) sont très élevés.

4

Valeur et place des solutions de flexibilité *smart grids* dans les scénarios étudiés

La contribution à la sécurité d'approvisionnement constitue le principal espace économique des solutions de flexibilité *smart grids*



- Coûts fixes de production évités
- Coûts variables de production évités *via* arbitrages sur le marché spot J-1
- Bénéfices additionnels *via* participation au mécanisme d'ajustement (coûts variables de production)
- Bénéfices additionnels pour le réseau de transport (investissement, congestion et pertes)
- Bénéfices totaux (hors fourniture services système)

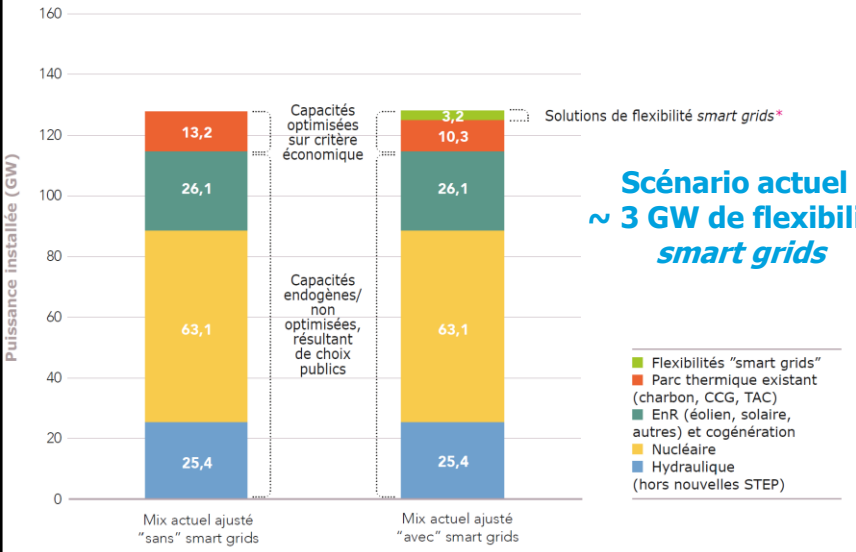
Analyse marginale

- Les bénéfices tirés de la contribution à la sécurité d'approvisionnement dominent, et portent sur un gisement important dans le scénario considéré à l'horizon 2030 (besoin de 14 GW de nouvelles capacité, sans compter 3 GW d'effacements).
- Les besoins de flexibilité attribuables à l'insertion des EnR existent, mais ne constituent pas la composante première de valeur (pour ces niveaux d'EnR).
- Les bénéfices associés à la fourniture de services systèmes sont très importants mais limités à un gisement de niche.
- Ce résultat ne s'applique pas à la flexibilité à la baisse des EnR, dont la valeur découle essentiellement de l'optimisation des infrastructures réseau et de l'équilibrage à la baisse.

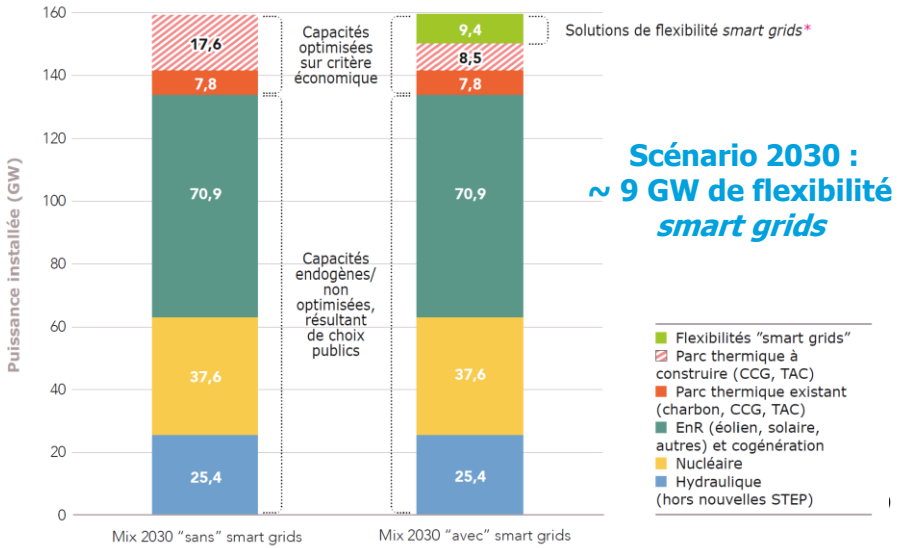
La place des solutions de flexibilité *smart grids* croît avec l'émergence de besoins pour la sécurité d'approvisionnement

Un déploiement pertinent de 9 GW de solutions de flexibilité à l'horizon 2030

- La contribution capacitaire dépend du parc existant et de la nécessité ou non de nouvelles capacités pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement.
- Le niveau de pénétration des différentes solutions *smart grids* est adhérent au scénario de transition énergétique : évolution de la demande, fermeture d'une partie du parc nucléaire, remplacé par des EnR à la contribution capacitaire moins importante.

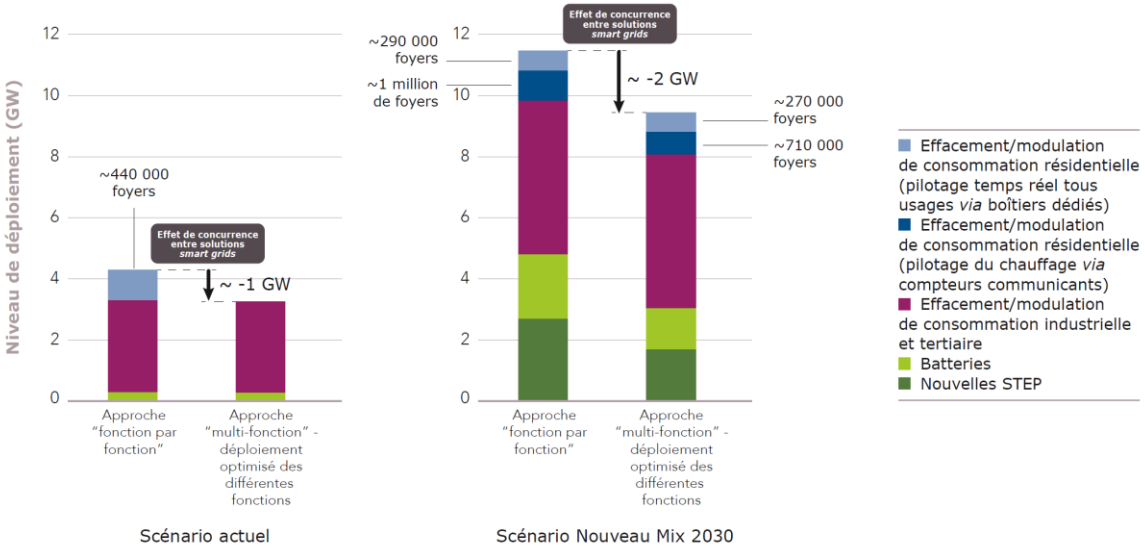


Scénario actuel : ~ 3 GW de flexibilité *smart grids*



Scénario 2030 : ~ 9 GW de flexibilité *smart grids*

A long terme, un « panachage » de solutions de flexibilité *smart grids* semble pertinent pour couvrir le besoin

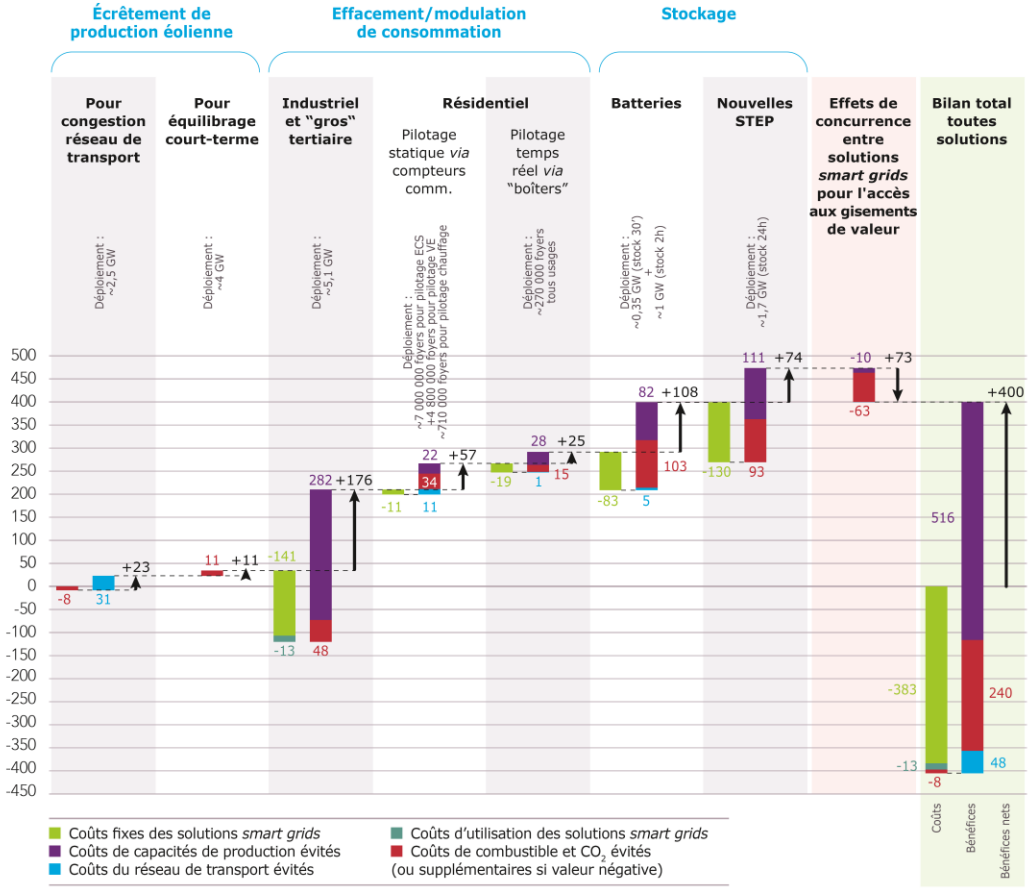


Un « bouquet » de solution comme déploiement optimal

- L'approche « optimisation multifonctions » permet d'identifier qu'à l'horizon 2030, c'est un bouquet de solutions de flexibilité *smart grids* et non une unique solution qui apparaît adéquat.
- Cette approche, avec une caractérisation fine des gisements de flexibilité, constitue une nouveauté par rapport aux études précédemment publiées qui se basent en général sur une approche fonction par fonction.
- La surévaluation de l'approche « fonctions par fonctions » est sensible (de l'ordre de 2GW) sans conduire à un effet de « cannibalisation ».

Sur la base de cette approche, les futurs scénarios du Bilan prévisionnel permettront de réévaluer ces niveaux de déploiement.

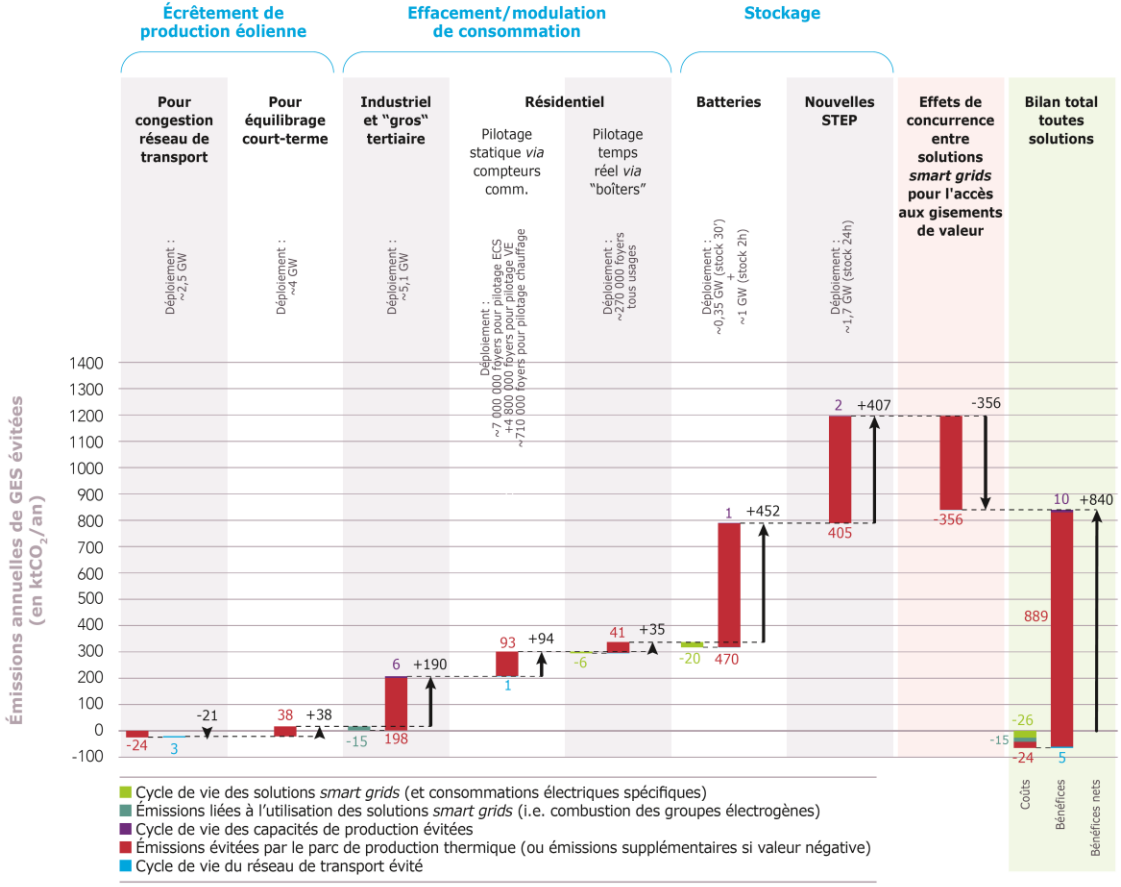
Des bénéfices économiques significatifs



Des bénéfices seraient de l'ordre de 400 M€/an à horizon 2030

- Des bénéfices liés en grande partie aux nouvelles capacités de production de pointe évitées.
- Plusieurs dizaines de M€/an de renforcements évités dans le réseau de transport résultant de l'optimisation renforcement/écrêtement EnR.
- Ces bénéfices représentent ~1% des coûts totaux annuels du système électrique.
- Il s'agit de bénéfices « toutes choses égales par ailleurs » et ne signifient pas une baisse future des coûts du système électrique.

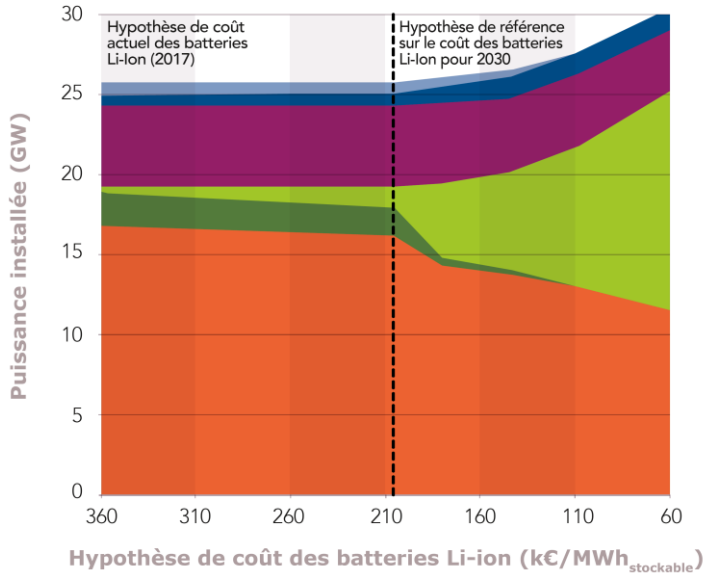
Un impact environnemental positif sur les émissions de GES



L'impact environnemental serait de l'ordre de 0,8 MtCO2/an à horizon 2030

- L'analyse a été menée sur les seules émissions de GES.
- Le cycle de vie des matériels et des infrastructures (réseaux, parc de production) est intégré dans le bilan environnemental en termes d'émissions de GES.
- Les bénéfices environnementaux proviennent essentiellement d'une maximisation de la production d'origine renouvelable et nucléaire au détriment des centrales au gaz et au charbon.
- La réduction de l'empreinte carbone du système électrique est de l'ordre de ~3%.

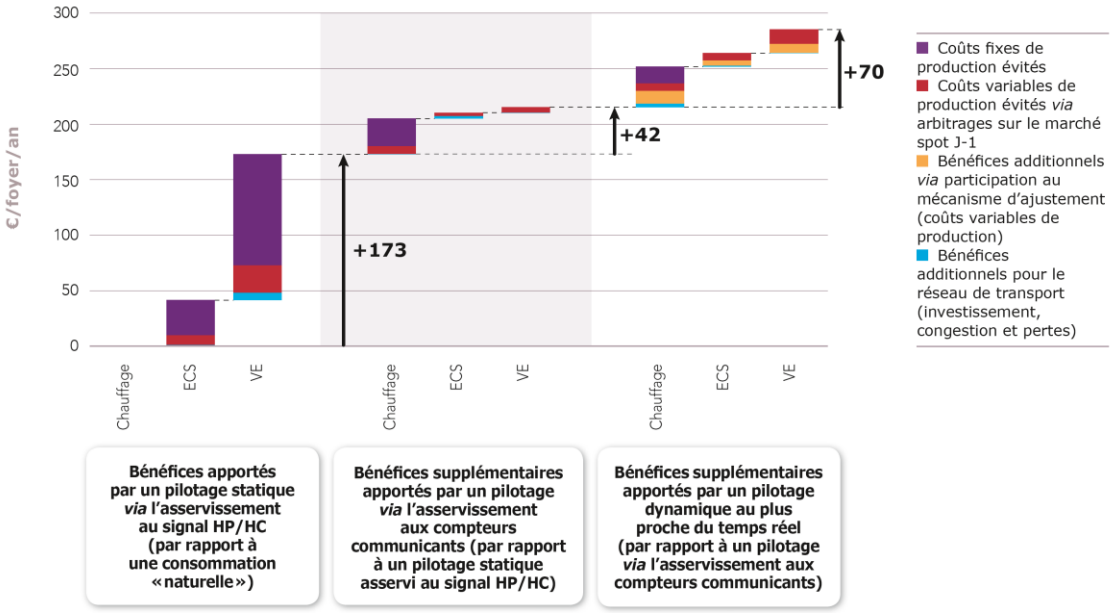
Stockage par batterie : d'un gisement de niche à un développement plus important sous l'effet de la baisse des coûts



Une analyse de l'influence de la baisse des coûts sur la pénétration du stockage

- A court terme, le développement du stockage par batterie serait cantonné à une « niche » correspondant à la fourniture de services système.
- Des baisses de coûts sont attendues, avec de fortes incertitudes (ruptures technologiques, utilisation des batteries de seconde vie, allongement de la durée de vie, etc.).
- A long terme, le stockage pourrait se développer de façon importante (baisse des coûts et besoins en capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement).
- Un point d'inflexion se dessine autour de 160 à 200k€/$MWh_{stockage}$ (-50% par rapport aux coûts actuels - effet analogue d'une augmentation de la durée de vie). En deçà de ces coûts, la pénétration augmente sensiblement.
- Le développement des batteries se ferait alors essentiellement au détriment de moyens de production et des nouvelles STEP.

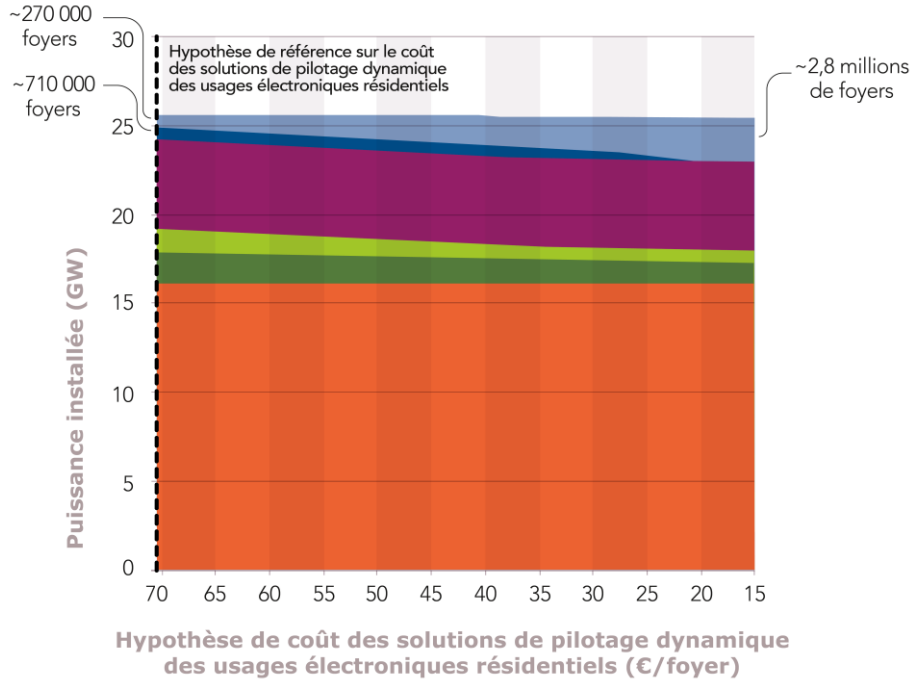
Effacement résidentiel : une large partie du potentiel déjà accessible et utilisée sans coûts significatifs



Plusieurs « stades » d'accès à la flexibilité des consommateurs résidentiels

- Une grande partie des bénéfices potentiels liés à la flexibilité de la consommation résidentielle est accessible avec des dispositifs de pilotage simple et statique (identiques tous les jours) (tarif HP/HC sur l'ECS).
- Un enjeu important réside dans le futur pilotage de la recharge des VE/VHR. Un éclairage complémentaire, intégrant le Vehicle2Grid sera proposé en marge du prochain Bilan prévisionnel.
- Le déploiement des compteurs communicants permet une amélioration de ce pilotage (ici hypothèse prudente sur les possibilités, établie cohérence avec ENEDIS).
- L'utilisation de boîtiers « aval compteur » permet de dégager des bénéfices supplémentaires. Vu les coûts associés, cette option présente de l'intérêt pour les plus gros consommateurs.

Effacement résidentiel : une analyse spécifique du potentiel pour les solutions « aval compteur »



Une analyse de l'influence de la baisse des coûts sur la pénétration de l'effacement résidentiel

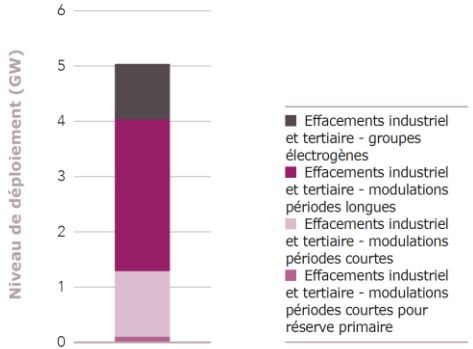
- L'espace économique pour des solutions de pilotage dynamique au plus proche du temps réel par des « boîtiers » dédiés existe, pour les plus gros consommateurs. L'ordre de grandeur de la pertinence porte sur les 300 000 plus « gros » foyers.
- Le déploiement des compteurs communicants a un effet de premier ordre sur la « place » économique des solutions de pilotage dynamique temps réel. Les coûts de déploiement des compteurs communicants ne font pas partie de l'analyse (ils sont réputés avoir déjà été encourus pour d'autres motifs).
- Si sous l'effet d'une rupture technologique ou de l'émergence de modèle de mutualisation des matériels ou des gestes d'installation, les coûts diminuaient de façon très significative jusqu'à 15 €/foyer/an, alors un déploiement de solutions de pilotage dynamique temps réel de près de 2,8 millions de foyers serait pertinent.

Effacement industriel et tertiaire : un potentiel existant dès aujourd'hui et une option « sans regret » pour 2030

Une prise en compte des différentes formes d'effacements (court/long, coûts d'activation, participation aux réserves, etc.).

Des performances économiques (et environnementales) différenciées selon les différentes formes d'effacement.

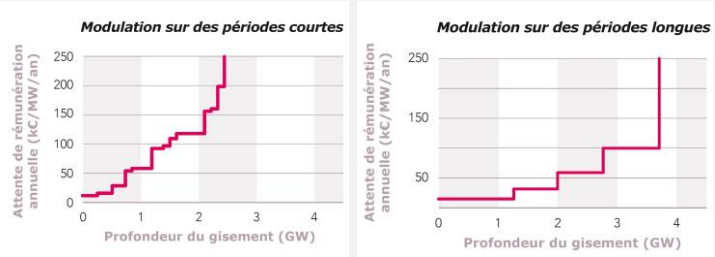
Un développement de l'ordre de 5 GW d'effacement industriel et « gros » tertiaire apparaît économiquement pertinent pour le système électrique français à l'horizon 2030.



Une étude inédite (à paraître) pilotée par l'ADEME

→ Une étude (à paraître) pilotée par l'ADEME permet de recenser le gisement d'effacement industriel et « gros » tertiaire en France, en tenant compte des caractéristiques des gisements.

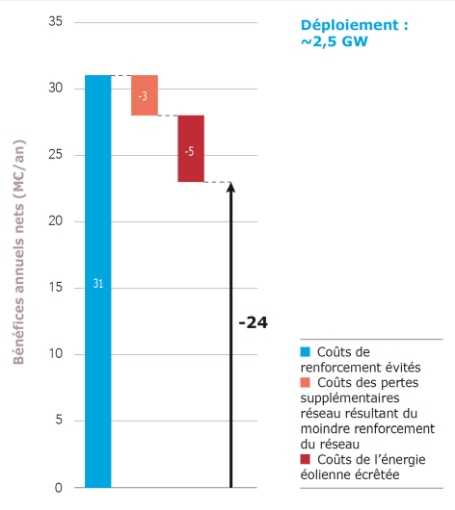
« Courbes d'offre » des différentes formes d'effacement



Ecrêtement de production éolienne : un intérêt économique très significatif dans tous les cas de figure

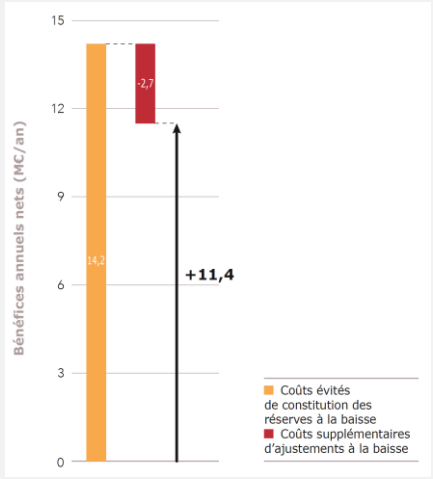
Pour optimiser le dimensionnement du réseau de transport

→ Une démarche déjà engagée par RTE dans le cadre des schémas de raccordement des renouvelables (S3REnR) qui a vocation à être poussée au maximum des limites techniques.



Pour l'équilibrage (à la baisse) du système électrique

→ Dans un mix où la part des EnR est significative et où les autres moyens de production sont contraints dans leur modulation à la baisse (délais, durée minimales), la flexibilité à la baisse des EnR présente un intérêt significatif.





5

Conclusions et perspectives

Conclusions et perspectives

- **Hier :**
  - *Une construction des scénarios d'offre dans le BP reposant sur un ajustement du mix par les moyens thermiques (avec prise en compte d'une hypothèse normative sur la pénétration de l'effacement).*
  - *Une première étude de la flexibilité basée sur des analyses « à la marge » du système, mais sans évaluer les niveaux de déploiements pertinents avec passage à l'échelle (rapport REI de juillet 2015).*

- **Aujourd'hui** : un éclairage inédit sur les déploiements pertinents de solutions de flexibilité *smart grids* pour le système français et les enjeux économiques associés. Publication le 5 juillet 2017.

Leçon clé : l'analyse conduit à revoir à la baisse les besoins en nouveaux moyens thermiques réputés nécessaires pour accompagner la diminution du nucléaire et la pénétration des ENR.

- **A partir de maintenant** : une intégration de la méthode aux travaux du Bilan prévisionnel pour les futurs scénarios
  - *Boucle de rétroaction économique intégrant l'ensemble des solutions (filières classiques, filières de flexibilité smart grids)*
  - *Analyse € et CO2*

- **Premier semestre 2018** : des éclairages complémentaires à apporter sur certaines flexibilités (associées à l'électromobilité) sur la base des nouveaux scénarios, en tant que prolongement du BP 2017.

Merci de votre attention