



LA FLEXIBILITÉ ET LE STOCKAGE SUR LES RÉSEAUX D'ÉNERGIE D'ICI LES ANNÉES 2030

CO-PRÉSIDENTS :

Frédéric Gonand (Université Paris-Dauphine)
Ghislain Lescuyer (GIMELEC)

RAPPORTEUR :

Laure DURAND-VIEL (Conseil d'État)

GRUPE DE TRAVAIL 2

« RÉSEAUX ET SYSTÈMES D'ÉNERGIE »

#éclairerlavenir
@CRE_Prospective

www.eclairerlavenir.fr

Juillet 2018



Comité
de prospective
de la CRE

ÉCLAIRER
L'AVENIR



AVANT-PROPOS

Le Président de la Commission de Régulation de l'Énergie, Monsieur Jean-François CARENCO, a créé à l'automne 2017 un Comité de Prospective qui rassemble les grands acteurs du secteur de l'énergie en France et peut éclairer le régulateur français sur les perspectives à moyen terme du secteur.

Trois groupes de travail ont été créés à cette occasion, chargés de rédiger des rapports publics. Le Groupe de Travail n°2 rassemble une trentaine de représentants de haut niveau d'acteurs industriels ou institutionnels autour de la thématique des réseaux et systèmes d'énergie. Il se réunit une fois par mois, sous la coprésidence de M. Frédéric GONAND (Université Paris-Dauphine) et M. Ghislain LESCUYER (GIMELEC).

Le Groupe de Travail n°2 a bénéficié du travail efficace de son rapporteur, Mme Laure DURAND-VIEL (Conseil d'Etat), qu'il remercie. Ce contexte permet de comprendre la nature et la portée spécifiques de ce rapport, et son intérêt :

- Ce rapport reflète les analyses des principaux acteurs privés ou publics du secteur de l'énergie en France. Il ne résulte pas d'une analyse réalisée d'un seul point de vue par un seul acteur. Ce rapport prend en compte la diversité des approches et des sensibilités de la trentaine de ses membres. L'une des principales missions et richesses du Groupe a été de réunir et de faire échanger des responsables aux horizons et aux intérêts variés, dans un cadre cordial.
- Ce rapport est rédigé sous la seule responsabilité des deux Co-présidents, Frédéric Gonand et Ghislain Lescuyer. Lors de vues divergentes au sein du groupe, ils ont rédigé le rapport en faisant des choix qui respectent tous les points de vue, mais qui n'en retiennent pas moins des options claires, utilisables pour un décideur. Ils ont tenu compte au maximum des remarques des membres du Groupe de Travail sur ce rapport. Ils demeurent seuls responsables des erreurs et omissions qui pourraient figurer dans ce rapport.
- Ce rapport adopte une démarche d'analyse en termes de « modèles d'affaires » (business model). Il privilégie les analyses de structure de coût, de rentabilité, de prix, de facteurs de sensibilité, de soutenabilité du profit. Il s'agit notamment de distinguer les activités pour lesquelles un modèle d'affaire rentable pourrait émerger dans le futur de façon autonome, de celles qui nécessiteraient un soutien public pour se développer (voire continuer à exister).
- Ce rapport a un horizon d'analyse fixé aux années 2030 afin notamment de pouvoir associer ses réflexions à des éléments tangibles car d'ores et déjà observables aujourd'hui. A cet horizon, le degré de pénétration des énergies renouvelables dans les systèmes d'énergie ne sera pas encore très élevé et n'aura probablement pas atteint son niveau de très long terme.
- Ce rapport ne porte pas sur les évolutions futures du bouquet énergétique. La CRE a constitué un Groupe de Travail n°1 spécifiquement consacré à ce thème et nous renvoyons à ses travaux.
- Ce rapport est rédigé de manière à être compris par des personnes qui ne sont pas des spécialistes du secteur de l'énergie. Certaines caractéristiques économiques du secteur de l'énergie en général et de l'électricité en particulier sont rappelées, alors qu'elles sont bien connues des spécialistes. Ce rapport a l'ambition d'influencer et de nourrir le débat public le plus large, en fournissant notamment l'analyse de la quasi-totalité des principaux acteurs privés et parapublics de l'énergie en France.

LISTE DES PARTICIPANTS AUX RÉUNIONS DU GROUPE DE TRAVAIL

Frédéric **Gonand**, Université Paris-Dauphine

Ghislain **Lescuyer**, GIMELEC

Laure **Durand-Viel**, Conseil d'Etat

Jean-Laurent **Lastelle**, CRE

Dominique **Jamme**, CRE

Olivier **Appert**, CFE

Antoine **Dereuddre**, CRE

David **Marchal**, ADEME

Cyril **Voirin**, ANODE

Audrey **Zermati**, Association Luciole

Natacha **Hakwik**, Association Luciole

Jacques **Merley**, EDF

Philippe **Daguzan**, Enedis

Jean-Baptiste **Séjourné**, Engie

Philippe **Vassilopoulos**, Epex spot

Olivier **Aubert**, GRTgaz

Olivier **Lebois**, GRTgaz

Christian **Buffet**, GRDF

Patrick **de Metz**, Groupe SAFT

Flora **Aubert**, La Fabrique de la Cité

Christophe **Brognaux**, BCG

Jean **Gaubert**, Médiateur de l'énergie

Marc **Jedliczka**, Negawatt

Thomas **Veyrenc**, RTE

Carine **Donetti-Mézière**, RTE

Thierry **Chapuis**, AFG

Alexandre **Roesch**, SER

Bertrand **Fauchet**, Storengy

Sébastien **Lacombe**, Storengy

Grégory **Bugler**, Teréga

Didier **Rebischung**, Uneleg

Thierry **Lemoynes**

Sophia **Elasri**, Uniden

Alain **Raoux**, Uprigaz

Antoine **Guillou**, UFE

Marion **Fournier**, Uneleg

Nicolas **Le Bigot**, CCFA

Charles-Antoine **Gautier**, FNCCR

Philippe **Boucly**, AFHYPAC

Gildas **Barreyre**, Uniden

Marie **Castelli**, AVERE

TABLE DES MATIERES

AVANT-PROPOS	3
LISTE DES PARTICIPANTS AUX RÉUNIONS DU GROUPE DE TRAVAIL	4
TABLE DES MATIÈRES	6
RÉSUMÉ	10
PREMIERE PARTIE : L'AUGMENTATION DES BESOINS DE FLEXIBILITÉ DES SYSTÈMES D'ÉNERGIE D'ICI LES ANNÉES 2030 DEVRAIT NéCESSITER UN RECOURS ACCROU A DE NOUVEAUX MOYENS DE STOCKAGE.	12
1. DANS LE CONTEXTE ACTUEL D'UNE PLACE ENCORE RELATIVEMENT CONTENUE DES ENERGIES RENOUVELABLES VARIABLES, LES BESOINS DE FLEXIBILITE DES SYSTEMES D'ENERGIE SONT COUVERTS DE FAÇON ADEQUATE PAR LES SOLUTIONS EXISTANTES.	14
1.1. Dans le secteur du gaz naturel, les solutions de stockage existantes répondent aux besoins de flexibilité à différentes échelles temporelles.	14
1.1.1. Les besoins de flexibilité sur les réseaux de gaz	14
1.1.2. Les solutions actuelles	15
1.2. Pour les réseaux électriques, la réponse aux besoins de flexibilité passe aujourd'hui essentiellement par le recours à des moyens de production flexibles et aux effacements.	16
1.2.1. Un rappel des contraintes d'équilibre offre/demande sur les réseaux d'électricité	16
1.2.2. Les besoins de flexibilité sur les réseaux d'électricité	17
1.2.3. Les solutions actuelles	19
1.2.3.1. La modulation de la demande	20
Les effacements tarifaires	20
Les effacements dissociés de l'offre de fourniture	21
La modulation de la demande via les tarifs horosaisonnalisés	21
1.2.3.2. Les moyens de production « commandables »	22
Les moyens de production hydrauliques	22
Les unités de production nucléaire	23
Le parc thermique conventionnel	24

2. A L'HORIZON DES ANNÉES 2030, DE NOUVELLES OPPORTUNITÉS POUR DES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE D'ÉNERGIE VONT ÉMERGER.	26
2.1. La montée en charge des énergies renouvelables variables va renforcer les besoins de flexibilité des systèmes d'énergie:.....	26
2.1.1. La montée en charge attendue de la production d'énergie renouvelable intermittente	26
2.1.2. Une volatilité mécaniquement accrue de la demande d'électricité résiduelle	28
2.1.3. Un système électrique confronté à des besoins de flexibilité croissants à différents horizons temporels	29
2.1.4. Des réseaux gaziers disponibles pour d'autres usages du fait de la baisse attendue de la demande de gaz naturel conventionnel	30
2.2. Sur les deux prochaines décennies, des activités de stockage complémentaires aux conditions de rentabilité spécifiques vont se développer.	31
2.2.1. Limites des réponses traditionnelles aux besoins de flexibilité	31
2.2.2. Opportunités offertes par des solutions alternatives pour répondre aux besoins de flexibilité du système électrique	32
2.2.3. Aspects de la valorisation marchande de l'activité de stockage d'électricité	34
2.2.3.1. Conditions de prix	34
Valorisation sur les marchés de gros	35
Valorisation des services rendus au système énergétique	36
Cas des zones non interconnectées	37
2.2.3.2. Conditions de coût	38
2.2.3.3. Conditions liées à une articulation pertinente avec d'autres marchés	38

DEUXIÈME PARTIE :

DE NOUVELLES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE D'ÉNERGIE JOUERONT UN RÔLE SIGNIFICATIF POUR RÉPONDRE AUX BESOINS CROISSANTS DE FLEXIBILITÉ	40
--	----

3. LES BATTERIES POUR STOCKER L'ÉLECTRICITÉ À COURT TERME DANS LES RÉSEAUX : UN MODÈLE D'AFFAIRES QUI PEUT DEVENIR RENTABLE RAPIDEMENT	44
---	-----------

3.1. Les batteries électriques en général et sur les réseaux d'électricité en particulier	44
--	-----------

3.1.1. Quelques généralités sur le marché des batteries électriques	44
--	-----------

3.1.2. Le cas particulier des batteries sur les réseaux électriques	45
--	-----------

3.1.2.1. Les différents segments du marché	45
---	-----------

3.1.2.2. Une présentation de la chaîne de valeur	46
---	-----------

3.2. Éléments du modèle d'affaires à moyen terme du stockage stationnaire sur les réseaux	47
--	-----------

3.2.1. Une poursuite de la tendance à la baisse rapide des coûts de production	47
---	-----------

3.2.2. Une sensibilité au prix du lithium, du nickel et du cobalt et des questions environnementales	48
---	-----------

3.2.3. Un modèle économique bientôt rentable : implication pour les réseaux et valorisation économique	48
---	-----------

3.3. Gestion du stockage par batteries sur les réseaux électriques	50
---	-----------

3.3.1. Les services système d'équilibre offre/demande fournis par le stockage stationnaire	50
---	-----------

3.3.2. Les services spécifiques localisés pour les réseaux de transport et de distribution	51
---	-----------

3.3.3. Aspects opérationnels	52
---	-----------

3.3.3.1. Cas du stockage opéré par le gestionnaire de réseau de distribution ou de transport	52
---	-----------

3.3.3.2. Stockage contractualisé par le gestionnaire de réseau de distribution ou de transport à un tiers	52
--	-----------

3.3.4. Aspects contractuels et réglementaires	53
--	-----------

3.3.4.1. Stockage opéré par le gestionnaire de réseau de distribution ou de transport	53
--	-----------

3.3.4.2. Vers un modèle avec contractualisation du service de stockage ?	54
---	-----------

4. POWER-TO-GAS, HYDROGENE ET METHANATION : UN STOCKAGE SUR UNE PLUS LONGUE DURÉE DONT LE MODÈLE D'AFFAIRES NECESSITE UN SOUTIEN PUBLIC	56
--	-----------

4.1. Une brève présentation du marché et des technologies	56
--	-----------

4.1.1. Electrolyse et méthanation	56
4.1.2. Intérêts principaux et avantages techniques	57
4.2. Eléments du modèle d'affaires à moyen terme du <i>power-to-gas</i>	58
4.2.1. Cas de la conversion de l'électricité en hydrogène	58
4.2.1.1. Aspects opérationnels	58
4.2.1.2. Des coûts complets de production aujourd'hui relativement élevés	59
4.2.1.3. Un développement qui nécessiterait des investissements de plusieurs centaines de milliards de dollars selon le Conseil de l'Hydrogène	60
4.2.2. Cas de la conversion de l'électricité en méthane (via l'hydrogène)	61
4.2.2.1. Un modèle d'affaires non rentable aujourd'hui s'il reste cantonné au seul secteur de l'électricité	61
4.2.2.2. Un modèle d'affaires dont l'intérêt sera lié aux perspectives en aval des marchés du méthane et de l'hydrogène, notamment dans le transport	62
4.2.2.3. Un modèle d'affaires qui serait économiquement pertinent surtout dans le cas d'une décarbonation totale du secteur de l'énergie, et nécessiterait un soutien important des pouvoirs publics.	63
5. RÉSEAUX D'ÉNERGIE ET BATTERIES DE VÉHICULES ÉLECTRIQUES : LA PERTINENCE D'UN PILOTAGE DE LA RECHARGE ET LES INCERTITUDES DU VEHICULE-TO-GRID	64
5.1. Bref rappel sur les scénarios de développement du parc de véhicules électrifiés	64
5.2. La recharge des véhicules électriques n'augmentera pas beaucoup les besoins en flexibilité du système électrique si cette demande est pilotée	65
5.2.1. Effet du développement des véhicules électriques sur la consommation électrique en énergie et en puissance	65
5.2.1.1. Un impact en énergie qui apparaît relativement limité... ..	65
5.2.1.2. ... mais un impact en puissance, en revanche, qui pourrait être très significatif	66
5.2.2. Solutions envisageables pour piloter la demande d'électricité liée aux recharges	66
5.3. Le modèle d'affaires de l'utilisation des véhicules électriques comme outil de stockage et déstockage d'électricité (<i>vehicle-to-grid</i>) n'est, à ce jour, pas complètement établi	69
5.3.1. Avantages offerts par le modèle du <i>vehicle-to-grid</i>	69
5.3.2. Difficultés de mise en œuvre et incertitudes sur la rentabilité	70

RESUME

Un des enjeux majeurs des réseaux et systèmes d'énergie est d'assurer l'adéquation entre l'offre et la demande aux différents horizons de temps : de l'horizon saisonnier marqué par l'augmentation des besoins de chauffage et d'éclairage en hiver à l'horizon de très court terme marqué par les fluctuations de l'offre et/ou de la demande de quart d'heure en quart d'heure.

Pour garantir ces équilibres à différents horizons temporels, les gestionnaires et les acteurs des systèmes énergétiques ont conçu et déployé des moyens de flexibilité aux stades de la production, de la consommation et du stockage de l'énergie.

En ce qui concerne le gaz naturel, les formes de stockage existantes offrent des réponses adaptées aux besoins de flexibilité aux différents horizons temporels. Sur le très court terme, les réseaux de gaz peuvent supporter des variations de pression en cas de déséquilibre transitoire. Sur le moyen ou long terme, les stockages souterrains ou le recours à la liquéfaction permettent de stocker des volumes significatifs, grâce à des technologies matures aux coûts compétitifs au regard de leur usage.

Dans le système électrique, la situation est plus complexe. Sur le très court terme, l'exigence de stabilité du système, notamment de la fréquence, porte sur des constantes de temps très courtes (secondes et minutes). Sur les horizons plus longs, de la journée à l'année, l'équilibre est assuré par le recours à des moyens dits « commandables » de production et de gestion de la demande (modulation ou effacements de consommation). Dans le système électrique, la fonction stockage ne se fait pas par le stockage du fluide électrique mais par celui de l'énergie soit à l'amont (réserve des barrages, du combustible thermique ou nucléaire) soit à l'aval dans les usages (chaleur, froid).

Aujourd'hui, les systèmes d'énergie disposent d'un niveau de flexibilité globalement adapté aux besoins existants. La situation devrait toutefois évoluer dans les deux prochaines décennies en raison du développement massif des énergies renouvelables dites intermittentes (ou « variables ») dans le système électrique européen, principalement l'éolien et le solaire, dont la production n'est pas nécessairement corrélée à la demande. Les besoins de flexibilité des systèmes d'énergie électriques devraient donc augmenter significativement à l'avenir. Dans le cas du gaz, l'essor de la production de biométhane ne modifiera pas les besoins de stockage : les systèmes gaziers resteront adaptés aux besoins de flexibilité existants.

Le fonctionnement futur des systèmes d'énergie avec une forte proportion de production intermittente d'électricité soulève la question de la capacité à stocker l'énergie électrique à grande échelle, à différents horizons temporels, de façon économiquement efficace.

Le contexte qui a amené à la rédaction de ce rapport est rappelé dans l'avant-propos. Il permet de comprendre la nature et la portée spécifiques de ce document, et son intérêt. Ce rapport reflète les analyses des principaux acteurs privés ou publics du secteur de l'énergie en France. Il ne résulte pas d'une analyse réalisée d'un seul point de vue par un seul acteur. Ce rapport est rédigé sous la seule responsabilité des deux Co-présidents, Frédéric Gonand et Ghislain Lescuyer, qui demeurent seuls responsables des erreurs et omissions qui pourraient figurer.

Ce rapport adopte une démarche d'analyse en termes de « modèles d'affaires » (business model). Il privilégie les analyses de structure de coût, de rentabilité, de prix, de facteurs de sensibilité, de soutenabilité du profit. Il s'agit notamment de distinguer les activités pour lesquelles un modèle d'affaire rentable pourrait émerger dans le futur de façon autonome, de celles qui nécessiteraient un soutien public pour se développer (voire continuer à exister).

Ce rapport retient un horizon d'analyse fixé aux années 2030 afin notamment de pouvoir associer ses réflexions à des éléments tangibles car d'ores et déjà observables aujourd'hui. A cet horizon, le degré de pénétration des énergies renouvelables dans les systèmes d'énergie n'aura probablement pas encore atteint son niveau de très long terme.

Dans ce contexte, ce rapport rassemble les visions actuelles des acteurs de la place sur les modèles d'affaires de 3 technologies émergentes de stockage d'électricité, qui pourraient contribuer à répondre aux besoins de flexibilité en complément des solutions plus traditionnelles évoquées ci-dessus. Il suggère :

- ... que le stockage par batteries sur les réseaux d'électricité bénéficie d'un modèle d'affaires rentable, notamment autour des services système de réglage de la fréquence. Il pourrait constituer un élément de réponse aux futurs besoins de flexibilité des systèmes d'énergie, en particulier sur un horizon de court terme (i.e., jusqu'à quelques heures),
- ... que les technologies de type *power-to-gas* présentent un intérêt économique et environnemental pour la production d'hydrogène décarboné nécessaire à certains processus industriels difficilement décarbonables. Elles semblent nécessaires à long terme (i.e., à l'horizon 2050) dans l'hypothèse de bouquets énergétiques intégralement renouvelables avec une forte proportion d'énergie intermittente. Toutefois elles ne pourront se développer sans des investissements massifs des acteurs et un soutien important des pouvoirs publics,
- ... que le développement à grande échelle des véhicules électriques (ou hybrides rechargeables) ne devrait pas accroître les besoins de flexibilité des réseaux d'énergie si cette demande est convenablement pilotée, voire pourrait fournir des leviers additionnels de flexibilité, notamment avec un pilotage dynamique rendu possible par le déploiement de compteurs communicants. Toutefois, la rentabilité d'un modèle d'affaires reposant sur l'utilisation de leurs batteries comme outil de stockage d'électricité (vehicle-to-grid) ne semble pas encore établie à ce jour. Leur éventuelle participation au réglage de fréquence peut constituer un premier test. Le développement à grande échelle des véhicules au gaz (véhicules lourds, transport de passagers et de marchandises) n'aura pas d'impact sur les besoins de flexibilité dans la mesure où le système gazier est aujourd'hui disponible et dispose de la capacité à gérer ces besoins.

1



PREMIERE PARTIE :
**L'AUGMENTATION DES BESOINS
DE FLEXIBILITÉ DES SYSTÈMES D'ÉNERGIE
D'ICI LES ANNÉES 2030 DEVRAIT
NÉCESSITER UN RECOURS ACCRU A DE
NOUVEAUX MOYENS DE STOCKAGE.**

1. DANS LE CONTEXTE ACTUEL D'UNE PLACE ENCORE RELATIVEMENT CONTENUE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES VARIABLES, LES BESOINS DE FLEXIBILITÉ DES SYSTÈMES

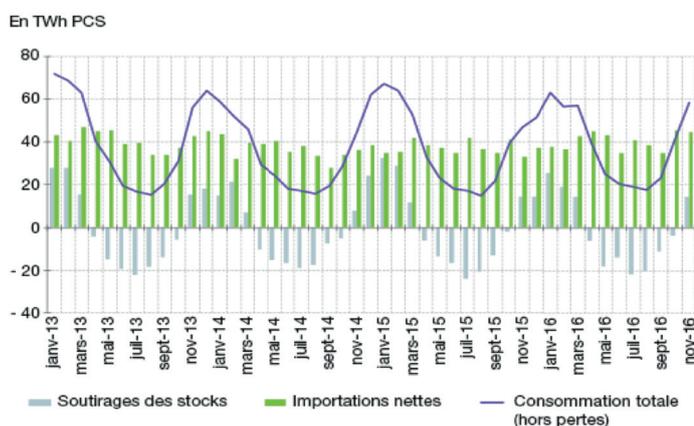
1.1. Dans le secteur du gaz naturel, les solutions de stockage existantes répondent aux besoins de flexibilité à différentes échelles temporelles.

1.1.1. Les besoins de flexibilité sur les réseaux de gaz

L'offre de gaz naturel, que la France importe désormais en totalité à l'exception du biométhane, varie peu selon les saisons. Pour des raisons d'efficacité, les gazoducs sont généralement utilisés à pleine capacité, même s'il convient de rappeler que les contrats gaziers disposent de clauses de flexibilité, que les importations de gaz naturel liquéfié (GNL) permettent des ajustements sur les volumes importés en été et en hiver et que les marchés de court terme permettent de gérer une partie de la flexibilité. La production de gaz renouvelables (encore faible aujourd'hui et appelée à augmenter) devrait quant à elle avoir des volumes de production stable sur l'année.

La demande dépend de facteurs climatiques saisonniers liés en grande partie aux besoins de chauffage en période hivernale.

Ajustement mensuel des ressources en gaz naturel aux emplois depuis janvier 2013



Champ : France métropolitaine.

Source : SOeS, enquête mensuelle auprès des gestionnaires d'infrastructures gazières ¹

On peut distinguer, parmi les besoins de flexibilité du système gazier, entre flexibilité saisonnière (la consommation de pointe en hiver atteint 178 GW pour le gaz, à comparer à la pointe de 94 GW atteinte en janvier 2017 sur le réseau électrique) et flexibilité journalière (la consommation de gaz naturel le matin est supérieure d'environ 20% à celle de l'après-midi).²

¹ Source : « Le bilan du gaz naturel en France en 2015 », février 2017, Ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat.

² Quelques précisions sur les unités de mesure de l'énergie peuvent s'avérer utiles ici pour le lecteur non spécialisé. Une quantité d'énergie est mesurée en Wattheure (Wh) (à ne pas confondre avec des watt par heure, unité qui n'est pas utilisée).

Au-delà de la capacité à répondre aux fluctuations typiques de la demande, le système doit être en mesure d'assurer la continuité de fourniture de gaz naturel en cas d'hiver particulièrement rigoureux ou de pointe de froid : les normes de sécurité d'approvisionnement imposent aux fournisseurs de gaz d'être en mesure de répondre à une pointe de froid de 3 jours consécutifs telle qu'il peut en survenir 2 fois par siècle (risque 2%), au passage d'un hiver froid au risque 2%, et à la disparition, pour un fournisseur donné, de sa principale source d'approvisionnement pendant six mois.

1.1.2. Les solutions actuelles

Les solutions existantes sont en mesure de répondre aux besoins actuels de flexibilité. Il existe en effet des solutions de stockage adaptées à chaque horizon temporel :

- **Stockages en nappe** aquifère (priviliégiant le volume) ou en cavités salines (priviliégiant la réactivité) représentent une douzaine de sites, une capacité de stockage de 118 TWh, une puissance nominale de 2,3 TWh/j (96 GW);
- **Stockage GNL** : les 4 terminaux méthaniers français sont à la fois des points d'import et des stockages de court terme. Ils représentent une capacité de 9 TWh et une puissance nominale de plus de 1,3 TWh/j (54 GW) ;
- **Gaz en conduite (linepack)**, d'une capacité limitée à ce qui est permis par la modulation de la pression dans les gazoducs, solution adaptée pour les ajustements de court terme (0,3 TWh pour une puissance de 20 GW).

Le stockage est un instrument de flexibilité prépondérant sur le marché du gaz en France. Les stockages souterrains actuels, d'une capacité totale de 138 TWh. Ils contribuent à 30% de la demande hivernale, voire 50% sur certaines journées de forte demande. Les émissions des 4 terminaux méthaniers peuvent couvrir jusqu'à 60% de la demande journalière hivernale.

Une quantité de puissance est mesurée en Watt (W). Les wattheures mesurent des stocks, alors que les watt mesurent des flux d'énergie et sont équivalents à des « wattheure par heure » (Wh/h).

Ainsi, 1 MWh (« mégawattheure ») mesure la quantité d'énergie produite par une source de production ayant une capacité de 1 MW et fonctionnant pendant 1 heure. En termes algébriques, l'énergie est l'intégrale de la production par rapport au temps.

Ainsi, la puissance installée d'une usine électrique, qui correspond à son flux maximum de puissance, est mesurée en watts : une tranche nucléaire a une capacité installée d'environ 1500 MW. La consommation annuelle de la France en électricité, qui correspond à un flux d'énergie, est quant à elle mesurée en wattheures : elle a atteint 475 TWh (térawattheures) en France en 2017. A titre illustratif, 1MWh est l'énergie nécessaire pour porter à ébullition 10 tonnes d'eau. Un ménage moyen consomme environ 8,5 MWh d'électricité par an s'il se chauffe à l'électricité. Enfin, les experts dans le secteur du gaz ont tendance à parler en volume de gaz, et donc en m³. La règle de conversion est assez simple : en fonction du pouvoir calorifique du gaz, on peut dire que 1 Gm³ de gaz représente environ 11 TWh d'énergie (1 milliard de mètres cubes de gaz représente 11 000 milliards de wattheures d'énergie).

1.2. Pour les réseaux électriques, la réponse aux besoins de flexibilité passe aujourd'hui essentiellement par le recours à des moyens de production flexibles et aux effacements.

1.2.1. Un rappel des contraintes d'équilibre offre/demande sur les réseaux d'électricité

Jusqu'à un passé récent, la place relativement marginale du stockage sur le marché de l'électricité³ a impliqué – et implique toujours aujourd'hui pour l'essentiel – que la production d'électricité soit à chaque seconde égale à la demande. Or la demande d'électricité varie en permanence, presque du simple au double au cours d'une journée standard. Il est donc physiquement nécessaire d'adapter en permanence le niveau des injections d'électricité sur le réseau, à due concurrence des variations de la demande.

L'équilibre entre la production et la consommation est reflété par la stabilité de la fréquence du courant alternatif à sa valeur cible de 50 Hertz sur l'ensemble du réseau électrique européen interconnecté (« plaque européenne »). Si un site industriel important cesse subitement de consommer de l'électricité, la fréquence augmente sur la plaque européenne. Une fréquence trop instable sur le réseau a des conséquences sur la stabilité du système et sur le bon fonctionnement des installations de production et de consommation. La loi confie au gestionnaire du réseau public de transport, RTE, la mission de maintenir l'équilibre entre injections et soutirages sur le réseau en s'appuyant sur les « services système » – réserves primaires et secondaires – et sur le mécanisme d'ajustement, dont il est question ci-dessous.

Il existe un réglage primaire de fréquence au niveau de chaque alternateur des producteurs d'électricité en Europe, qui est équipé d'un régulateur de vitesse. Le réglage primaire de la fréquence est automatique et rapide (15 à 30 secondes). Néanmoins, il reste imprécis et ne garantit pas un retour exact à la fréquence de 50 Hz. Un réglage automatique complémentaire est nécessaire. Un réglage secondaire de la fréquence permet de résorber davantage l'écart de fréquence résultant d'un déséquilibre. Ce réglage secondaire adapte la puissance mécanique fournie aux alternateurs à la puissance consommée. Il est automatique.

Si les réserves primaire et secondaire sont épuisées (au bout d'environ 3 minutes), la mobilisation d'une réserve tertiaire est nécessaire pour ramener la fréquence à 50 Hz. La réserve tertiaire, ou « mécanisme d'ajustement », complète les réserves primaire et secondaire. Contrairement aux réserves primaire et secondaire dont l'activation est automatique, l'activation de la réserve tertiaire est manuelle : le gestionnaire de réseau de transport, RTE, passe des appels téléphoniques aux producteurs pour qu'ils modifient leur production quasi-immédiatement. Le mécanisme d'ajustement fonctionne selon un principe dit pay-as-bid : les offres sont sélectionnées par RTE en fonction du prix proposé.

³ En 2015, les capacités de stockage d'électricité dans le monde sont estimées à environ 150 GW, soit 2% de la capacité mondiale installée de production.

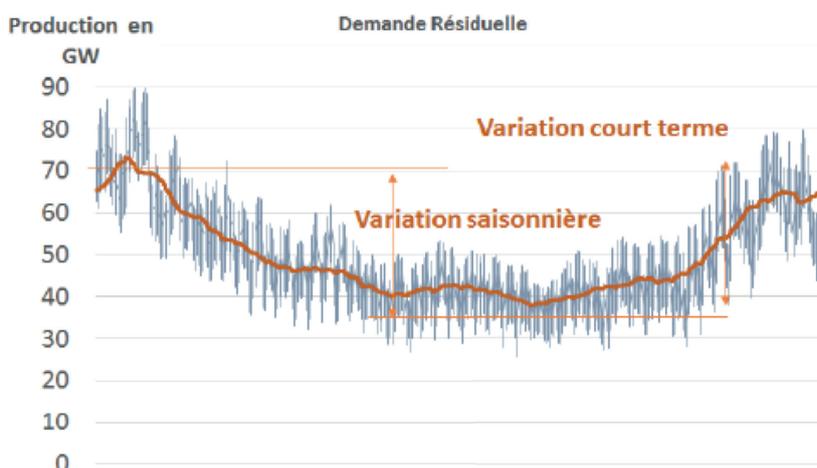
Quand RTE active une offre d'ajustement à la hausse, lorsque le déséquilibre est dû à une production insuffisante pour couvrir la consommation, il rémunère le participant au prix de son offre. Quand le GRT active une offre à la baisse, il reçoit du participant, qui réduit le volume d'électricité qu'il injecte ou augmente le volume qu'il soutire, le prix de son offre.

1.2.2. Les besoins de flexibilité sur les réseaux d'électricité

Pour répondre à la demande, deux types de sources de production d'électricité sont à distinguer :

- Les sources « commandables », dont la production peut être ajustée à la hausse ou à la baisse (centrales thermiques à flamme ou nucléaire, hydraulique de haute chute notamment) ;
- Les sources dites « intermittentes » ou variables, soumises aux aléas climatiques, telles que le solaire, l'éolien et l'hydraulique au fil de l'eau.

Une fois prise en compte la production des sources d'électricité intermittentes⁴, on obtient une « demande résiduelle » qui doit être satisfaite par les moyens de production commandables⁵. Le volume de cette demande résiduelle est compris entre 40 à 90 GW.



⁴ Il est possible aussi de tenir compte ici de la production satisfaite par des moyens d'autoproduction ou de production très diffuse.

⁵ En pratique, il est courant de calculer cette demande résiduelle après application des modulations de demande liées aux effacements.

Cette demande résiduelle présente une volatilité plus forte que la demande globale, puisqu'aux variations de celle-ci s'ajoutent les variations de l'offre des sources de production variables, non corrélées à la demande. La demande résiduelle présente un profil saisonnier, hebdomadaire et journalier qui reflète des fondamentaux liés à l'activité économique et au climat, et des aléas non anticipés :

- **Cycle saisonnier** : la demande varie entre été et hiver en fonction de l'activité, de la température, de l'ensoleillement, et l'offre est également affectée par la variation saisonnière des apports hydrauliques, de l'ensoleillement et du vent.
- **Cycle hebdomadaire** : la semaine se distingue clairement du week-end, au cours duquel la demande est inférieure de 15-20%. A cette échelle temporelle, les évolutions météorologiques deviennent relativement prévisibles.
- **Cycle journalier** : le volume de la demande est lié au rythme d'activité, et l'offre est supérieure pendant la journée, qu'il s'agisse de la production solaire ou éolienne.

Le besoin de flexibilité à horizon annuel est donc de l'ordre de 50 GW, et à horizon journalier, de l'ordre de 10-15 GW. Il appelle des réponses différentes en termes d'énergie, de puissance, de délai d'activation, de fréquence et de durée de mobilisation, selon l'horizon temporel pertinent. On peut ainsi distinguer :

- **La gestion des pointes de consommation lors des périodes de plus forte demande résiduelle, en hiver⁶, aux pointes du matin et du soir** : les durées associées à ces périodes sont très courtes - de l'ordre de quelques heures à quelques centaines d'heures dans l'année - et le niveau de puissance est prévisible avec une bonne précision à l'horizon de quelques jours. Ces besoins peuvent notamment être satisfaits par des moyens de production à coûts fixes faibles comme les turbines à combustion, par des moyens de réserve comme l'hydraulique de lac, des Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) ou par des effacements de consommation, et à l'avenir peut-être par des batteries. Le besoin de flexibilité sur les réseaux d'électricité basse tension est pour partie semblable au besoin exprimé au niveau national, et pour partie spécifique au niveau local. Ainsi, au sein des 700 000 poches de réseaux basse tension, on constate que :

- dans certaines poches de réseau avec un fort taux de clients en tarif « heures creuses », la pointe journalière est parfois à 23h lors de l'allumage de l'eau chaude sanitaire ;
- dans certaines poches de réseau avec un fort taux de clients résidentiels, la pointe hebdomadaire est parfois durant le week-end ;
- dans certaines poches de réseau où le tourisme estival est développé, la pointe annuelle est pendant l'été.

⁶ La consommation d'électricité en France dépend fortement de la température, en raison du parc important d'installations de chauffages électriques : en hiver, la baisse de température d'un degré Celsius augmente la puissance appelée d'environ 2 400 MW.

- **L'accompagnement de la modulation des énergies renouvelables variables et de la consommation, à horizon horaire, journalier ou hebdomadaire** : les prévisions météorologiques permettent d'anticiper de façon relativement fiable à horizon de quelques jours, voire plus, le niveau de production éolien ou photovoltaïque, ce qui permet des ajustements en amont. Toutefois, la marge d'erreur sur les prévisions de production éolienne du jour pour le lendemain est d'environ 3% pour le photovoltaïque et 5% pour le solaire à l'échelle de l'ensemble du système électrique français⁷ ; au niveau local (site de production), l'erreur de prévision s'accroît d'un facteur 3 à 4⁸ . Il subsiste donc un besoin de recourir à des moyens de flexibilité plus réactifs.
- **L'équilibrage du système au plus proche du temps réel en cas d'aléas sur l'offre ou la demande** : ce besoin porte sur la faculté d'ajuster le comportement des différents composants du système électrique avec des préavis très courts pour faire face à des aléas (imprévus) et garantir l'équilibre permanent entre la production et la consommation. L'ajustement repose sur les installations de production pouvant être démarrées ou modifier leur programme d'injection/soutirage, sur les consommateurs susceptibles d'adapter leur consommation à la disponibilité de l'offre, ainsi que sur les installations de stockage pouvant contribuer à équilibrer offre et demande ;
- **Le maintien de l'inertie du système électrique.** L'inertie caractérise la capacité du système électrique à absorber un choc sur l'équilibre production-consommation sans que les variations de fréquence ne soient trop importantes. Les installations éoliennes et photovoltaïques ne contribuent pas à l'inertie du système. Leur déploiement massif, au détriment de sources de production fournissant de l'inertie (centrales nucléaires, thermiques et hydrauliques)⁹ , réduit donc l'inertie totale, ce qui est susceptible d'avoir un impact sur la qualité de fréquence. Des variations de fréquence trop importantes engendrent notamment un risque de déconnexion des installations de production, conduisant à une perte de l'alimentation.

1.2.3. Les solutions actuelles

Pour répondre à ces besoins, le système électrique dispose de leviers de flexibilité qui sont mobilisés en fonction de l'échelle temporelle pertinente, afin de minimiser le coût total du système électrique en fonction des conditions de marché. Ces leviers concernent soit la demande, soit l'offre. La modulation de la demande est aujourd'hui pratiquée sous deux formes: l'effacement de consommation et le lissage de la consommation d'électricité pour l'eau chaude sanitaire. Par ailleurs, le parc thermique nucléaire ou à flamme et le parc hydraulique contribuent à l'adaptation de l'offre à la variabilité de la demande.

⁷ Burtin, Alain, & Silva, Vera (Juin 2015). Technical and economic analysis of the European electricity system with 60% RES (INIS-FR--15-0634). France.

⁸ Ibid.

⁹ Pour assurer l'équilibre instantané fréquence/puissance, un rôle crucial est joué par l'inertie des masses tournantes des groupes turboalternateurs des moyens de production électrique conventionnels. Ces éléments jouent le rôle de volant d'inertie par une action mécanique s'opposant aux variations brutales de vitesse, donc de fréquence et, également, un rôle de stockage et de déstockage d'énergie cinétique. En revanche, pour la production photovoltaïque ou éolienne, qui est intermittente, on a recours à des onduleurs pilotables pour le raccordement au réseau, et ce couplage n'est pas synchrone. Le photovoltaïque n'a aucune inertie propre. Les turbines éoliennes ont une inertie importante mais le mode de couplage actuel ne permet pas de l'utiliser.

1.2.3.1. La modulation de la demande

Un effacement de consommation consiste à réduire temporairement la consommation d'électricité d'un site par rapport à sa consommation normale, sur sollicitation d'un tiers. Des opérateurs spécialisés et des fournisseurs d'électricité proposent à leurs clients des solutions techniques pour mettre à l'arrêt pendant quelques minutes ou quelques heures certains de leurs équipements dont la consommation est flexible (exemples : cellules électrolytiques, fours industriels ou, pour les particuliers, radiateurs, ballons d'eau chaude, climatiseurs), avec des préavis allant de quelques minutes à la journée.

On peut distinguer les effacements dits « tarifaires », pour lesquels le prix de l'électricité est modulé en fonction des jours et incite à des réductions de consommation sur certaines périodes, des effacements « dissociés de l'offre de fourniture » pour lesquels un opérateur d'effacement contractualise avec un consommateur et valorise sur les marchés les volumes non consommés.

Enfin, des incitations à la modulation de la demande peuvent être transmises au moyen de signaux tarifaires reflétant l'équilibre offre-demande, le cas échéant en temps réel, au cours d'une période donnée.

LES EFFACEMENTS TARIFAIRES

Les effacements tarifaires, stricto sensu, se caractérisent par leur caractère non récurrent et non prévisible ; ils correspondent notamment aux tarifs « Tempo » et « Effacement jour de pointe » (EJP) du fournisseur EDF. Il existe également des effacements tarifaires chez les consommateurs industriels, par exemple dans le cas de contrats prévoyant des tarifs plus élevés en hiver. On a constaté au cours des dernières années une tendance à l'érosion des effacements tarifaires (6,5 GW en 1997, 2 GW en 2011), progressivement remplacés par des effacements non tarifaires.

LES EFFACEMENTS DISSOCIÉS DE L'OFFRE DE FOURNITURE

Ils concernent aujourd'hui essentiellement les consommateurs industriels. La filière des effacements diffus (i.e., chez les particuliers), est encore peu mature.

Les volumes et les modalités d'activation des effacements sont encadrés contractuellement. Les consommateurs reçoivent une rémunération fixe quand ils s'engagent à mettre à disposition leur capacité, et une rémunération variable quand la capacité est activée. Ces effacements de consommation ont des points communs, en tant que solutions de flexibilité, avec les moyens d'extrême pointe, compte tenu de leur coût d'activation en €/MWh très élevé.

Les effacements sont particulièrement adaptés pour faire face à des périodes journalières ou hebdomadaires de tension sur les prix et le système électrique, sur une dizaine d'heures consécutives. Le bilan prévisionnel 2017 RTE évalue à 2,5 GW les effacements actuellement mobilisables, en majorité des effacements industriels. Les effacements diffus pourraient se développer avec des offres innovantes liées aux compteurs communicants.

Par ailleurs, il existe des effacements de très court terme (interruptibilité en moins de 5 secondes). Dans de nombreux pays d'Europe, des industriels grands consommateurs d'électricité participent au réglage de la fréquence primaire. En France, où ce marché leur est ouvert depuis 2014, et ils représentent 16% de l'offre.

LA MODULATION DE LA DEMANDE VIA LES TARIFS HOROSAISONNALISÉS

Cette solution repose aujourd'hui essentiellement sur le lissage de la consommation d'électricité des ballons d'eau chaude sanitaire via un signal tarifaire horosaisonnalisé. Plus d'une dizaine de millions de ménages en sont équipés pour des puissances programmées de l'ordre de 6 à 7 GW sur une capacité totale installée de 9 GW. Une charge équivalente à près de 20 GWh de consommation par jour peut être ainsi déplacée en chauffant l'eau à un moment où la demande est faible, comme durant la nuit ou les heures creuses méridiennes, plutôt qu'aux périodes de forte demande (matin et début de soirée). A l'horizon 2030, le développement du photovoltaïque devrait accentuer la baisse des prix spot aux heures méridiennes, ce qui pourrait conduire à des signaux tarifaires favorisant la charge des ballons d'eau chaude sanitaire (voire des véhicules électriques) aux heures méridiennes. Le pilotage actuel passe par un signal tarifaire basique de type [heures pleines/heures creuses], mais les compteurs communicants devraient permettre des signaux plus sophistiqués, par exemple [jour/nuit] ou [semaine/week-end].

LES MOYENS DE PRODUCTION HYDRAULIQUES

Ils offrent des solutions de flexibilité variées :

- **Turbines au fil de l'eau et barrages** : la modulation est limitée dans le cas des turbines au fil de l'eau, elle est hebdomadaire dans le cas des barrages, et naturellement soumise à la variation saisonnière et météorologique de l'hydraulicité. La puissance installée est de l'ordre de 9-10 GW (pour 10-12 TWh) ;
- **Lacs** : ils offrent la possibilité de garder en réserve une quantité d'eau importante pour un usage saisonnier (2 GW en amplitude annuelle), avec une forte flexibilité (variabilité journalière jusqu'à 5 GW). La puissance installée est de l'ordre de 8 GW pour une capacité de 16 TWh ;
- **STEP** (stations de transfert d'énergie par pompage) : la STEP est composée d'une double retenue d'eau, dans laquelle l'eau du bassin supérieur est turbinée et versée dans le bassin inférieur en période de forte consommation (quand les prix de gros de l'électricité sont élevés), et est pompée vers le bassin supérieur en période creuse (quand les prix de gros de l'électricité sont faibles). Les STEP reposent sur un arbitrage économique lié aux écarts de prix de gros de l'électricité, par exemple entre le jour et la nuit, en tenant compte d'un rendement de l'ordre de 75-80%. Elles sont adaptées à un usage saisonnier ou hebdomadaire, voire journalier, selon les équipements. Une STEP hebdomadaire, avec pompage le week-end, atteint une puissance nette en sortie de 2GW en 30 minutes.

LES UNITÉS DE PRODUCTION NUCLÉAIRE

Principale composante du parc thermique français, elles fournissent des leviers de modulation à différents horizons :

- **Saisonnier** : les opérations de rechargement et de maintenance des tranches nucléaires peuvent être programmées sur des périodes de demande faible, à condition d'ajuster l'organisation. L'écart de puissance entre été et hiver peut atteindre 25 GW, et le dispositif permet de disposer d'une centaine de TWh supplémentaires durant la saison de forte demande.
- **Hebdomadaire** : la disponibilité des tranches nucléaires peut être ajustée en déplaçant de quelques jours voire quelques heures les essais sur les tranches.
- **Infra-journalier** : selon la version actuelle du document European Utility Requirements (EUR, Exigences des compagnies d'électricité européennes), les centrales nucléaires doivent être capables de fonctionner selon un suivi de charge minimum quotidien compris entre 50% et 100% de la puissance de référence P_r , avec un taux de variation de la puissance électrique de 3-5% P_r /minute. La plupart des réacteurs modernes mettent en œuvre des capacités de fonctionnement en régime flexible encore supérieures, avec possibilité d'un suivi de charge planifié et non planifié dans une gamme de puissance étendue et avec des variations continues de la charge de 5% P_r /minute.

En France et en Allemagne, ce qui n'est pas le cas dans tous les pays, la production nucléaire fait effectivement l'objet de modulations infra-journalières. En Allemagne, pour certains réacteurs, le régulateur a validé une utilisation en suivi de charge permettant de descendre jusqu'à 20% de la pleine puissance¹⁰, mais en pratique, l'opérateur ne descend pas en-deçà de 40% de cette puissance .

En France, la possibilité du suivi de charge est prise en compte dans le manuel d'exploitation via un certain nombre de marges spéciales associées au fonctionnement en régime flexible. Pour calculer ces marges, un profil de charge (correspondant aux besoins du réseau) est défini pour certains réacteurs : environ 12-18 heures à pleine puissance nominale (P_r), 5-11 heures à 30% P_r et deux fois 30 minutes pour les variations continues de la charge (c'est-à-dire environ 2,3% P_r /minute), jusqu'à 85% de la longueur du cycle du combustible¹¹. Ceci représente, pour une tranche de 1300 MW, une puissance de 900 MW mobilisable à la hausse ou à la baisse. Au niveau du parc, cela offre en théorie plusieurs dizaines de GW de modulation possible, avec des limites pratiques liées à des contraintes techniques (cf. 2.2.1.).

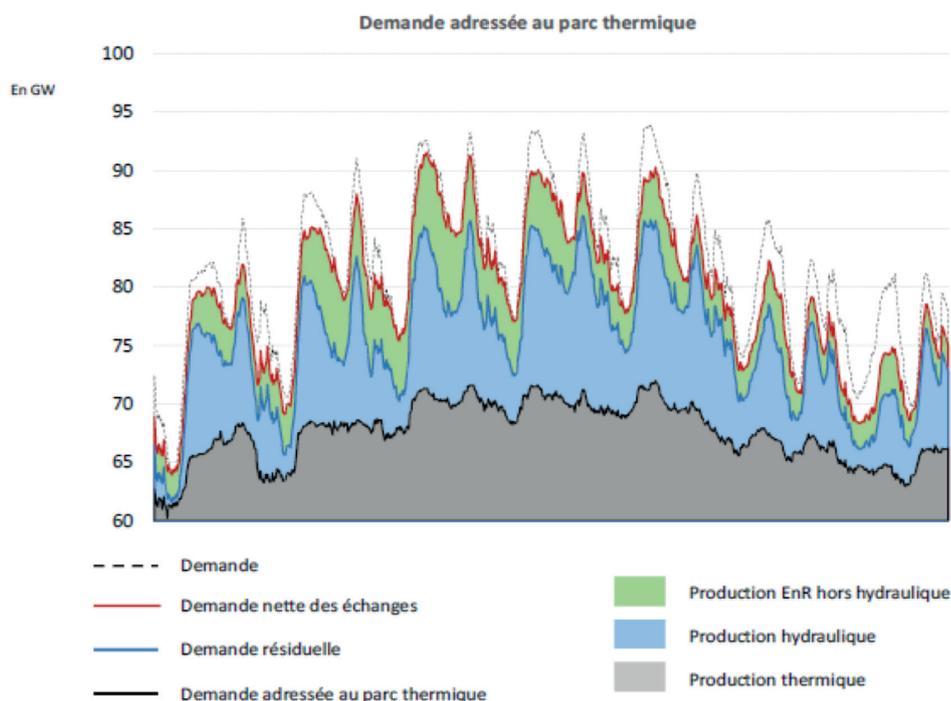
¹⁰ AIEA Nuclear Energy Series, 2018, « Non-baseload operation in nuclear power plants : load following and frequency control modes of flexible operation », n° NP-T-3.23, pp. 34-35.

¹¹ A. Lokhov, 2010, Suivi de charge dans les centrales nucléaires, Actualités, AEN Infos 2011 - N° 29.2.

LE PARC THERMIQUE CONVENTIONNEL

Composé essentiellement des turbines à combustion (TAC), des centrales au gaz à cycle combiné (CCGT) et des centrales à charbon, il offre également des leviers de flexibilité :

- **TAC** : centrales thermiques les plus flexibles, produisant de l'électricité par la combustion d'hydrocarbures (gaz, fuel), elles peuvent être utilisées pour des besoins de flexibilité à horizon horaire ou journalier.
- **CCGT** : ces centrales combinant une turbine à combustion et une turbine à vapeur sont flexibles, avec une montée à la puissance maximale en quelques dizaines de minutes, et peuvent être utilisées pour des besoins de flexibilité à horizon journalier. Leur modulation permet de faire face aux variations saisonnières et hebdomadaires de la charge de la production, pour une puissance de l'ordre de 7 GW.
- **Centrales à charbon** : moins flexibles, elles nécessitent plusieurs heures de temps de chauffe. La figure suivante représente, à titre d'exemple, la gestion de la flexibilité sur une semaine d'hiver en 2017 :



Sur ce graphique, la demande, hors autoproduction et après activation des modulations de demande, figure en traits pointillés. Elle est caractérisée par les fortes variations de l'activité dans la journée et au cours de la semaine. La ligne rouge figure la demande après prise en compte des imports et exports. En bleu figure la demande après prise en compte des énergies renouvelables non hydrauliques (éolien et photovoltaïque essentiellement) mais avant prise en compte de l'hydraulique.

Enfin en noir figure la demande adressée au parc thermique après prise en compte de la production hydraulique, qui est beaucoup moins volatile : une bonne partie des besoins de flexibilité a alors été traitée. Les énergies renouvelables variables n'atténuent pas la volatilité de la demande globale – elles tendent au contraire à l'accentuer, comme le verra plus loin. En revanche, grâce à la mise en œuvre des flexibilités offertes par les imports et exports et par le parc hydraulique, la volatilité de la demande adressée au parc thermique nucléaire et à flamme est relativement faible.

Le besoin résiduel de flexibilité auquel doivent répondre aujourd'hui le parc de production d'électricité de type thermique, nucléaire et les solutions d'effacement porte, à horizon de la semaine, sur environ 10 GW.

2. A L'HORIZON DES ANNÉES 2030, DE NOUVELLES OPPORTUNITÉS POUR DES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE D'ÉNERGIE VONT ÉMERGER

2.1. La montée en charge des énergies renouvelables variables va renforcer les besoins de flexibilité des systèmes d'énergie.

2.1.1. La montée en charge attendue de la production d'énergie renouvelable intermittente

L'ensemble des acteurs du marché anticipe un développement massif des énergies renouvelables variables dans les prochaines décennies. En effet, les politiques énergétiques menées au niveau français, européen ou territorial, impliquent une accélération de l'effort en faveur des énergies renouvelables. Ainsi, la loi de transition énergétique pour la croissance verte fixe un objectif de 40 % pour la part des énergies renouvelables (EnR) dans la production d'électricité en 2030, et la première Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) définit une feuille de route associée pour le développement de chaque filière associée à des objectifs détaillés à l'horizon 2023.

Par ailleurs, la baisse des coûts de production de certaines EnR, liée au progrès technologique et aux économies d'échelle, en particulier pour la filière photovoltaïque, améliore leur modèle économique qui jusqu'à présent a largement tiré profit d'un soutien financier public¹².

Enfin, le rythme de montée en puissance des énergies variables et l'abondance d'énergie non commandable qu'elle entraîne sont étroitement liés à des choix de régulation (soutiens directs ou indirects à ces énergies) ou des décisions de prolongation, de renouvellement ou de fermeture des moyens de production conventionnels en service. En effet, le type de technologies de production d'électricité utilisé influence les prix du marché, et donc la rentabilité des moyens de production et de stockage.

Les analyses qui suivent s'appuient sur le bilan prévisionnel établi par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité - RTE - dans le cadre de ses missions prévues par le législateur. Le bilan prévisionnel présente une étude approfondie de l'évolution de la production et de la consommation d'électricité et des solutions permettant d'assurer l'équilibre offre/demande sur le réseau.

Pour le bilan prévisionnel publié fin 2017, RTE a élaboré plusieurs scénarios d'évolution du bouquet électrique entre 2018 et 2035, à l'issue d'une consultation publique sur les hypothèses et les axes stratégiques retenus. Ces scénarios tiennent compte des objectifs énergétiques nationaux. Les résultats obtenus reflètent un « bouclage physique » (vérification de la capacité du système à garantir la sécurité d'alimentation) et un « bouclage économique » (modélisation du parc tenant compte, pour les investissements dans de nouvelles capacités de production ou de flexibilité, de leur rentabilité sur les marchés de l'électricité).

¹² A l'horizon 2030, la baisse du coût des énergies renouvelables devrait accélérer leur développement et peser sur les prix de gros de l'électricité, au moins jusqu'au déclassement de moyens de production d'origine thermique. Or le montant du soutien public dont bénéficient certaines filières d'énergies renouvelables est lié au différentiel entre le prix de vente de ces énergies et le prix de gros de l'électricité. Le montant global du soutien financier public aux énergies renouvelables sera donc influencé par ces deux mécanismes liés entre eux : développement de la compétitivité des énergies renouvelables et évolution des prix de gros.

RTE A RETENU 5 SCÉNARIOS CADRES ILLUSTRATIFS ET TRÈS CONTRASTÉS :

- *Scénario Ohm* : atteinte de la cible de 50% de nucléaire dans la production d'électricité d'ici 2025, avec la fermeture de 23 à 27 réacteurs, ce qui entraîne une forte hausse des émissions de CO² ;
- *Scénario Ampère* : réduction de la production nucléaire au rythme du développement effectif des énergies renouvelables, avec atteinte d'une proportion de 50% de renouvelables en 2035 ;
- *Scénario Hertz* : diversification avec développement des énergies renouvelables adossé au développement de moyens thermiques pour diminuer plus rapidement la part du nucléaire, sans augmentation des émissions de CO² par rapport au niveau actuel ;
- *Scénario Volt* : développement soutenu des énergies renouvelables et évolution du parc nucléaire résultant d'arbitrages économiques, ce qui porte la part du nucléaire à 55% en 2035, avec 40% d'énergies renouvelables ;
- *Scénario Watt* : fermeture de tous les réacteurs nucléaires à leur 4e visite décennale, remplacés essentiellement par des énergies renouvelables, et dans une moindre mesure par des moyens thermiques, avec une part d'énergies renouvelables portée à 70% en 2035.

Les pouvoirs publics ont annoncé qu'ils ne retenaient pas les scénarios qui entraînent une hausse des émissions de CO², ce qui élimine les scénarios Ohm, Hertz et Watt. Les travaux de la PPE ont été lancés sur la base d'Ampère et Volt seulement.

Tous les scénarios simulent un développement vigoureux des énergies renouvelables, susceptible de porter leur place dans le bouquet énergétique à une proportion comprise entre 40 et 70 % selon les cas. Cette progression est principalement le fait de l'éolien (production multipliée par trois à cinq en fonction des trajectoires) et du photovoltaïque (multiplication par un facteur cinq à sept). A l'horizon 2035, la trajectoire haute retenue comme hypothèse envisage une capacité installée de 48 GW pour la filière photovoltaïque, 52 GW pour la filière éolienne terrestre et 15 GW pour la filière éolienne en mer. Si ce développement représente un effort ambitieux, des rythmes de déploiement supérieurs ont pu être adoptés, notamment en Allemagne ou en Italie.

Certains scénarios élaborés par d'autres acteurs retiennent une approche significativement plus volontariste. C'est le cas du scénario prospectif de transition énergétique à l'horizon 2050 publié par l'association négaWatt en janvier 2017. Ce scénario s'inscrit dans une démarche de type « analyse rétrospective normative » (backcasting) qui, partant d'un objectif à atteindre fixé a priori, vise à illustrer les décisions qui doivent être prises aujourd'hui. Partant de l'hypothèse de l'atteinte d'une neutralité carbone à horizon 2050 sans utilisation du nucléaire, ce scénario retient une contraction importante de la demande d'énergie (de 1836 TWh en 2015 à 870 TWh en 2050, soit -52%) avec 323 TWh d'électricité intégralement issus de sources renouvelables, dont 70 TWh d'excédents d'électricité utilisés pour la production de gaz.

2.1.2. Une volatilité mécaniquement accrue de la demande d'électricité résiduelle

Comme indiqué à la section 1.2.2., la volatilité de la demande résiduelle (i.e., nette de la part couverte par les énergies renouvelables variables) est nettement plus élevée que celle de la demande totale. En effet, elle cumule la volatilité de la demande totale et celle de la production d'électricité à partir de sources variables et faiblement commandables. En conséquence, la volatilité de la demande résiduelle d'électricité devrait augmenter sensiblement à l'avenir, avec le développement massif des énergies renouvelables non commandables dans le bouquet électrique. Par ailleurs les périodes de tension seront déterminées moins par le niveau de la seule demande que par les niveaux conjoints de demande et de production intermittente.

Le graphique ci-dessous en fournit une illustration schématique, pour des proportions de production d'électricité issue de sources renouvelables variables correspondant à 0%, 20%, 40% et 60% :

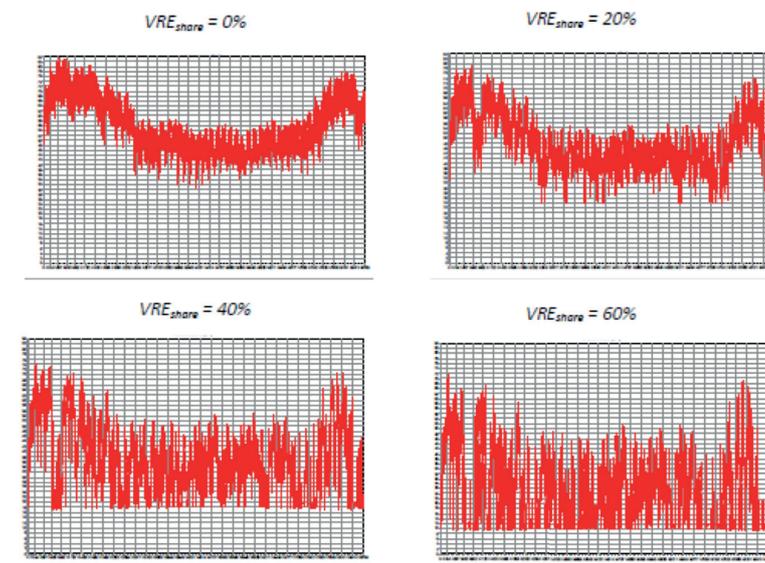


Figure 1. Effect of VRE penetration levels over net load including VRE curtailment. Source: Own calculations.

Source: Villavicencio M., Thèse de doctorat soutenue à l'Université Paris-Dauphine en 2017, page 37.

Cette propriété du système électrique est très importante. Elle explique que, **même en cas d'atonie de la consommation globale future d'énergie et en particulier d'électricité, les besoins en flexibilité devraient sensiblement progresser dans le sillage du développement des énergies renouvelables variables.**

2.1.3. Un système électrique confronté à des besoins de flexibilité croissants à différents horizons temporels

Le bilan prévisionnel 2017 de RTE fait apparaître, à horizon 2035, des besoins de flexibilité accrus pour les usages suivants :

- **Satisfaction des pointes de demande** : les besoins sont croissants dans les scénarios qui impliquent un déclassement rapide du nucléaire, mais pas dans tous les scénarios. En effet, les énergies renouvelables peuvent dans certains cas apporter une contribution significative à la gestion des pointes, car la production éolienne est généralement forte en période de pointe. En ce qui concerne les flexibilités activées, les durées de fonctionnement requises, de l'ordre de plusieurs heures, donnent un avantage économique aux effacements par rapport aux moyens de production de pointe.
- **Modulation liée aux variations de production et de consommation** : l'augmentation des besoins de modulation sur un horizon infrajournalier, journalier et hebdomadaire est significative dans tous les scénarios, et elle est d'autant plus marquée que le développement des énergies renouvelables est important. On note toutefois que les besoins de flexibilité à horizon 2025 sont relativement proches des besoins actuels, et que c'est plutôt à partir de 2030-35 que la croissance s'accélère, avec des écarts importants selon les scénarios. Ce point est à prendre en compte dans l'analyse des modèles d'affaires.
- **Équilibrage du système en temps réel** : le développement de la production éolienne et photovoltaïque entraîne une augmentation des écarts entre la production programmée et réalisée. Ceci implique un recours croissant à des moyens de flexibilité très réactifs, pour de faibles durées d'activation. Les ENR variables peuvent toutefois elles-mêmes participer au réglage de la fréquence¹³ et de la tension¹⁴. Une première estimation fait état d'un *renforcement nécessaire mais modéré des besoins d'équilibrage à l'horizon 2030*.
- **Maintien de l'inertie** : selon une étude réalisée en 2015 par EDF¹⁵, le taux de pénétration d'EnR variables au-delà duquel des problèmes d'inertie se posent est d'autant plus faible que le système électrique est de petite taille : un taux de pénétration instantané de 70% peut être acceptable dans un grand système interconnecté dans lequel la demande est forte (plus de 600 GW) ; ce taux passe à 35-38% quand la demande est moyenne (400 GW), et à 25% quand elle est faible (250 GW). Pour une proportion d'EnR variables de 40%, le système européen (pays membres de l'ENTSO-E) est en mesure de maintenir l'inertie dans le cas d'un incident de référence (baisse brutale de production de 3,5 GW). Ceci suppose toutefois de faire participer les EnR variables, même de façon limitée, aux réglages de fréquence. L'écrêtement préventif de la production des EnR variables, afin d'éviter des problèmes de stabilité pendant des périodes critiques, ne peut être limité que si ces EnR ont la capacité technique de fournir un service de réglage de fréquence rapide. Des solutions innovantes de création d'inertie de synthèse à partir des parcs éoliens pourraient contribuer à répondre à ce problème.

¹³ Les nouveaux parcs EnR de plus d'1 MW entrant en service à partir de 2020 seront aux normes du code de réseau européen RfG (*Requirements for Generators*) et seront ainsi à même de participer au réglage de la fréquence via les modes FSM (*Frequency Sensitive Mode*), LFSM-O & U (*Limited Frequency Sensitive Mode-Over- & Underfrequency*).

¹⁴ Les EnR électriques entrées en service depuis 2008 sont à même de faire varier leur consigne de réactif en injection ou en absorption, et ce sans perte de puissance active. Des expérimentations conduites par des producteurs EnR et RTE en 2016 et 2017 afin de répondre à des problématiques de tension haute (de plus en plus fréquentes) ont démontré la capacité des EnR à faire varier leur consigne de réactif de manière dynamique pour répondre aux besoins du gestionnaire de réseau de transport.

¹⁵ Burtin, Alain, & Silva, Vera (Juin 2015). Technical and economic analysis of the European electricity system with 60% RES (INIS-FR--15-0634) France.

2.1.4. Des réseaux gaziers disponibles pour d'autres usages du fait de la baisse attendue de la demande de gaz naturel conventionnel

Les objectifs de réduction des émissions de dioxyde de carbone imposent une maîtrise de la consommation de gaz naturel d'origine fossile. Les efforts d'efficacité énergétique pèseront sur la consommation de gaz d'origine fossile si leur influence fait plus que compenser les substitutions entre énergies (e.g., des énergies plus intensives en carbone vers le gaz). Les professionnels du secteur anticipent ainsi une baisse à moyen terme, et toutes choses égales par ailleurs, du volume total de consommation de gaz naturel. La consommation de gaz hors production d'électricité pourrait baisser de 400 TWh à 300 TWh d'ici 2030 en France. Dans ce contexte, le secteur gazier pris isolément ne fait pas apparaître de besoins de flexibilité croissants à l'horizon 2030, et les moyens de flexibilité existants apparaissent largement suffisants pour ses seuls besoins.

Toutefois, le système gazier, compte tenu de la capacité de transport et de stockage de gaz disponible dans le futur, de la capacité à intégrer le méthane renouvelable ou une proportion d'hydrogène dans le gaz transporté, et de la possibilité de fournir la flexibilité gaz nécessaire à la production d'électricité - CCGT et cogénération - pourrait significativement contribuer à la gestion des besoins en flexibilité du secteur de l'électricité. Les gestions respectives des systèmes électriques et gaziers ne sont en effet pas séparées et méritent d'être intégrées dans une réflexion globale sur les vecteurs énergétiques les mieux adaptés à chaque usage.

2.2. Sur les deux prochaines décennies, des activités de stockage complémentaires aux conditions de rentabilité spécifiques vont se développer.

2.2.1. Limites des réponses traditionnelles aux besoins de flexibilité

Le recours massif à de nouveaux moyens de production flexibles d'électricité (au gaz, au fuel, voire au charbon) apparaît contraint par l'objectif de limitation des émissions de gaz à effet de serre.

La modulation offerte par le suivi de charge sur le parc nucléaire est quant à elle limitée par des contraintes techniques. Certes, la puissance produite par une tranche nucléaire peut être fortement réduite en trente minutes. Mais le nombre de descentes en palier bas admissibles par le réacteur pendant une certaine période, ainsi que la durée des périodes de palier bas, peuvent être limitées par des contraintes techniques¹⁶. En outre, l'usure du combustible avant un nouveau rechargement a pour effet de limiter la capacité du réacteur à manœuvrer, en réduisant l'écart entre puissance normale et puissance minimale admissible¹⁷.

L'objectif pour les effacements fixé par la PPE (programmation pluriannuelle de l'énergie) à l'horizon 2023 est de 6 GW, soit un volume équivalent au volume constaté dans les années 1990 en France. A horizon 2030, les projections varient entre 2,5 et 6 GW selon les scénarios de RTE. Le développement des effacements dépendra de leur compétitivité face aux autres solutions de flexibilité, et en particulier de leur niveau de soutien public.

- Sur le segment industriel, des gisements non exploités significatifs demeurent dans 4 secteurs (métallurgie, mécanique, papier, chimie) à hauteur de 5,7 GW et pour une durée d'activation maximale de 30 minutes. Pour une durée d'activation plus longue, le gisement serait de 5,2 GW pour une durée d'activation de 2 heures et 4,5 GW pour 8 heures¹⁸.
- Sur le segment résidentiel, les perspectives sont plus contrastées. L'évolution des offres de fourniture, notamment grâce au développement des compteurs communicants, devrait permettre d'ajuster les périodes de chauffe des ballons d'eau chaude vers les heures méridiennes. Toutefois, le développement des chauffe-eau thermodynamiques, qui fonctionnent avec une plus faible puissance que les chauffe-eau à accumulation, ce qui peut conduire à étendre les plages de temps de chauffe au-delà de la période d'heures creuses, pourrait réduire l'intérêt économique de l'asservissement pour les consommateurs.

Enfin, le potentiel de développement des STEP en France est limité en puissance, mais apporte un service très complémentaire aux effacements. Il permet en effet des déplacements d'énergie sur des constantes de temps de l'ordre de la journée ou de plusieurs jours (on parle de stockage hebdomadaire). RTE évalue le potentiel résiduel en France à 2 GW.

¹⁶ AIEA, 2018, précité, p. 34.

¹⁷ Voir C.Cany, 2017, Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans la transition énergétique en France: adaptations du parc électrique vers plus de flexibilité, thèse de doctorat, Université Paris-Saclay.

¹⁸ Source : UNIDEN.

2.2.2. Opportunités offertes par des solutions alternatives pour répondre aux besoins de flexibilité du système électrique

LES BESOINS DE FLEXIBILITÉ SE MANIFESTENT PAR DES BESOINS D'INJECTIONS SUPPLÉMENTAIRES À CERTAINES PÉRIODES ET DES SURPLUS À D'AUTRES PÉRIODES. DEUX APPROCHES SONT POSSIBLES POUR Y RÉPONDRE.

- **La première consiste à traiter de façon symétrique les besoins en injection et en soutirage. C'est ce que fait le recours au stockage.** La deuxième partie de ce rapport fournira une analyse détaillée en termes de modèles d'affaires, pour examiner les perspectives de rentabilité du stockage d'électricité dont les conditions théoriques seront décrites dans l'encadré *infra*. On rappellera que le stockage permet des gains d'efficacité et de bien-être pour le système électrique dans son ensemble. En effet, l'électricité est produite en recourant à des moyens de production par ordre croissant de coût marginal. Or le stockage permet, en période de faible demande, de soustraire au système une énergie produite avec des moyens à faible coût marginal, pour la lui restituer en période de forte demande, **en évitant le recours aux moyens de production à coût marginal élevé**. Sous réserve que le coût du stockage lui-même ne soit pas trop élevé, l'opération crée ainsi un surplus économique global pour le système (voir l'encadré).

En outre, le stockage conduit à **lisser les prix sur le marché** de l'énergie, qui s'ajustent au coût marginal de la dernière unité de production utilisée. La réduction de l'incertitude résultant de cette baisse de la volatilité est également bénéfique pour de nombreux acteurs économiques.

Par ailleurs, le stockage peut permettre **d'éviter des investissements coûteux en infrastructures**, dans des capacités de production de pointe ou dans le renforcement des réseaux pour faire face aux risques de congestion, en particulier sur les réseaux de distribution. A titre illustratif, selon Enedis, le coût de renforcement des réseaux de distribution dans le cadre du raccordement des nouvelles installations éoliennes ou photovoltaïques est évalué à environ 20 M€/GW. Cette estimation se fonde sur l'analyse des chroniques constatées ces dernières années, correspondant à une dynamique de raccordement de 2 GW/an. Un développement plus fort des EnR, notamment sur la basse tension, pourrait entraîner un besoin de renforcement sensiblement plus important et une hausse du coût unitaire de raccordement.

Pour les gestionnaires de réseau de transport, le coût induit par les congestions est en forte progression. Dans le Nord-Ouest de l'Allemagne, les infrastructures de transport sont insuffisantes pour supporter certaines injections d'électricité d'origine éolienne, ce qui conduit parfois à des mises hors réseau.

Du point de vue théorique, la réponse optimale à une situation de congestion consisterait à mettre en œuvre des prix nodaux reflétant la rareté relative de l'électricité à chaque endroit du réseau – mais cette solution requerrait de profonds changements de régulation et de financement.

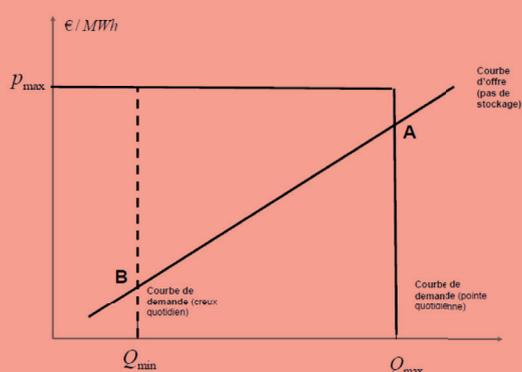
Le stockage d'électricité offre donc une solution sans modification substantielle des structures du marché

Création de valeur liée à une activité de stockage suffisamment peu coûteuse sur le marché de l'électricité

- une approche théorique

On présente ici un argument théorique, donc assez général, qui explique la pertinence du stockage dans un système d'énergie où la demande et les prix tendent à devenir de plus en plus volatils dans le sillage du développement des énergies renouvelables variables.

- Modélisation de la demande d'électricité** : la demande est supposée parfaitement inélastique au prix. La courbe représentant la demande est donc verticale. On suppose qu'elle se déplace au cours d'une journée entre Q_{min} et Q_{max} MW (niveaux minimum et maximum de demande horaire, soit en 2011 $Q_{min}=31,3$ GW et $Q_{max}=90,6$ GW). Enfin, on suppose que les consommateurs ne consomment pas d'électricité au-delà de p_{max} . Sur le graphique, la courbe de demande est horizontale à ce niveau de prix de marché noté p_{max} (qui est associé à la « *value of lost load* », soit le montant maximal qu'un consommateur est prêt à payer pour éviter l'interruption de fourniture).



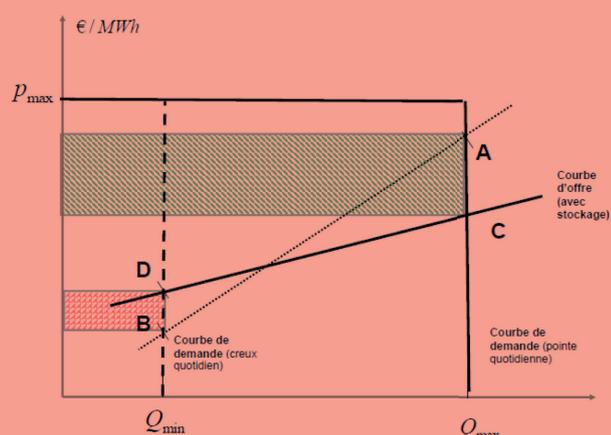
- Modélisation de l'offre d'électricité** : la courbe d'offre est la courbe des coûts marginaux en fonction du niveau de production. Pour simplifier, on la suppose ici linéaire.

- Equilibre sur le marché sans stockage d'électricité** : quand la demande est élevée (Q_{max}), le prix est élevé (point A). Quand la demande est faible (Q_{min}), le prix est bas (point B), et vice-versa (point A), et vice-versa (point B).

- Equilibre sur le marché avec stockage d'électricité** : la courbe de demande est supposée ici inchangée. La courbe d'offre est modifiée par l'introduction de moyens de stockage. En période de production élevée, le stockage peut se substituer à des moyens de production à coûts marginaux plus élevés, si son coût est suffisamment faible. En période de production basse, les infrastructures de stockage emmagasinent de l'énergie, ce qui conduit à mobiliser des moyens de production à coûts marginaux plus élevés que dans la situation sans stockage pour couvrir la demande. La courbe d'offre est donc moins pentue que dans l'équilibre de marché sans stockage d'électricité.

- Quand la demande est élevée (à Q_{max}), l'équilibre est au point C. La quantité d'électricité échangée est la même mais le prix sur le marché est plus faible qu'en l'absence de stockage, qui s'est substitué à des moyens de production plus coûteux (hypothèse retenue ici). Le gain en bien-être pour les consommateurs est représenté par le grand rectangle vert hachuré.

- Quand la demande est faible (à Q_{min}), l'équilibre est au point D. La quantité d'électricité échangée est la même mais le prix sur le marché est plus élevé qu'en l'absence de stockage, car des moyens de production plus coûteux doivent être mobilisés pour fournir la demande y compris le rechargement du stockage. La perte en bien-être pour les consommateurs est représentée par le petit rectangle rouge maillé.



Ce graphique montre que, si la technologie de stockage d'électricité n'est pas trop onéreuse – i.e., si son coût devient inférieur au coût de production de moyens de pointe – alors son introduction sur un marché avec une demande très volatile permet de dégager un gain en bien-être important pour les acheteurs.

- **La seconde approche consiste à découpler la gestion des besoins en injection et en soutirage.** Si la gestion des besoins d'injection est un problème classique auquel la réponse apportée passe traditionnellement soit par une production supplémentaire soit par des effacements, la gestion des surplus est une question relativement nouvelle, liée à la place croissante des énergies renouvelables non commandables dans le bouquet énergétique. Dans les quatre scénarios étudiés par RTE qui se placent à l'horizon 2035, il existe de la puissance EnR ou nucléaire disponible non utilisée, correspondant à une production à coût marginal nul ou faible, pendant 15% à 30% du temps. Dans le bouquet électrique 100% renouvelable de l'Ademe à horizon 2050, les surplus de production par rapport à la consommation représentent des volumes très importants (de l'ordre de 75 TWh), mais la majeure partie trouve des voies de valorisation économiquement rentables selon l'Ademe à cet horizon lointain – seuls 14 TWh de surplus ne trouvent pas de débouchés dans ces scénarios.

Une piste envisagée consiste à convertir l'énergie excédentaire injectée sous forme électrique en énergie **sous forme gazeuse**. Cette transformation est par exemple possible par électrolyse de l'eau, qui fournit de l'hydrogène, lequel peut à son tour être combiné à du dioxyde de carbone pour fabriquer du méthane de synthèse (cf. *infra*). L'existence d'un réseau de transport et de stockage de méthane, dont le degré d'utilisation est amené à décroître avec la demande de gaz naturel, constitue en effet potentiellement une opportunité. Le gaz – méthane ou hydrogène – issu de la conversion de surplus électriques ne sera pas nécessairement reconverti en électricité, mais pourra – plus probablement, compte tenu des pertes liées aux conversions entre énergies – être utilisé directement dans des usages propres au gaz, c'est pourquoi ce mode de flexibilité se distingue du stockage. La deuxième partie de ce rapport examinera les conditions économiques du modèle d'affaires de ces technologies dites *Power-to-Gas*¹⁹.

2.2.3. Aspects de la valorisation marchande de l'activité de stockage d'électricité

La viabilité économique de l'activité de stockage d'énergie dépend des conditions de prix sur le marché (2.2.3.1.), des conditions de coût liées à la technologie de production (2.2.3.2.) et/ou des conditions liées à une articulation pertinente avec d'autres marchés (2.2.3.3.).

2.2.3.1. Conditions de prix

L'activité de stockage d'énergie en général et d'électricité en particulier peut faire l'objet d'une valorisation soit par l'arbitrage sur les marchés de gros de l'énergie, soit par l'offre de services au système d'énergie (par exemple, en contribuant au réglage de fréquence), soit par l'offre de services pour la gestion locale des réseaux (par exemple en contribuant à la gestion des congestions).

¹⁹ Le *Power-to-Gas* est une solution d'exploitation des excédents d'électricité (quand il y en a) ou de l'énergie renouvelable. Il peut toutefois aussi constituer une solution de stockage intersaisonnier qui complète l'ensemble des dispositifs décrits dans la première partie de ce rapport.

VALORISATION SUR LES MARCHÉS DE GROS

- **Le modèle d'affaires historique d'une activité de stockage sur un marché en général est celui de l'arbitrage.** Appliqué au secteur de l'énergie, il s'agit donc de stocker l'énergie quand son prix est relativement faible, pour la déstocker quand son prix est relativement élevé. Les STEP ont précisément été construites pour stocker l'électricité produite en période de base (la nuit, lors du pompage) et pour la restituer lors des périodes de pointe (le jour, pendant le turbinage). Par nature, l'activité de stockage conduit mécaniquement à lisser les pics de prix à la hausse et à la baisse, et à diminuer la volatilité des prix de l'énergie sur les marchés de gros (cf. 2.2.2., supra).

Ce modèle dont la rentabilité est étroitement liée aux **écarts de prix sur le marché de gros** ne va pas disparaître avec le développement futur de la production renouvelable. Aujourd'hui, néanmoins, les revenus d'arbitrage sont relativement faibles en Europe. Ceci peut notamment s'expliquer par l'existence de surcapacités de production au niveau européen, qui engendre une pression à la baisse sur l'ensemble des prix mais aussi spécifiquement sur les prix à la pointe, ce qui tend à réduire les écarts de prix.

- Le développement de la production d'origine photovoltaïque et, dans une moindre mesure, éolienne, accroît spécifiquement l'offre pendant la journée, ce qui tend à réduire encore les **écarts de prix de l'électricité entre période de pointe (entre 8h et 20h) et période de base (i.e., la nuit)** (spread peak-to-base)²⁰. Ce phénomène affecte sensiblement la rentabilité financière du stockage traditionnel par les STEP depuis plusieurs années. La montée en puissance des énergies renouvelables variables peut néanmoins avoir des effets de signe ambigu sur d'autres écarts de prix de gros de l'électricité tels que l'écart semaine/week-end.

- Les écarts de prix pertinents ne portent cependant pas nécessairement sur la distinction [jour/nuit] ou [semaine/week-end] mais peuvent aussi porter sur des écarts de prix de très court terme, au sein d'une même journée. Pour valoriser sur le marché le stockage par batteries installées sur les réseaux, qui est très réactif, des périodes de temps plus courtes sont en effet plus pertinentes.

Aujourd'hui, les prix de marché valorisent fortement aussi bien la réactivité à très court terme d'un moyen de stockage ou de production (capacité à démarrer très près du temps réel, en quelques minutes) que sa *flexibilité* (capacité à varier d'un quart d'heure à l'autre). Les marchés de très court terme (dits « intra-day ») offrent aux opérateurs de stockage des perspectives de rémunération actuellement significativement plus élevées que les marchés sur lesquels les transactions se font de la veille pour le lendemain (dits « day-ahead »).

Un aspect complémentaire de l'attractivité du modèle économique de valorisation du stockage sur les marchés de l'électricité est lié à la **sécurisation de l'achat-revente sur le marché de gros** – ce à quoi s'assimile le stockage. Aujourd'hui, il n'existe pas encore sur le marché de garantie de pouvoir réaliser à la fois l'achat et la revente. La bourse de l'électricité, Epex Spot, est en train de développer un produit adapté, où l'achat et la vente sont liés, ce qui permet de limiter les risques pour le détenteur d'un actif de stockage. S'agissant des marchés de capacité, le potentiel de développement pour le stockage paraît relativement limité, du fait que les durées d'activation requises sont assez longues (une dizaine d'heures par jour pendant les jours de pointe).

²⁰ Toutefois certaines études montrent que le besoin de flexibilité journalière pourrait ré-augmenter de nouveau au-delà de 20 GW de capacité photovoltaïque installée à l'horizon 2030, ce qui devrait conduire à une augmentation du spread.

VALORISATION DES SERVICES RENDUS AU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE

Le stockage peut être valorisé pour sa **contribution au réglage de la fréquence, de la tension et à l'inertie du système électrique**, par la participation au mécanisme d'ajustement (voir 1.2.1), **ainsi qu'à la gestion des congestions**. Ces différents services rendus au système énergétique correspondent à des horizons de temps variés, qui vont de la seconde à plusieurs jours, ce qui renvoie à des solutions très différentes.

En ce qui concerne la réduction des congestions, une partie du mécanisme d'ajustement fait déjà appel à des moyens localisés. Pour certaines solutions de stockage comme les batteries, la mise en œuvre est rapide, et peut se faire rapidement (construction en quelques mois), de façon distribuée (plusieurs entités de stockage le long d'une ligne), progressive (au fur et à mesure que le problème de congestion se manifeste) et temporaire (un dispositif peut être déplacé si le besoin disparaît, se déplace ou si une solution d'infrastructure apparaît comme la plus pertinente avec le temps) : il n'est donc pas nécessaire d'anticiper l'évolution des besoins du réseau sur plusieurs décennies pour justifier des investissements lourds. Des batteries peuvent être ainsi être déployées à des endroits précis du réseau, là où les lignes sont congestionnées et absorbent une forte proportion d'électricité issue de sources non commandables²¹.

A plus court terme, des opportunités existent sur les services système, en particulier le réglage de fréquence. Depuis 2014, le stockage peut y participer. Ce marché représente des sources de revenus importantes en valeur unitaire, mais limitées à quelques centaines de mégawatts.

La compensation de la perte d'inertie cinétique du système liée au développement des EnR variables, problématique à laquelle les batteries les plus réactives sont en mesure de répondre, pourrait également faire l'objet d'une valorisation.

²¹ RTE a ainsi lancé un projet utilisant des batteries offrant une capacité de 12 MW pour 24 MWh sur trois sites présentant des congestions à horizon 2020 dues aux raccordements de production éolienne et photovoltaïque. Le projet entrera en service en 2020 pour une phase expérimentale de trois ans, au cours de laquelle RTE pourra exploiter les batteries en « ligne virtuelle », un système de stockage et déstockage simultané. Au terme de cette phase, RTE cédera les batteries issues du projet RINGO à des tiers qui participeront aux mécanismes de gestion de la congestion ainsi qu'aux mécanismes d'équilibrage du système électrique (services système et mécanisme d'ajustement)..

CAS DES ZONES NON INTERCONNECTÉES

Dans les zones non interconnectées au territoire métropolitain continentale (ZNI) – essentiellement l’outre-mer et la Corse – le stockage d’électricité doit permettre de répondre à de multiples enjeux, parmi lesquels l’intégration des énergies renouvelables variables à moindre coût, et la diminution des surcoûts de production en favorisant notamment l’appel des moyens de production fonctionnant en base plutôt qu’à des moyens de pointe plus onéreux. Ces zones sont fréquemment le lieu d’expérimentation de solutions technologiques innovantes qui mettent en œuvre des dispositifs de stockage, afin de permettre d’accroître l’injection d’électricité issue d’énergies renouvelables variables dans les réseaux²².

D’une part, du fait que ces zones ne sont pas reliées à la plaque continentale, le système électrique y est beaucoup plus sensible aux perturbations. Afin de garantir la sûreté du système électrique – la réserve de puissance pouvant s’avérer insuffisante (ou sa constitution trop coûteuse) pour compenser la chute de fréquence en cas de baisse importante des productions variables – , l’article L. 141-9 du code de l’énergie prévoit que le gestionnaire de réseau de distribution puisse déconnecter les dernières installations photovoltaïques ou éoliennes raccordées au réseau lorsque la puissance cumulée injectée par les moyens de production intermittents dépasse un certain seuil défini par la programmation pluriannuelle de l’énergie (PPE) de la ZNI considérée. Ce seuil de déconnexion est actuellement fixé à 30%. Le recours à des installations de stockage pilotées par le gestionnaire de réseau pourrait permettre de relever ce seuil.

D’autre part, les coûts de production élevés dans ces zones abaissent le seuil à partir duquel les technologies de stockage deviennent rentables. On y observe un recours croissant à des moyens de production d’électricité renouvelables associés à des dispositifs de stockage, qui améliorent significativement leur rentabilité, tandis que les moyens de production thermique, associés eux aussi à des dispositifs de stockage, ne sont utilisés qu’en secours, comme producteurs en dernier ressort, avec une rémunération adaptée. En outre, le coût des projets de stockage d’électricité gérés par le gestionnaire du système électrique peut être pris en charge via la contribution au service public de l’électricité (CSPE), selon des modalités fixées par la Commission de régulation de l’énergie, en fonction des coûts de production qu’ils contribuent à éviter²³.

²² On peut ainsi citer le projet Pégase (Prévision des énergies renouvelables et garantie active par le stockage d’énergie) d’EDF entré en fonctionnement à La Réunion en 2009. Il associe un dispositif de stockage par batterie sodium-soufre d’une puissance de 1 MW à une ferme éolienne d’une puissance de 10 MW et une ferme photovoltaïque d’une puissance de 10 MWc. Ce dispositif est lui-même relié à une station météorologique permettant de prévoir la production d’électricité de la dizaine de minutes à l’heure afin de faciliter son injection dans le réseau. EDF estime à 90 % l’efficacité du dispositif pour lisser la production. Le projet vise également à démontrer la pertinence du couplage de plusieurs unités de production à un dispositif de stockage centralisé afin de bénéficier du phénomène de foisonnement et diminuer la dimension du stockage envisagé.

²³ L’article 60 de la loi de finances rectificative pour 2012, en modifiant l’article L. 121-7 du code de l’énergie, a étendu le périmètre des coûts pris en compte par la contribution au service public de l’électricité dans les ZNI aux coûts des ouvrages de stockage d’électricité gérés par le gestionnaire du système électrique, dans la limite des surcoûts de production qu’ils contribuent à éviter.

2.2.3.2. Conditions de coût

Une condition-clé pour que les technologies de stockage puissent atteindre une rentabilité économique satisfaisante est naturellement que leur coût de production devienne suffisamment faible – et, en particulier, plus faible que l'écart entre le prix maximum et le prix minimum sur le marché de gros diminué des coûts de mise en œuvre de ces technologies (voir encadré de la section 2.2.2.). Ces coûts de mise en œuvre des technologies peuvent être plus ou moins importants en fonction du caractère diffus ou non des technologies de stockages sollicitées.

Sans entrer ici dans des détails qui seront abordés dans la deuxième partie de ce rapport, il suffit de souligner ici que le coût des technologies de stockage d'électricité est notamment lié à des questions... :

- de rendement énergétique : le stockage engendre souvent des pertes physiques d'énergie, qui pèsent plus ou moins sur la rentabilité économique de son modèle d'affaires selon la technologie de stockage considérée ;
- de coût des matières premières, dont la rareté peut être un enjeu ;
- de technologies employées, avec une baisse des coûts permise par l'innovation et la réalisation d'économies d'échelle.

2.2.3.3. Conditions liées à une articulation pertinente avec d'autres marchés

Ces conditions correspondent plus particulièrement au cas des technologies dites « *power-to-gas* » (cf. section 4 *infra*) qui associent le secteur gazier au fonctionnement du secteur électrique par l'intermédiaire de technologies de stockage, mais aussi à celui des véhicules électriques, qui associent le secteur de l'électricité et celui du transport de marchandises et de personnes.

2



DEUXIEME PARTIE :
DE NOUVELLES TECHNOLOGIES
DE STOCKAGE D'ENERGIE JOUERONT
UN ROLE SIGNIFICATIF POUR REpondre
AUX BESOINS CROISSANTS DE FLEXIBILITE

DU POINT DE VUE TECHNOLOGIQUE, IL EST POSSIBLE DE DISTINGUER DEUX CATÉGORIES DE STOCKAGE D'ÉNERGIE :

- les technologies de stockage sous forme **d'énergie mécanique** (par exemple avec les retenues d'eau en hauteur comme dans les stations de transfert d'énergie par pompage, dites STEP, ou les stockages de gaz mis sous pression dans des cavités salines, dits CAES, ou des aquifères). Il s'agit de formes de stockage d'énergie qui existent depuis des décennies.
- les technologies de stockage **électrochimiques** (par exemple avec les batteries), qui existent depuis un siècle dans les fonctions de secours et de démarrage, sont apparues plus récemment dans l'alimentation des appareils portables puis la mobilité électrique, et commencent à se développer commercialement aujourd'hui sur les réseaux d'énergie, notamment pour accompagner la progression des énergies renouvelables variables.

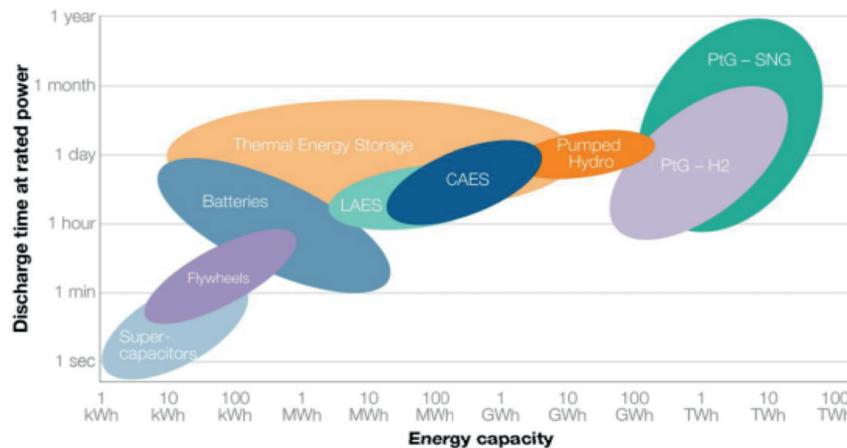
En outre, certaines solutions de flexibilité reposent sur une interaction étroite entre les réseaux d'électricité et les réseaux gaziers. Si la production d'électricité à partir de la combustion de gaz naturel est une technologie mature, à l'inverse, la conversion d'électricité en gaz au moyen de réactions **chimiques** (par exemple l'électrolyse de l'eau, qui produit de l'hydrogène) pourrait permettre de stocker l'énergie sous forme gazeuse par compression.

DEUX PARAMÈTRES SONT PARTICULIÈREMENT CARACTÉRISTIQUES DES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE D'ÉNERGIE :

- **le paramètre lié à l'énergie** (mesuré en MWh, il correspond à la capacité à emmagasiner de l'énergie, autrement dit : la "taille" du réservoir d'énergie),
- **le paramètre lié à la puissance** (mesuré en MW, il correspond à la puissance disponible en charge et en décharge, autrement dit : le "débit" avec lequel le dispositif remplit ou vide son réservoir d'énergie).

Chacune des trois catégories de stockage évoquées précédemment rassemble plusieurs technologies, chacune ayant des propriétés caractéristiques en termes de rendement d'énergie restituée, de puissance, de densité énergétique, de rapidité de réponse, de durée de vie ou de sécurité :

Graphique 1 : Classification des différentes technologies de stockage stationnaire en fonction de leur capacité et du temps de décharge



Source : World Energy Council (2016), *E-storage : Shifting from cost to value*

En ce qui concerne plus particulièrement le stockage d'électricité, cinq grandes catégories d'utilisation peuvent être distinguées (au-delà du pur arbitrage de prix sur les marchés de gros) :

- La première est relative à **l'association du stockage avec un moyen de production d'électricité. Il s'agit alors d'un système de stockage d'énergie à grande échelle** capable de modifier les caractéristiques d'un moyen de production (par exemple, lisser une production photovoltaïque intermittente, ou encore améliorer la réactivité à la hausse et/ou la baisse d'une centrale classique), voire de se substituer à une centrale électrique à gaz par exemple, notamment en période de pointe.
- Le second cas est relatif à l'utilisation de **batteries dans un réseau de transport et/ou distribution d'électricité**, par exemple pour gérer les problèmes de tenue de la fréquence et/ou de la tension, ou encore pour gérer des congestions sur une partie du réseau. En ce cas, les batteries sont installées dans des sous-stations. Ce rapport portera plus particulièrement sur ce marché qui est en plein développement.
- Le troisième cas est relatif aux **microgrids** et, plus précisément, de systèmes de stockage d'énergie plus petits, en place dans des systèmes relativement isolés du reste du réseau (gros établissements consommateurs, zones non interconnectées...).
- Le quatrième cas est relatif aux **batteries « en aval du compteur »**, donc chez l'utilisateur, dans le cas d'un **consommateur industriel ou tertiaire** (« non résidentiel » dans le jargon).
- Le cinquième cas est relatif aux **batteries « en aval du compteur » chez les ménages** (« consommateurs résidentiels ») et il est particulièrement important pour étudier le phénomène de l'autoconsommation.

3. LES BATTERIES POUR STOCKER L'ÉLECTRICITÉ À COURT TERME DANS LES RÉSEAUX : UN MODÈLE D'AFFAIRES QUI PEUT DEVENIR RENTABLE RAPIDEMENT

3.1. Les batteries électriques en général et sur les réseaux d'électricité en particulier

3.1.1. Quelques généralités sur le marché des batteries électriques

Commercialisée par Sony en 1991, la première batterie lithium-ion a constitué une innovation technologique importante par rapport aux modèles antérieurs de piles. Sa densité énergétique était nettement plus élevée. Elle a facilité le développement à grande échelle des ordinateurs personnels puis des téléphones portables.

LE MARCHÉ DES BATTERIES, D'UNE VALEUR DE 130 MILLIARDS D'EUROS EN 2016, COMPORTE 4 GRANDS SEGMENTS :

- piles et petites batteries pour applications « consommateurs » (téléphone, ordinateur, outils, jouets...)
- batteries automobile de démarrage (plomb/acide)
- batteries pour véhicules électriques (VE) et hybrides (VEH)
- batteries et piles pour l'industrie. Historiquement, il s'agit de batteries pour le secours et le démarrage de groupes électrogènes, avec une technologie au plomb dominante. Au sein de ce segment figurent les batteries installées sur les réseaux d'électricité.

En dehors du premier segment, les batteries offrent aujourd'hui une possibilité de stockage d'électricité de courte durée : de la fraction de seconde à quelques heures.

Globalement, la technologie au plomb domine aujourd'hui le marché, en valeur et plus encore en volume (batteries de démarrage, batteries de secours industriel). Mais la technologie au lithium-ion connaît une croissance très vigoureuse (+26%) avec 40 GWh en 2015 mais 400 GWh prévus en 2025.

Les différents segments dits « traditionnels » ont un taux de croissance d'environ 5% par an mais le marché de la mobilité électrique affiche une croissance annuelle à deux chiffres.

Le marché du stockage d'énergie pour les réseaux électriques offre à l'industrie de la batterie des perspectives nettement plus limitées que celles qui sont liées à la voiture électrique. En effet, la demande mondiale de batteries lithium-ion (Li-ion) a été en 2016 de 1,6 GWh pour le stockage d'énergie pour réseaux, contre 20 GWh pour le véhicule électrique.

3.1.2. Le cas particulier des batteries sur les réseaux électriques

3.1.2.1. Les différents segments du marché

En 2016, le parc installé dans le monde pour les batteries mises en place sur les réseaux représentait 7,5 GWh en énergie et 3 GW en puissance, avec une progression probable de +2 GWh et +1 GW respectivement pour la seule année 2017. Le taux de croissance de ce marché est ainsi de l'ordre de +30% en volume par an. Il est encore plus vigoureux dans la région Asie-Pacifique.

La technologie lithium-ion représente la moitié du parc mondial installé en énergie, et la majorité du parc en puissance. Son développement actuel tire profit de la baisse des coûts de production de batteries pour les voitures électriques. Depuis 2015, cette technologie représente près de 80% des batteries installées annuellement sur les réseaux. La technologie sodium-soufre représente une autre part significative du parc installé, en lien notamment avec les installations du japonais NGK entre 2002 et 2012.

LE STOCKAGE D'ÉNERGIE PAR BATTERIES POUR LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES COMPORTE 3 SEGMENTS :

- **intégration des énergies renouvelables** (photovoltaïque et éolien),
- **système électrique** : pour les réseaux de transport et de distribution, et pour les micro-réseaux. Pour le réseau de transport, le déploiement de batteries répond pour l'essentiel à des besoins de stabilisation de la fréquence. L'installation de batteries peut aussi contribuer à limiter les congestions sur le réseau en favorisant un meilleur pilotage des flux d'électricité, et permettre ainsi de limiter des investissements sur des lignes physiques.
- **batteries « derrière le compteur »** : sur un site industriel ou résidentiel.

Historiquement, les premières utilisations de batteries sur les réseaux étaient liées à l'intégration des énergies renouvelables variables, en particulier dans les zones non interconnectées, ainsi qu'au réglage de fréquence. Pour l'avenir, les analystes prévoient une part croissante du segment des batteries sur les réseaux, et un développement encore plus vigoureux du segment des batteries en aval du compteur (secteurs résidentiels, industriels, tertiaires) – aujourd'hui minoritaire mais qui devrait représenter la moitié du marché à horizon 2025²⁴.

²⁴ Estimation Saft, les estimations vont de 200 à 600 GWh.

IL CONVIENT DE DISTINGUER AU LONG DE LA CHAÎNE DE VALEUR :

- l'extraction et le raffinage des matériaux de base (essentiellement des métaux, dont du lithium) par des entreprises du secteur primaire,
- leur transformation en matières actives pour électrodes par des chimistes spécialisés,
- la fabrication des cellules (briques de base qui transforment l'énergie chimique en énergie électrique),
- l'intégration de ces cellules en « pack » pour l'automobile, ou en « rack » pour un système stationnaire. C'est l'assemblage de ces packs ou de ces racks qui constitue la batterie proprement dite. Un conteneur contient plusieurs batteries. Dans la mesure où ce dernier produit du courant continu, il convient de lui ajouter un convertisseur DC/AC, et le plus souvent un transformateur, avant de le transporter, l'installer et le connecter au réseau.

Le prix du pack ou du rack en 2016 est d'environ 260 \$/kWh stockable (soit 260 000\$/MWh stockable). Le prix d'un conteneur producteur de courant continu est d'environ 350 \$/kWh stockable. Le prix global du système stationnaire installé est d'environ 600 \$/kWh stockable.

3.2. Éléments du modèle d'affaires à moyen terme du stockage stationnaire sur les réseaux

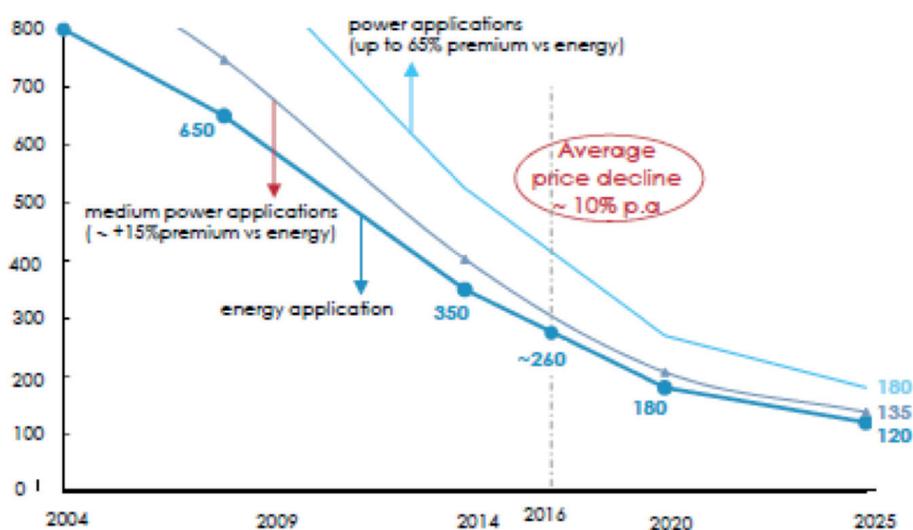
3.2.1. Une poursuite de la tendance à la baisse rapide des coûts de production

La baisse récente des coûts de production des batteries Li-ion observée reflète surtout un effet d'échelle lié à l'accélération des investissements industriels, et non une innovation technologique majeure. Ces prix devraient probablement continuer à baisser dans les prochaines années, à des rythmes différents selon leur potentiel de progrès technologique et d'économies d'échelle respectifs.

Des progrès technologiques importants sont attendus dans les années à venir. La prochaine génération de batteries Li-ion devrait arriver au début des années 2020. De nouveaux matériaux pour l'anode et la cathode et l'évolution vers un électrolyte solide vont arriver à la maturité industrielle. Ces innovations vont augmenter de façon significative la densité énergétique, et pérenniser la baisse des coûts au kWh de la technologie Li-ion. La forte prédominance de la technologie Li-ion rend difficile le développement de technologies concurrentes. Toutefois, au-delà de 2025, d'autres technologies pourraient émerger, comme le lithium-ion solid state, ou le lithium-soufre.

Au total, une baisse des prix des batteries lithium-ion à un rythme de 10% par an est envisageable à moyen terme (source : SAFT sur la base de sources de marché). Elle prolongerait les évolutions observées sur le passé récent.

Li-ion ESS/EV battery pack price
(\$/kWh, pack DC, exworks)



Source : SAFT sur la base de sources de marché.

3.2.2. Une sensibilité au prix du lithium, du nickel et du cobalt et des questions environnementales

L'hypothèse derrière ces perspectives est que le prix des matières premières n'augmente pas trop vigoureusement dans le futur. Dans le cas particulier du stockage d'énergie, les métaux nécessaires sont le lithium, le nickel et le cobalt (à l'exclusion donc des « terres rares²⁵ »). Le lithium provient principalement d'Australie et d'Amérique latine (Chili, Argentine, Bolivie). En ce qui concerne le cobalt, le Congo est un producteur dominant avec plus de la moitié de la production mondiale sur son territoire, ce qui pourrait poser des tensions sur les prix futurs compte tenu des problèmes de stabilité politique de la zone.

Par ailleurs, la fabrication, l'utilisation et le recyclage des batteries électriques soulèvent d'une part des questions environnementales, d'autre part des questions liées à la localisation de la valeur ajoutée de la filière – deux externalités négatives que ne présente pas le *power-to-gas* (cf. section 4. *infra*).

3.2.3. Un modèle économique bientôt rentable : implication pour les réseaux et valorisation économique

La baisse attendue des coûts de production des batteries devrait rapidement leur permettre de devenir des instruments économiquement pertinents pour la gestion de l'équilibre sur les réseaux d'électricité. Sur la base de ses calculs d'optimisation économique, RTE estime que les batteries deviendront un moyen relativement rentable de gestion du réseau électrique si leur coût installé devient inférieur à 210 k€/MWh stockable. Comme évoqué supra, si le prix global du système stationnaire installé était en 2016 d'environ 600 k€/MWh stockable, le seuil de 210 k€ devrait être franchi à la baisse au cours des prochaines années. La pertinence économique des batteries sur les réseaux d'électricité serait encore plus assurée dans des scénarios avec des prix élevés du gaz naturel et du CO² et une rémunération significative des capacités.

En conséquence, les batteries sous forme de stockage stationnaire devraient prochainement devenir des instruments économiquement pertinents pour répondre à des besoins de flexibilité du système électrique de quelques minutes à quelques heures. Le déploiement du stockage par batterie sur les réseaux sortirait ainsi des actuelles utilisations de niche, pour permettre d'éviter des investissements dans des moyens de production thermique, et atteindre à moyen-long terme plusieurs GW de puissance d'injection.

²⁵ L'expression « terres rares » désigne des métaux dont les propriétés (plus que les réserves) sont rares. Elle regroupe les 15 lanthanides, l'yttrium et le scandium. La Chine produit environ 90 % des terres rares actuellement. Son quasi-monopole actuel ne résulte pas tant d'une relative concentration des réserves de terres rares dans ce pays, que de la fin de la production d'autres pays producteurs dans le passé (Brésil, Inde, Afrique du Sud puis Etats-Unis jusque dans les années 1990).

LE STOCKAGE PAR BATTERIE SUR LES RÉSEAUX EST NOTAMMENT APPELÉ À FOURNIR DEUX TYPES DE SERVICES DE FAÇON COMPÉTITIVE :

- **Valorisation de la capacité de production d'énergie intermittente** grâce à une meilleure maîtrise de la variabilité (entre 5 et 15 minutes, voire jusqu'à 1 heure) :
 - Le stockage stationnaire permet d'éviter l'écrêtement d'une production intermittente et ainsi de valoriser la totalité de la production. Par exemple, une ferme éolienne aux Iles Féroé de 12 MW a été équipée d'une batterie Li-ion de 2 MW. Le dispositif a augmenté les coûts d'investissement de 20% mais réduit les écrêtements de 60% grâce à une maîtrise de la variabilité au point d'injection. L'investissement a été rentabilisé en 5 ans.
 - Le stockage stationnaire permet aussi de valoriser la capacité en décalant l'injection d'énergie vers les heures de pointe, où la demande est plus élevée et les prix plus élevés, suivant la logique d'un arbitrage de prix.
 - Enfin, dans les appels d'offres de la CRE en France, le cahier des charges comporte des clauses relatives à la qualité de l'injection. La rémunération du MWh par l'opérateur est supérieure au solaire seul quand la qualité est améliorée, par exemple par une batterie.
- **Participer au réglage de la fréquence du système électrique, au réglage de la tension sur le réseau de transport, et à la gestion des congestions** sur tous les réseaux. Le marché des services système est mature, cependant la profondeur des besoins est limitée à quelques centaines de mégawatts en France.
- **Les deux services peuvent être fournis par un même dispositif de stockage.** C'est le cas par exemple pour le projet Venteea d'Enedis mené dans l'Aube sur la période 2012-2016, pour expérimenter l'injection sur le réseau public de distribution d'une grande quantité de production éolienne en zone rurale : 2 batteries Li-ion de 1 MW chacune, capables de fournir 1,3 MWh, ont été installées près de 2 sites éoliens d'un total de 18 MW. L'expérimentation a permis de tester l'exploitation de la flexibilité offerte par le système de stockage dans le cadre d'une offre multi-acteurs/multi-services (réglage de la fréquence, réglage de la tension, appui aux services système, lissage des pointes de consommation et valorisation des effacements, facilitation de l'insertion de la production éolienne). Le réglage de fréquence s'est avéré être le contributeur le plus important à la valeur économique du système.

On notera qu'en aval du compteur, le cumul des services associés aux batteries est possible et tout aussi pertinent. A titre illustratif, un site industriel peut disposer de moyens d'autoproduction associés à du stockage et participer ainsi aux services réseaux (contrôle de fréquence, marchés de capacité). Selon les données de Saft relatives à un projet de ce type portant sur une capacité de 10 MW, l'investissement serait rentabilisé en environ 9 ans, mais pourrait l'être en 7 ans si l'on utilise également le stockage pour écrêter la demande de pointe du site. La clé du système est un logiciel de contrôle (SCADA) sophistiqué pour contrôler l'interaction avec le réseau et les marchés.

3.3. Gestion du stockage par batteries sur les réseaux électriques

3.3.1. Les services système d'équilibre offre/demande fournis par le stockage stationnaire

Le réglage de fréquence contribue à la stabilité et la résilience du système électrique²⁶.

Il est contractualisé en France par RTE qui en définit les règles de qualification et de mise en œuvre. RTE les contractuelle selon des règles de transparence et de mise en concurrence définies par la CRE. La fourniture de ces services n'est pas conditionnée par la localisation du dispositif qui produit/fournit le service. Il peut être localisé sur l'ensemble du territoire métropolitain. Il peut être connecté à tous les niveaux du réseau, associé à un moyen de production ou installé en aval du compteur.

LES CONDITIONS POUR LE DÉVELOPPEMENT DU STOCKAGE SUR CES MARCHÉS SONT :

- **Une meilleure intégration des solutions de stockage aux marchés de services système.**

Les règles de qualification et de fonctionnement, à l'origine conçues pour des dispositifs de production, ne doivent pas écarter a priori d'autres solutions de flexibilité comme l'effacement ou le stockage. Elles devraient tenir compte et valoriser leurs spécificités techniques si celles-ci sont bénéfiques pour le système (en particulier, la précision et la réactivité pour les réserves rapides), et autoriser l'agrégation de différentes sources de flexibilité.

- Dans ce contexte, les spécifications techniques sont en pleine évolution au niveau français et européen. RTE vient de baisser le seuil de puissance minimale pour un service de réserve primaire (maintien de la fréquence) à 1 MW et prévoit de préciser les règles techniques pour tenir compte des spécificités des batteries.

- En vue d'une harmonisation des règles pour les services de réserve primaire en Europe, le réseau européen des gestionnaires de transport d'électricité ENTSO-E conduit un processus de consultation publique sur les hypothèses et la méthodologie d'une analyse coût-bénéfice pour déterminer les règles applicables aux dispositifs "à réserve limitée" dont font partie les batteries. Ces règles vont déterminer la compétitivité des solutions de stockage par batteries, en particulier la durée minimale pendant laquelle la pleine puissance de réglage doit être disponible²⁷.

- **Une visibilité des besoins et une stabilité des règles à long terme** permettant aux investisseurs d'apprécier au mieux les risques et opportunités de ce marché. Ceci est une condition importante pour favoriser la participation de technologies innovantes aux services réseau. Les investissements dans ces technologies, potentiellement moins coûteuses et moins polluantes mais souvent intensives en coûts d'investissement,

²⁶ La désignation harmonisée au niveau Européen distingue FCR = frequency containment reserve", "aFRR" = automatic frequency restoration reserve et "mFRR" = manual frequency restoration reserve.

²⁷ Cette durée est actuellement de 15 min en France. Elle est inférieure ou non spécifiée dans certains pays hors Europe, et en général entre 15 min et 30 min au sein des GRT Européens hors UK. D'autres pays comme l'Allemagne spécifient une période de 30 min, ce qui augmente la capacité de batteries à installer.

se font si les marchés permettent de garantir des revenus à long terme avec un niveau de risque acceptable. C'est le cas si les acteurs sont en mesure de signer des contrats de longue durée (par exemple : contrats EFR ou « *enhanced frequency response* » de 4 ans par National Grid au UK) ou pour des marchés matures et pérennes même si les périodes de contractualisation sont courtes : les appels d'offres pour les réserves primaires sont hebdomadaires, et seront probablement quotidiens dans l'avenir. ²⁸

3.3.2. Les services spécifiques localisés pour les réseaux de transport et de distribution

La deuxième catégorie de services fournis par le stockage est liée aux réseaux de transport et de distribution. Elle permet d'optimiser leur fonctionnement et/ou d'éviter des investissements d'infrastructure.

Il s'agit de services liés essentiellement au plan de tension et à la gestion des congestions. Dans les deux cas, le phénomène est localisé à certains endroits du réseau. Les problèmes sont notamment liés à une pénétration croissante de producteurs d'énergies renouvelables diffus, en particulier sur les réseaux de distribution, qui accueillent environ 85% des producteurs photovoltaïques et éoliens en France. Cette proportion pourrait diminuer, du fait du développement de parcs éoliens en mer et de projets photovoltaïques de très grande ampleur directement raccordés au réseau de transport, mais la majorité du parc devrait rester raccordée au réseau de distribution. *La pertinence des solutions de stockage pour traiter ces problèmes est donc liée à leur localisation physique sur le réseau.*

Il existe un marché pour la gestion des congestions sur le réseau de transport, au travers des offres activées par RTE dans le cadre du mécanisme d'ajustement. Le réglage de la tension sur le réseau de transport est géré par RTE au travers d'appels à des moyens localisés et rémunérés pour le service rendu.

En revanche, il n'existe pas à ce jour de marché à proprement parler pour la gestion des congestions sur les réseaux de distribution. Les solutions techniques mises en œuvre traditionnellement par les gestionnaires de réseaux de distribution consistent à investir dans les infrastructures pour augmenter la capacité des lignes électriques et des postes de transformation. Elles ont été complétées historiquement par la mise en œuvre des flexibilités disponibles – par exemple l'écrêtement dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables, dits S3REnR, produits par RTE pour le réseau de transport – qui permet d'optimiser le développement du réseau et d'éviter ou de reporter une décision d'investissement en réponse à des contraintes en injection. Le recours à ce type de flexibilité permet l'accès au réseau au meilleur coût pour le producteur d'EnR.

Le contexte réglementaire français et européen confie aux gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) et de transport (GRT) un statut d'opérateur régulé leur interdisant d'interférer avec des marchés compétitifs d'énergie et de services. La question se pose ainsi de la façon d'intégrer les services de stockage d'énergie dans le système électrique. Les sections qui suivent développent ces questions.

²⁸ Cf. la discussion des modalités d'approvisionnement des services d'équilibrage au sein du « Clean Energy Package for All Europeans », Electricity regulation, article 5, § 9 : le Conseil Européen demande qu'une partie des services soit contractualisée sur des périodes plus longues qu'une journée. EASE propose d'autoriser des contrats d'une durée jusqu'à 4 ans.

3.3.3. Aspects opérationnels

3.3.3.1. Cas du stockage opéré par le gestionnaire de réseau de distribution ou de transport

La gestion opérationnelle du stockage fait alors partie du dispositif technique global du GRD/GRT pour assurer la stabilité et la sécurité de son réseau, à différents horizons de prévision et d'action. Certains phénomènes d'encombrement sont prévisibles à long terme et peuvent se satisfaire d'un horizon d'activation de plusieurs mois. D'autres phénomènes, comme des incidents techniques, sont instantanés et nécessitent des actions quasiment en temps réel.

3.3.3.2. Stockage contractualisé par le gestionnaire de réseau de distribution ou de transport à un tiers

La gestion du stockage et des autres flexibilités pourrait aussi être pilotée par le gestionnaire de réseau, par exemple au travers d'appels d'offres transparents et non-discriminatoires. Ainsi, il pourrait :

- « placer » physiquement le dispositif sur des portions du réseau concernées, le cas échéant, déplacer le dispositif en cas d'évolution du besoin. A titre d'exemple, l'installation du stockage en aval ou en amont d'un poste source conditionne la pertinence des services rendus au réseau.
- intégrer ce dispositif de façon optimale dans sa logique de gestion,
- adapter son mode opératoire à des situations évolutives ou des changements d'objectifs de gestion.

Les expériences dans ce domaine sont peu nombreuses. A l'avenir, les gestionnaires de réseaux devraient pouvoir optimiser l'adéquation entre leurs différents besoins et la mise en œuvre d'un système de stockage, en particulier son intégration opérationnelle dans un portefeuille de solutions à leur disposition. Ils devraient aussi progressivement mieux spécifier le fonctionnement et les caractéristiques optimales du stockage pour un ou plusieurs services, condition pour pouvoir sous-traiter des services ou certaines opérations de gestion à terme.

Dans ce cas, le gestionnaire de réseau a recours, dans le cadre d'un contrat, à un service fourni par un tiers. Ce mode opératoire nécessite :

- un accord / une définition de la notion de « localisation »,
- une définition précise des services attendus, leur nature (puissance, direction, variabilité...), leur temporalité (récurrence, durée, temps d'activation),

- les exigences de disponibilité et de qualité des services,
- le mode d'activation des services au sein des processus de gestion opérationnelle du réseau.

Cette contractualisation requiert un cadre technique précis et des conditions de fonctionnement stables. Elle permet au tiers de valoriser le stockage sur d'autres éléments de la chaîne de valeur quand le gestionnaire de réseau n'en a pas besoin.

3.3.4. Aspects contractuels et réglementaires

3.3.4.1. Stockage opéré par le gestionnaire de réseau de distribution ou de transport

Le modèle du gestionnaire de réseau propriétaire et opérateur du stockage serait aisé à mettre en œuvre, mais il se heurte à des limites économiques et/ou réglementaires.

Au niveau européen, l'article 36 du projet de révision de la directive concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité proposé par la Commission européenne en novembre 2016 dans le cadre du paquet « une énergie propre pour tous les Européens » (« Clean Energy for all Europeans Package ») propose de réguler l'utilisation du stockage par des gestionnaires de réseau selon deux principes (les positions du Conseil et du Parlement sont assez proches sur ce point) : interdire aux gestionnaires de réseaux de distribution et de transport la propriété et l'exploitation de dispositifs de stockage, mais néanmoins prévoir des régimes de dérogations assez souples²⁹ :

- Par principe, les gestionnaires de réseaux de distribution et de transport ne peuvent pas être propriétaires ou opérateurs de dispositifs de stockage.
- Des dérogations sont admises sous la responsabilité de l'autorité régulatrice nationale:
 - Si le stockage fait partie des composants intégrés du réseau («fully integrated network components») et/ou si son utilisation est nécessaire à l'opération court terme du réseau, sans impacter les marchés d'énergie et de réglage de fréquence ;
 - Plus généralement, si le recours au marché (donc des appels d'offres pour les services recherchés) a échoué par manque d'intérêt ou de solutions techniquement et économiquement viables.

²⁹ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_en_act_part1_v7_864.pdf

Il serait donc possible pour un gestionnaire de réseaux de distribution ou de transport d'opérer un dispositif de stockage pour ses besoins propres, surtout dans une première phase de maturation des marchés.

Mais pour rentabiliser un dispositif de stockage, il est en général nécessaire d'exploiter tous les gisements de valeur, y compris des services réseau et l'arbitrage, ou encore des mécanismes d'optimisation de valeur de la production d'énergie renouvelable locale. A ce stade, l'utilisation du stockage seulement pour des services de gestion du réseau ne paraît pas suffisamment rentable.

Un modèle de contractualisation des services similaire à celui des réserves serait donc souhaitable du point de vue réglementaire et économique. Mais il n'existe pas aujourd'hui de marché organisé et pérenne au niveau national ou européen pour ce type de services au niveau des réseaux de distribution. Le projet coopératif « ENERA »³⁰ en Allemagne est un précurseur expérimental dans ce domaine : il met et place une plateforme de marché pour des flexibilités locales destinées à résoudre les problèmes de congestion au niveau des réseaux de distribution. Cette coopération entre l'énergéticien allemand EWE et la bourse d'électricité européenne EPEX Spot est soutenue par le Ministère Fédéral de l'Économie et de l'Énergie.

Au total, du point de vue strictement technique, le modèle du gestionnaire de réseau de transport ou de distribution propriétaire et opérateur du stockage présente des intérêts en termes de stabilité mais cette solution ne paraît pas soutenable du point de vue économique et réglementaire.

3.3.4.2. *Vers un modèle avec contractualisation du service de stockage ?*

Un modèle de services procurés par des opérateurs tiers sur une place de marché a aujourd'hui besoin d'émerger et de mûrir en France, comme il existe déjà en Allemagne et aux Etats-Unis (marché Pennsylvania-Jersey-Maryland dit PJM).

On pourrait aussi envisager des modèles mixtes, en s'inspirant de ce qui existe déjà au Royaume-Uni³¹. Le gestionnaire de réseau serait propriétaire du dispositif de stockage et l'opérerait pour ses besoins propres de gestion du réseau. Il serait responsable de son installation à un endroit approprié du réseau. Par contre, il confierait les opérations commerciales à un tiers qui, lui, gèrerait une partie du dispositif au sein de son portefeuille de flexibilités qu'il valorise sur différents marchés. Selon l'évolution de la réglementation européenne (cf. 3.3.4.1.), la mise en place de ce type de modèle mixte pourrait nécessiter, le cas échéant, une autorisation expresse du régulateur national.

³⁰ https://www.epexspot.com/en/press-media/press/details/press/enera_project_EWE_and_EPEX_SPOT_to_create_local_market_platform_to_relieve_grid_congestions

³¹ Dans l'état d'Australie du Sud, un projet expérimental cofinancé par l'Agence fédérale de l'environnement australienne ARENA, est articulé de la façon suivante. Electranet, TSO régulé local, est propriétaire d'une batterie de 30MW/8MWh et l'utilise pour ses besoins propres. Par ailleurs AGL, un producteur et fournisseur non régulé, loue une partie de la capacité de la batterie au TSO pour fournir des services d'arbitrage.

	Avantages	Inconvénients
Propriété et opération par le GRD / GRT	<p>Plein contrôle opérationnel du stockage</p> <p>Risque technique entièrement maîtrisé sous la responsabilité du GRD/GRT</p> <p>Ajustements / évolutions possibles</p> <p>Coût de financement à priori plus faible (acteur règlementé)</p>	<p>Valorisation sur des marchés concurrentiels impossible (ou non conforme aux règles européennes)</p> <p>Le GRD/GRT et les clients portent le risque financier</p>
Contractualisation des services	<p>Aucun risque commercial pour le GRD/GRT et ses clients</p> <p>A terme, sur un marché liquide, coût système le plus bas.</p>	<p>Doute quant à la disponibilité d'un marché liquide, ou à l'existence d'une offre suffisante</p> <p>Perte de contrôle opérationnel, y compris pour des fonctions de sécurité réseau (risque d'indisponibilité)</p>

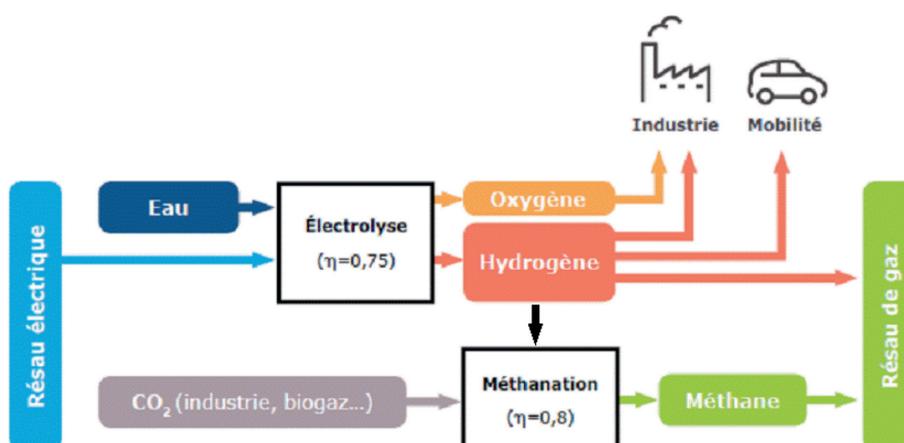
4. POWER-TO-GAS, HYDROGÈNE ET MÉTHANATION : UN STOCKAGE SUR UNE PLUS LONGUE DURÉE DONT LE MODÈLE D’AFFAIRES NÉCESSITE UN SOUTIEN PUBLIC

4.1. Une brève présentation du marché et des technologies

4.1.1. Electrolyse et méthanation

Le « *power-to-gas* » (P2G), ou conversion d’électricité en gaz, consiste à utiliser de l’électricité pour fabriquer du gaz de synthèse : hydrogène (H₂) ou méthane (CH₄). Il s’agit d’une technologie produisant de l’énergie sous forme d’électricité et la stockant sous forme de gaz. Elle utilise deux procédés successifs :

- **l’électrolyse de l’eau** ($2 \text{ H}_2\text{O} \rightarrow 2 \text{ H}_2 + \text{O}_2$) permet d’obtenir de **l’hydrogène** qui peut être
 - soit utilisé directement, notamment pour l’industrie et pour la mobilité³²;
 - soit injecté en faible proportion dans les réseaux de gaz naturel;
 - soit utilisé pour produire de l’électricité, ce qui peut avoir du sens pour des sites isolés ou dans les zones non interconnectées ;
 - soit enfin être utilisé dans le second procédé, dit de méthanation³³ ;
- **la méthanation** ($\text{CO}_2 + 4 \text{ H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{ H}_2\text{O}$) combine l’hydrogène avec une source de dioxyde de carbone concentrée - par exemple capté sur une installation de méthanisation - pour obtenir du **méthane de synthèse**. Ce méthane peut être injecté dans les infrastructures de transport et de stockage de gaz naturel. Il peut aussi être utilisé pour la mobilité. Enfin, il peut être utilisé pour la production d’électricité.



Source : bilan prévisionnel RTE 2017, p. 418

³² L’hydrogène peut également permettre de produire de l’électricité, une activité qui peut être pertinente dans des sites isolés ou dans les ZNI (zones non interconnectées à la plaque européenne).

³³ Méthanisation : production de biogaz (biométhane + CO₂) à partir de biomasse.

4.1.2. Intérêts principaux et avantages techniques

LE POWER-TO-GAS PRÉSENTE DEUX INTÉRÊTS PRINCIPAUX :

- Il permet de gérer des surplus de production d'énergie renouvelable intermittente de longue durée (une journée, voire plusieurs jours consécutifs) pour lesquels les batteries, barrages hydro-électriques, STEP ou autres systèmes de stockage internes au système électrique ne sont pas adaptés. La production d'hydrogène par électrolyse est économiquement attractive si l'on dispose de surplus substantiels d'énergie à très faible coût sur des durées de l'ordre de plusieurs milliers d'heures dans l'année.
- Par ailleurs l'étape de méthanation est consommatrice de CO² : si celui-ci peut être capté à un coût raisonnable, alors le **power-to-gas contribue à la décarbonation d'ensemble du système énergétique** (au-delà de la production d'hydrogène). En particulier, il permet de décarboner la consommation industrielle actuelle d'hydrogène dans les secteurs utilisant ce gaz (chimie). Il permet aussi de décarboner l'usage mobilité (voiture, bus, train, bateaux) en présentant les avantages d'un temps de charge rapide (5 minutes pour un véhicule environ), et d'une autonomie plus longue que pour le véhicule électrique davantage destiné à un usage urbain et que la mobilité hydrogène complète.

De ce fait, le *power-to-gas* pourrait se révéler utile, voire indispensable, comme on le verra, dans les scénarios avec une proportion très élevée de production renouvelable intermittente.

Plus spécifiquement, la conversion de l'électricité en méthane présente plusieurs avantages techniques :

- Elle permet d'utiliser les réseaux gaziers : l'énergie convertie sous forme gazeuse peut être acheminée vers les consommateurs via les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, déjà installés, largement amortis et non saturés du fait de la baisse tendancielle de la demande de gaz naturel en Europe ;
- Le stockage de gaz naturel est possible à différents horizons temporels, y compris saisonnier, à un coût faible et pour des volumes très importants (130 TWh, cf. partie 1).

Les coûts de la technologie d'électrolyse industrielle sont aujourd'hui encore globalement élevés. Deux technologies d'électrolyseur peuvent être utilisées à l'échelle industrielle : l'électrolyseur alcalin (aux coûts relativement contenus mais aux rendements relativement faibles), et l'électrolyseur PEM (Proton Exchange Membrane) qui a des rendements légèrement plus élevés et devrait voir sa compétitivité s'améliorer d'ici 2030. Les coûts d'investissements dans les électrolyseurs en termes de puissance s'élèvent actuellement à au moins 750 €/kW pour la technologie alcaline et 1200 €/kW pour la PEM³⁴, mais pourraient diminuer respectivement à 600 et 700 €/kW d'ici 2025.³⁵

³⁴ Cf. rapport Hincio/Tractebel "Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications" de juin 2017.

³⁵ Au-delà, les différentes chaînes de *power-to-gas* possibles - injection réseau, utilisations industrielles ou pour la mobilité - nécessitent également la mise en place d'autres équipements : stockage (200 à 1000 €/kg H2 en capacité selon le niveau de pression, de 200 bars à 900 bars), compression (1000 à 5000 €/kW de puissance électrique, en fonction du degré de compression), injection, raccordement réseau, éventuellement transport (H2 comprimé).

4.2. Éléments du modèle d'affaires à moyen terme du *power-to-gas*

Les modèles d'affaires du *power-to-gas* – en particulier dans le cas de la méthanation – pâtissent d'un rendement énergétique relativement limité :

- Les rendements de conversion de l'électricité au gaz sont aujourd'hui de l'ordre de 70-75% pour l'hydrogène, et 55-60% pour le méthane du fait de l'ajout d'une étape de méthanation de l'hydrogène (qui a elle-même un rendement énergétique de l'ordre de 80%).
- Ces rendements sont nettement plus faibles que ceux des batteries électrochimiques (~90%), même s'il convient de rappeler que leur usage est différent (les batteries concernent des besoins de stockage de court terme, alors que le *power-to-gas* est pertinent pour couvrir des besoins de stockage d'énergie sur une période plus longue). Les pertes liées à la conversion expliquent en partie les coûts de production relativement élevés de la filière *power-to-gas*.
- Le rendement global pourrait être amélioré en cas de valorisation de la chaleur à haute et basse température dégagée par chacune des réactions (électrolyse et méthanation), ce qui dépend de la disponibilité de débouchés pour la chaleur, en fonction notamment de la localisation de l'installation. Ces améliorations représentent plus de 20% pour l'électrolyse et 10% pour la méthanation avec la récupération de chaleur.

4.2.1. Cas de la conversion de l'électricité en hydrogène

4.2.1.1. Aspects opérationnels

La première possibilité est de convertir l'électricité en hydrogène sans le convertir ensuite en méthane. Un tel modèle d'affaires doit aujourd'hui surmonter quelques difficultés :

- Le développement de la conversion d'électricité en hydrogène est contraint par le *volume à ce jour relativement limité des débouchés pour l'hydrogène électrolytique*, du fait de ses coûts de transport et de la concurrence avec l'hydrogène de vapo-réformage³⁶. La production in situ par électrolyse s'approche toutefois de la compétitivité par rapport à l'hydrogène de vapo-réformage, qui supporte des coûts de transport.

Dans l'industrie, l'hydrogène électrolytique pourra donc contribuer à la décarbonation de procédés difficiles à décarboner par d'autres voies – comme la production d'engrais, la production d'hydrogène pour les raffineries (aux fins de désulfuration des carburants)³⁷ ou la chaleur à haute température – mais les besoins semblent, du moins à ce stade des estimations disponibles, appeler à demeurer relativement contenus.

Dans le secteur du transport de personnes comme de marchandises, la part de marché attendue pour l'hydrogène d'ici 2035 attendue apparaît encore faible.

³⁶ Réaction chimique consistant à produire de l'hydrogène et du CO₂ à partir du méthane, en faisant réagir ce dernier avec la vapeur d'eau en présence d'un catalyseur.

³⁷ Le production d'hydrogène pour les raffineries (désulfuration des carburants) pourrait représenter environ 200 kt/an d'ici 2025 selon l'étude FCHJU de juin 2017 « Study On Early Business Cases For H2 In Energy Storage And More Broadly Power To H2 Applications ».

Le gisement accessible concernerait surtout les flottes captives, qui représentent selon l'ADEME environ 6 TWh. Il pourrait aussi concerner les bus, certains trains sur lignes non électrifiées, les bateaux et les barges.

- Pour tous les usages nécessitant une infrastructure de distribution de l'hydrogène, l'absence actuelle d'infrastructure, le coût de son éventuel développement et sa complexité technique constituent des sources de coûts significatives. Par ailleurs, la molécule d'hydrogène, de très petite taille, se diffuse facilement, ce qui pose des difficultés pour la tenue des réseaux. En outre, la stabilité du pouvoir calorifique inférieur est plus difficile à assurer que pour le méthane, ce qui peut endommager certaines installations.
- L'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel a été expérimentée mais doit respecter certains plafonds. La plupart des infrastructures et équipements existants utilisant le gaz naturel peuvent supporter un taux d'hydrogène de l'ordre de 20% en volume (soit 6 à 7% en énergie). Toutefois certains équipements ne tolèrent, en l'état actuel des technologies et/ou des réglementations, qu'un taux d'hydrogène inférieur à 10% en volume, soit 3% en énergie. C'est le cas des turbines à gaz, des compresseurs de gaz naturel et des moteurs de véhicules au gaz naturel. La France a récemment lancé deux projets pilotes avec injection dans le réseau de gaz naturel :
 - Le projet GRYHD (2014 -2019) visant à réaliser une injection d'hydrogène dans une maille du réseau de distribution (desservant un nouveau quartier et une station GNV) à hauteur de 20% en volume et à analyser son impact sur l'infrastructure réseau, les logements et le transport ;
 - Le projet Jupiter 1000 (démarrage fin 2017) visant à expérimenter l'injection d'hydrogène dans le réseau de transport.
- L'hydrogène pose des problèmes de sécurité plus importants que le gaz naturel, notamment dans des lieux confinés. Des travaux sont en cours entre l'Association française pour l'hydrogène et les piles à combustible (Afhypac) et les pouvoirs publics³⁸.

4.2.1.2. Des coûts complets de production aujourd'hui relativement élevés

Compte tenu de ces conditions technico-économiques, les coûts complets de production de l'hydrogène d'origine renouvelable injecté dans le réseau gazier peuvent être estimés à horizon 2030³⁹ :

- Pour une application de production d'hydrogène en « base » et présentant donc un taux d'utilisation élevé⁴⁰ (de l'ordre de 90%) : entre 70€/MWh et 120 €/MWh - c'est-à-dire du même ordre de grandeur que les tarifs d'achats actuels du biométhane qui est aujourd'hui 3 à 4 fois plus cher que le gaz naturel ;
- Pour une application dédiée à la gestion des surplus de production électrique et présentant donc un taux d'utilisation faible (moins de 50%) : entre 130 €/MWh et 200 €/MWh⁴¹.

³⁸ Voir aussi, sur ce sujet, HyHouse Project Results - U.K. <https://www.kiwa.com/gb/en/products/hy-house-kiwa-gastec/>

³⁹ Etude de la société E-CUBE Strategy Consultants pour le compte de la CRE (2018).

⁴⁰ Avec une hypothèse de 2 000 heures par an d'utilisation à la puissance maximale de l'électrolyseur.

⁴¹ Il peut aussi être pertinent de comparer le prix de l'hydrogène électrolytique avec le prix de l'hydrogène produit par vaporéformage augmenté des coûts de transport. L'écart de prix entre l'hydrogène renouvelable et l'hydrogène par vaporéformage (hors coût de transport) est de l'ordre de 2 à 3 €/kg. Les coûts évités pour le transport pourraient permettre d'avoir un hydrogène renouvelable compétitif dans ce référentiel. Par ailleurs, l'hydrogène renouvelable permet d'éviter les émissions de CO² engendrées par la production d'hydrogène par vaporéformage (10 kg de CO² pour 1 kg d'hydrogène).

4.2.1.3. Un développement qui nécessiterait des investissements de plusieurs centaines de milliards de dollars selon le Conseil de l'Hydrogène

Par conséquent, les technologies utilisant l'hydrogène ne pourront connaître un développement important qu'en cas de très fort volontarisme financier, notamment des pouvoirs publics⁴², pour réduire les émissions de gaz à effet de serre :

- Un bouquet énergétique dans lequel l'hydrogène représenterait 18% de la demande finale d'énergie permettrait de limiter la hausse de température à 2°C à horizon 2050 par rapport à 1990. Mais ceci supposerait dès 2030, par exemple, qu'une voiture vendue sur 12 fonctionne à l'hydrogène dans les marchés nationaux les plus innovants comme l'Allemagne ou le Japon.
- Or, pour amorcer le développement de la filière dès maintenant afin d'atteindre une échelle industrielle à horizon 2035 des *investissements de l'ordre de 280 milliards* de dollars seraient nécessaires, pour des investissements à parts égales dans la production d'hydrogène, le stockage/transport et les applications⁴³.

Un tel développement exigerait des subventions massives, ce qui supposerait un choix politique privilégiant l'hydrogène par rapport à d'autres technologies, et incluant une hausse vigoureuse du prix du carbone.

On constate aujourd'hui en Europe que l'investissement dans la filière hydrogène reste limité par comparaison avec d'autres filières énergétiques comme le stockage électrique ou la mobilité électrique⁴⁴. A horizon 2030, le panel d'experts internationaux constitué par le consultant E-Cube dans son étude réalisée en 2018 pour la CRE a jugé peu crédible la thèse d'une émergence de l'hydrogène au niveau mondial pour la décarbonation des systèmes électriques et gaziers, et même à horizon 2050, les avis positifs restent minoritaires, du fait de ses coûts élevés.

Les projets les plus aboutis économiquement sont aujourd'hui les projets visant une valorisation de l'hydrogène produit pour des usages liés à la mobilité ou industriels, qui permettent une valorisation plus élevée que dans les usages limités à l'injection dans le réseau de gaz naturel ou au stockage d'électricité. En effet la rentabilité du *power-to-gas* ne peut pas être exclusivement centrée sur la gestion des surplus du réseau électrique, mais doit être conçue comme un élément supplémentaire intégré aux modèles d'affaires de plusieurs secteurs d'activité. La valorisation des unités de *power-to-gas* doit donc être basée sur la fourniture de gaz et/ou de l'hydrogène, sur les services apportés au réseau électrique, sur la valorisation de la chaleur, et les émissions de CO² évitées.

⁴² En juin 2018, les pouvoirs publics ont ainsi annoncé un plan en faveur du développement de la filière hydrogène en France. Cf. <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/plan-hydrogene-outil-davenir-transition-energetique>

⁴³ Source : étude du Conseil de l'Hydrogène présentée au Groupe de Travail le 19 janvier 2018.

⁴⁴ Les investissements cumulés en Allemagne depuis environ 10 ans par l'ensemble des acteurs économiques sont estimés à quelques dizaines de millions d'euros sur le *power-to-gas*, environ 2 milliards sur la filière hydrogène, principalement mobilité (financement NIP (National Innovation Program), CEP (Clean Energy Partnership), H2mobility), et plusieurs dizaines de milliards sur les filières du stockage électrique (batteries principalement) et de l'électromobilité.

4.2.2. Cas de la conversion de l'électricité en méthane (via l'hydrogène)

Une deuxième option consiste à ajouter, à l'issue de l'électrolyse, une étape de méthanation permettant de produire du méthane de synthèse. Les modèles d'affaires du *power-to-gas* liés uniquement aux besoins du système électrique ne semblent rentables que si l'on tient compte de la demande de méthane sur les marchés aval, notamment pour les besoins liés à la mobilité. Le développement du *power-to-gas* ne devrait donc pas tant être lié aux besoins du système électrique qu'aux potentialités offertes par les usages de transport. Sa pertinence économique serait étroitement liée aux prix futurs de l'électricité, du méthane et de l'hydrogène, mais aussi au montant de la taxe carbone. L'essor du *power-to-gas* requerrait un soutien important des pouvoirs publics et cette technologie ne serait économiquement pertinente que dans des scénarios de décarbonation quasi-totale du bouquet énergétique.

4.2.2.1. Un modèle d'affaires non rentable aujourd'hui s'il reste cantonné au seul secteur de l'électricité

- **Limité au seul secteur de l'électricité, le *power-to-gas* ne constitue pas un modèle d'affaires pertinent aujourd'hui.**

Un des principaux intérêts du *power-to-gas* réside dans sa capacité à permettre la gestion de surplus de production d'énergies renouvelables de longue durée, sur un ou plusieurs jours consécutifs.

Ce type d'utilisation est une condition de sa rentabilité. En effet, les coûts d'investissement élevés du procédé ne peuvent être amortis qu'à condition de fonctionner au moins en semi-base, au moins 50 % du temps, c'est-à-dire 4 000 à 5 000 heures par an.

Or il n'apparaît pas que de tels besoins de modulation existent à horizon 2035. Selon des analyses menées en 2014 par l'ADEME⁴⁵, même dans un scénario très volontariste de développement des énergies renouvelables électriques à horizon 2030 (90 GW d'énergies renouvelables variables installés en 2030, dont 46 GW d'éolien et 33 GW de photovoltaïque), l'occurrence de ces périodes de surplus est estimée à environ 300 heures par an pour des volumes de surplus représentant environ 15 TWh au global, soit 3% de la consommation française actuelle. La grande majorité de ces surplus portent sur une période de moins de 12 heures consécutives.

Une analyse menée par la Commission Européenne⁴⁶ à la maille européenne estime le nombre d'heures de surplus pour le système électrique français à horizon 2030 entre 55 et 475 heures par an, représentant entre 0,1 et 2 TWh de volumes de surplus à l'échelle nationale.

⁴⁵ ADEME – 2014 – Etude portant sur le potentiel de l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire.

⁴⁶ Commission Européenne : METIS Study – 2016 – "The role and need of flexibility in 2030: focus on energy storage", étude fondée sur les scénarios de l'ENTSO-E développés dans le Ten-Year Network Development Plan.

Enfin, même dans les scénarios de plus forte pénétration des énergies renouvelables envisagés dans le Bilan prévisionnel RTE de 2017 (Ampère à 50 % d'énergies renouvelables et Watt à 71 % d'énergies renouvelables), les écrêtements ne dureraient pas plus de 800 heures par an.

- **Les besoins de flexibilité de très court terme du système électrique n'offriraient pas non plus des débouchés suffisants.**

Les services système, notamment le réglage primaire, peuvent contribuer à la rémunération d'installations de *power-to-gas*, au même titre que d'autres flexibilités de consommation. La profondeur de ces besoins est cependant limitée à quelques centaines de mégawatts en France et ce procédé serait en concurrence avec les autres formes de flexibilité envisagées dans ce chapitre.

La situation du marché français à horizon 2035, dans laquelle les surplus d'énergies renouvelables électriques restent limités et les performances technologiques et économiques du *power-to-gas* encore trop faibles - qu'il s'agisse des coûts et performances des électrolyseurs, des contraintes d'injection d'hydrogène dans le réseau existant de gaz naturel, ou des coûts et performances des procédés de méthanation - ne permet pas le développement de projets *power-to-gas* rentables hors subvention dans une logique de gestion des surplus d'électricité liés aux énergies renouvelables variables. Les coûts estimés de production d'hydrogène à cet horizon de temps pour ce type de projet sont de l'ordre de 200 €/MWh.

En Europe, si de nombreux pilotes *power-to-gas* avec ou sans injection dans le réseau ont déjà été réalisés, en particulier en Allemagne, la filière reste néanmoins actuellement au stade de démonstrateurs. Dans le reste du monde, notamment aux Etats-Unis ou en Chine, le *power-to-gas* n'est pas identifié comme une priorité par comparaison avec les solutions de stockage par batteries⁴⁷.

4.2.2.2. *Un modèle d'affaires dont l'intérêt sera lié aux perspectives en aval des marchés du méthane et de l'hydrogène, notamment dans le transport*

Les perspectives du gaz naturel pour le transport routier individuel de personnes sont limitées et de deuxième ordre par rapport à celles du transport routier de marchandises et de voyageurs. Selon une étude menée par le comité français des constructeurs automobiles (CFCA), le gaz naturel pour véhicules (GNV) devrait représenter une proportion du parc limitée à 3%, stable entre 2021 et 2030. Ce résultat est en partie lié à la réglementation européenne qui retient une approche en termes d'émissions de gaz à effet de serre lors de l'utilisation seulement et non de cycle de vie. Cette méthode favorise les solutions électriques, y compris dans l'hypothèse où l'électricité est produite à partir de sources émettrices de CO².

⁴⁷ Etude de la société E-CUBE Strategy Consultants pour le compte de la CRE (2018).

Le GNV devrait en revanche jouer un rôle croissant dans le transport de marchandises. Selon les projections de l'association française du gaz naturel pour véhicules (AFGNV), on pourrait compter 200 000 véhicules lourds et 250 000 véhicules utilitaires au gaz en 2030. Dans le passé, le développement s'est heurté à l'insuffisance du réseau de distribution, mais des progrès ont été enregistrés. C'est plutôt la faiblesse de l'offre de véhicules au GNV qui entrave l'essor de la filière.

Enfin, le gaz naturel liquéfié (GNL) est une alternative prometteuse pour le transport maritime, qui représente entre 2% et 3% des émissions de CO² au plan mondial. Les débouchés potentiels pour la propulsion au GNL concernent trois créneaux : les portes-containers (surcoût de l'ordre de 6% par rapport à la propulsion au fioul lourd), les navires de croisières (surcoût de l'ordre de 4%) et les ferries (souvent concernés par des interdictions de propulsion classique). L'armateur français CMA-CGM a commandé en novembre 2017 neuf porte-conteneurs de très grande taille (capacité de 22 000 conteneurs) propulsés au GNL.

4.2.2.3. Un modèle d'affaires qui serait économiquement pertinent surtout dans le cas d'une décarbonation totale du secteur de l'énergie, et nécessiterait un soutien important des pouvoirs publics.

Une étude menée par le cabinet de conseil BCG avec l'association de l'industrie allemande a montré qu'un objectif de 85% de décarbonation en 2030 est accessible sans recours au *power-to-gas*, mais que l'atteinte d'un objectif de 100% nécessite le recours à un carburant de synthèse, compte tenu notamment des besoins qui ne pourraient être satisfaits par l'électricité pour des usages tels que le transport lourd, le chauffage ou l'industrie, et des besoins de modulation inter-saisonnière. Il apparaît ainsi que la technologie *power-to-gas* est nécessaire à long terme si l'on souhaite arriver à une décarbonation totale du bouquet énergétique.

Plus généralement, la soutenabilité du modèle d'affaires du *power-to-gas* est directement liée au prix du méthane et/ou au taux de la taxe carbone, lesquels devraient être élevés pour que la filière se développe sans subvention publique. Ainsi, selon une étude de l'ADEME⁴⁸, pour un prix de la tonne de CO² inférieur à 100 €, les débouchés du *power-to-gas* sont limités à la chaleur, l'hydrogène, l'oxygène et le CO² évité. La conversion en méthane n'apparaît rentable qu'à partir d'un niveau de taxe carbone de 300 €/tCO², avec des débouchés potentiels de 66 TWh de méthane.

En matière de soutien public, des acteurs du secteur gazier suggèrent a) de réduire les coûts de l'électricité chargée via des exonérations de TURPE et de taxes notamment la CSPE et la CTA, b) d'imposer une part minimale d'hydrogène renouvelable dans la consommation d'hydrogène par les industriels, c) de valoriser les revenus complémentaires, notamment les services systèmes dédiés au *power-to-gas* et la valorisation du CO² évité, d) de mettre en place un système de traçabilité de l'hydrogène mais aussi du méthane de synthèse, avec des garanties d'origine e) de mettre en place pour le méthane de synthèse, un dispositif similaire à celui existant aujourd'hui pour le biométhane.

⁴⁸ ADEME – 2017 – « Un bouquet électrique 100% ENR en 2050 – Quelles opportunités pour décarboner les systèmes gaz et chaleur ? »

5. RÉSEAUX D'ÉNERGIE ET BATTERIES DE VÉHICULES ÉLECTRIQUES : LA PERTINENCE D'UN PILOTAGE DE LA RECHARGE ET LES INCERTITUDES DU VEHICULE-TO-GRID

Le Groupe de Travail n°1 du Comité de prospective de la CRE a fait porter ses travaux du 1er semestre 2018 sur la mobilité propre et ses nombreuses dimensions, qu'il s'agisse des questions liées à l'utilisation du gaz naturel comme source d'énergie pour le transport maritime ou terrestre par camion ou de celles liées au développement de la mobilité électrique.

L'objectif de cette section du présent rapport est nettement moins vaste et plus concentré sur **l'influence des véhicules dits électrifiés - électriques ou hybrides rechargeables⁴⁹ - sur le fonctionnement des réseaux d'électricité et leurs besoins en flexibilité.**

Le développement des véhicules dits électrifiés répond à l'objectif de diminuer le contenu en carbone du bouquet énergétique en se détournant de l'utilisation de carburants fossiles dans le secteur du transport. L'objectif est particulièrement opportun dans des pays comme la France ou la Suède dans lesquels le bouquet électrique est déjà largement décarboné. La demande accrue d'électricité liée à l'électro-mobilité soulève de nouveaux défis pour les réseaux d'électricité⁵⁰ en même temps qu'elle peut faire naître de nouvelles opportunités.

5.1. Bref rappel sur les scénarios de développement du parc de véhicules électrifiés

Aujourd'hui près de 120 000 véhicules électriques circulent en France. Les scénarios de croissance du parc de véhicules électriques et hybrides rechargeables sont très contrastés selon les consultants : à horizon 2030, la part de véhicules électriques va de 6% (étude Roland Berger 2016⁵¹) à 43% (étude Greenpeace 2012⁵²). L'essor des véhicules électrifiés est très rapide dans certains pays européens. Ainsi, la Norvège est devenue en 2017 le premier pays au monde où les voitures neuves électriques et hybrides ont franchi la barre symbolique de 50 % des ventes totales (dont 21% de véhicules électriques et 31% de véhicules hybrides⁵³) ; ces véhicules y représentent 10% du parc total, grâce notamment à des avantages fiscaux substantiels⁵⁴.

Les acteurs du système électrique retiennent des hypothèses hautes afin de s'assurer d'être en mesure de répondre à la demande et aux besoins de flexibilité induits. **Les estimations du parc de véhicules électriques ou hybrides à horizon 2035 varient entre 3 et 9 millions pour Enedis, entre 3,5 et 15,6 millions pour RTE.**

Le comité des constructeurs français d'automobiles (CCFA) table sur un scénario médian avec 5,4 millions de véhicules, avec une fourchette comprise entre 3,6 et 15,2 millions de véhicules électriques à horizon 2035.

⁴⁹ Véhicules dotés d'un moteur thermique et d'un moteur électrique avec batterie rechargeable via une prise extérieure, par opposition aux véhicules hybrides dans lesquels la batterie n'est pas rechargeable via une prise extérieure.

⁵⁰ Des recharges massives en période de pointe, en l'absence de pilotage approprié de la demande, pourraient ainsi entraîner un accroissement des émissions de CO².

⁵¹ Roland Berger, 2016, Integrated fuels and vehicles roadmap to 2030+.

⁵² Greenpeace, 2012, Energy revolution.

⁵³ https://www.lesechos.fr/04/01/2018/lesechos.fr/0301101570748_voiture-electrique---l-exception-norvegienne.htm

⁵⁴ https://www.tresor.economie.gouv.fr/Ressources/15852_la-norvege-championne-du-vehicule-electrique

L'ensemble des acteurs estime qu'à horizon 2035, les véhicules électriques seront deux fois plus nombreux que les véhicules hybrides. Ainsi, les véhicules électriques devraient représenter 19% du marché européen des véhicules particuliers à cet horizon, et les véhicules hybrides 9% du marché, soit un total de 28% du marché.

Avant 2025, le marché devrait être tiré par les flottes publiques ou d'entreprises. Dans le courant des années 2020, la baisse du prix des batteries devrait permettre un décollage du marché sur le segment des consommateurs privés. Enedis souligne que les taux prévisionnels de bascule vers le véhicule électrique varient fortement selon les territoires en fonction des niveaux de vie moyens et des CSP de la population.

Une proportion élevée de véhicules électriques suppose un niveau d'équipement élevé en bornes de recharge. Fin 2017, selon Enedis, 171 900 points de charges étaient installés dont 23 000 environ accessibles au public (13%), 63 500 chez les particuliers (37%) et 85 400 en entreprise (50%). La puissance totale installée n'est pas négligeable et dépasse 1,1 GVA. A horizon 2035, Enedis prévoit, sur la base d'une hypothèse de 9 millions de véhicules électriques consommant 25 TWh, un parc de 1,8 millions de bornes publiques (soit une pour cinq véhicules) dont 86 000 bornes de recharge rapide.

Au-delà du nombre de bornes à installer, un problème est lié à leur répartition géographique, d'autant que le déploiement de bornes se heurte à la diversité des modèles, leur complexité et leur fiabilité. *Un soutien public significatif semble donc nécessaire dans ce domaine.* En outre, le développement rapide du parc électrifié requiert pour le moment une réglementation favorable et des incitations fiscales fortes pour les consommateurs.

5.2. La recharge des véhicules électriques n'augmentera pas beaucoup les besoins en flexibilité du système électrique si cette demande est pilotée

5.2.1. Effet du développement des véhicules électriques sur la consommation électrique en énergie et en puissance

5.2.1.1. Un impact en énergie qui apparaît relativement limité...

Un million de véhicules électriques correspond à un surcroît de consommation d'environ 2,2 TWh. Selon les estimations les plus hautes de RTE, un parc de 15,6 millions de véhicules électriques en 2035 induirait une consommation d'électricité additionnelle de 34 TWh. Enedis, qui retient une fourchette comprise entre 3 et 9 millions de véhicules électriques, estime que l'impact serait compris entre 8 et 25 TWh. Le scénario médian du comité français des constructeurs automobiles correspond à environ 9 TWh, soit environ 2% de la consommation nationale.

L'analyse en énergie conduit à conclure qu'il ne devrait donc pas y avoir de difficulté significative à couvrir la demande associée à l'électro-mobilité. Compte tenu de la baisse de consommation attendue par ailleurs, seul le scénario le plus haut retenu par RTE conduirait à une légère augmentation de la demande, et en tout état de cause, le volume de consommation d'électricité lié au véhicule électrique ne représenterait, dans les cas les plus volontaristes, que 8% de la consommation totale d'électricité, avec une réalité qui pourra au final être significativement inférieure à ce chiffre.

5.2.1.2. ... mais un impact en puissance, en revanche, qui pourrait être très significatif

Il existe une grande incertitude sur cette question : les estimations varient de 1,6 GW à 10,2 GW, en fonction notamment des hypothèses sur le pilotage de la demande. L'impact en puissance dépend non seulement du nombre de véhicules électriques et des usages de mobilité, mais aussi des modes de recharge utilisés, des caractéristiques des technologies correspondantes (recharge normale ou rapide) et des comportements des consommateurs.

L'Agence internationale de l'énergie estime que les consommateurs utiliseront plus souvent une recharge normale à leur domicile ou sur leur lieu de travail qu'une recharge rapide sur une borne publique⁵².

Toutefois, même les recharges normales peuvent avoir un impact cumulé sensible en termes de puissance appelée sur le réseau si tous les consommateurs y ont recours simultanément (par exemple en début de soirée) :

- Sans mesures particulières, un million de véhicules électriques ou hybrides rechargeables en recharge normale simultanée soutirent entre 3 et 6 GW, soit la puissance de 2 à 4 réacteurs EPR⁵⁶.
- **Dans un cas extrême calculé par Enedis, si à terme tous les propriétaires de véhicules électriques se connectaient le soir au même moment, le besoin de puissance augmenterait de 10,2 GW au moment du pic de consommation, soit 10% de la consommation quotidienne maximale.**

Dans ce scénario, les coûts liés au raccordement des véhicules électriques et hybrides et au renforcement des réseaux sont estimés de façon préliminaire par Enedis entre 4 et 7 Md€.

5.2.2. Solutions envisageables pour piloter la demande d'électricité liée aux recharges

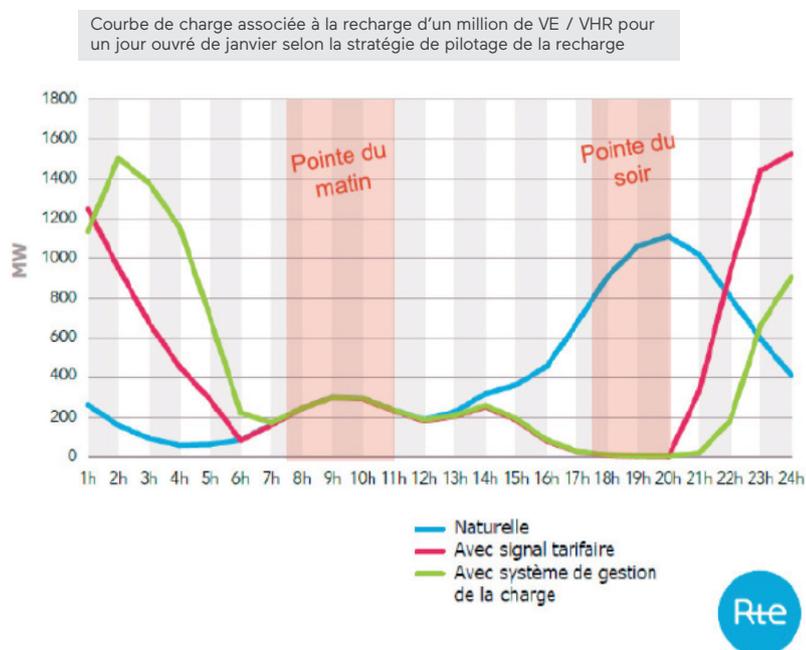
Dans ce contexte, il est nécessaire d'identifier des solutions pour lisser cette demande nouvelle et la répartir sur les heures creuses du système électrique. Selon Enedis, si la recharge en soirée était décalée de 3 heures après le passage en heures creuses, le besoin additionnel en puissance passerait de 10,2 GW à 1,6 GW, ce qui ne poserait pas de problème particulier, compte tenu par ailleurs de la tendance à la baisse des pointes de consommation.

⁵⁶ Source : CRE, dossier « Véhicules électriques » sur le site www.smartgrides-cre.fr

D'UN POINT DE VUE OPÉRATIONNEL :

- **Le recours à des offres tarifaires incitatives avec asservissement (pilotage automatique de la recharge en fonction du tarif) semble constituer une piste prometteuse.** RTE et Enedis estiment que 80% à 90% du bénéfice potentiel lié au pilotage de la demande pour les recharges pourrait être atteint par un simple asservissement tarifaire du type « heures pleines / heures creuses ». La recharge des véhicules électriques ou hybrides rechargeables pourrait ainsi bénéficier du même système tarifaire que la mise en route du chauffage du ballon d'eau chaude. Ceci permettrait en outre à l'utilisateur d'éviter d'avoir à augmenter sa puissance souscrite.

Le graphique ci-dessous montre les effets simulés sur la pointe de consommation d'électricité des recharges de véhicules électriques, selon qu'elles font ou non l'objet d'un signal tarifaire HP/HC et/ou d'un pilotage adapté de type smart grids (pouvant par exemple enclencher ou cesser automatiquement une recharge rapide en fonction de signaux tarifaires plus fréquents liés aux prix de marché de l'électricité)⁵⁷.



En l'absence de pilotage de la recharge (recharge « naturelle »), les appels de puissance se concentrent sur les pointes existantes, notamment le soir.

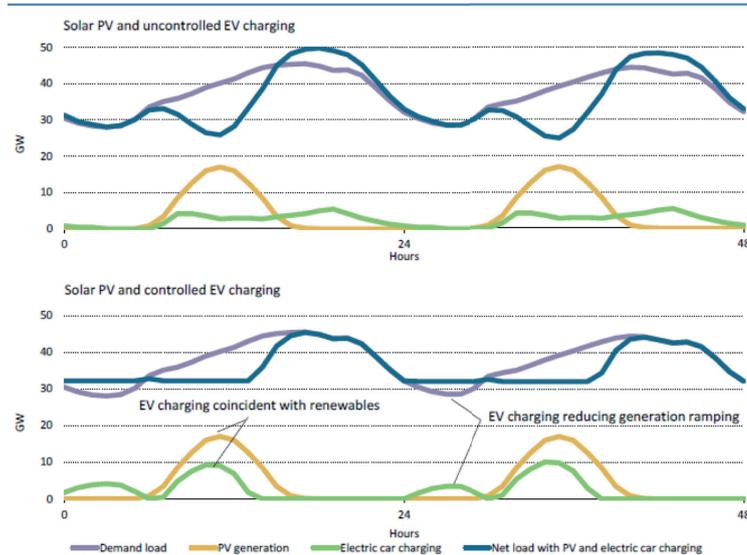
Avec un pilotage de la recharge, en revanche, même avec des hypothèses prudentes sur la pénétration des stratégies de recharge « intelligentes »⁵⁸, l'effet de la recharge des véhicules électriques sur la pointe peut être maîtrisé. Dans un scénario avec 9 millions de véhicules électriques ou hybrides rechargeables, l'augmentation de la pointe de consommation hivernale à 19h est limitée à ~2,5 GW, dans un contexte par ailleurs baissier lors des pointes de consommation.

⁵⁷ Dès lors que ces prix ne reflètent pas les problématiques locales, des signaux intégrant une dimension géographique pourraient être pertinents, afin d'inciter à répondre à des problèmes de réglage de fréquence ou de congestion dans des zones particulières. Ces modèles économiques soulèvent des questions opérationnelles sur la transmission des informations pertinentes aux bornes de recharge. A ce stade, ils semblent n'avoir un intérêt économique que pour un gisement limité de véhicules électriques.

⁵⁸ 40% de recharge naturelle, 30% de recharge asservie à un signal tarifaire et 30% en optimisation fine avec BMS, pas de fonction bidirectionnelle de type vehicle-to-grid.

- Dans certaines situations spécifiques où la production photovoltaïque est importante, il pourrait être pertinent d'inciter à recharger les véhicules en période d'ensoleillement. L'Agence internationale de l'énergie a modélisé, pour son scénario dit « moins de 2 degrés »⁵⁹, un profil de demande d'électricité en Europe en 2030 qui tient compte de la demande additionnelle liée à la recharge des véhicules électriques et de la baisse de demande résiduelle nette adressée au réseau après prise en compte de la production d'électricité photovoltaïque.

Figure 18 • Local demand profile and electric car charging in the European Union on a typical day, B2DS, 2030



La première figure présente, en violet, la demande avant prise en compte de la recharge des véhicules et de la production photovoltaïque, et en bleu, la demande nette adressée au système électrique après leur prise en compte. L'électromobilité et la production photovoltaïque accentuent les variations de la demande résiduelle, respectivement en accroissant la demande de pointe en fin de journée et en pesant sur la consommation résiduelle dans le creux de consommation de la mi-journée.

La deuxième figure représente l'hypothèse dans laquelle les recharges de véhicules électriques (en vert) coïncident avec les périodes d'ensoleillement, ou à défaut, avec les heures creuses. L'impact cumulé de l'électromobilité et du solaire photovoltaïque conduit alors à une stabilité de la pointe et une demande résiduelle moins faible en période creuse.

Ainsi, un simple report de la consommation liée à la charge des véhicules électriques vers les périodes de production d'ENR ou les périodes creuses permet de réduire les besoins de flexibilité du système.

Il convient ici de rappeler que **l'évaluation économique des stratégies de pilotage de la recharge dépend des évolutions de nombreux facteurs qui sont aujourd'hui encore difficile à anticiper précisément**, notamment le comportement des consommateurs, le coût des batteries, leur vitesse de recharge, ou l'impact des recharges sur leur degré d'usure. Des expérimentations ont certes été menées sur ces thèmes, mais les conséquences d'un passage à une grande échelle restent encore difficiles à apprécier avec précision.

⁵⁹ Ce scénario correspond à l'objectif, retenu dans l'accord de Paris sur le climat, de limiter la hausse de température à moins de 2°C d'ici 2100.

5.3. Le modèle d'affaires de l'utilisation des véhicules électriques comme outil de stockage et déstockage d'électricité (vehicle-to-grid) n'est, à ce jour, pas complètement établi

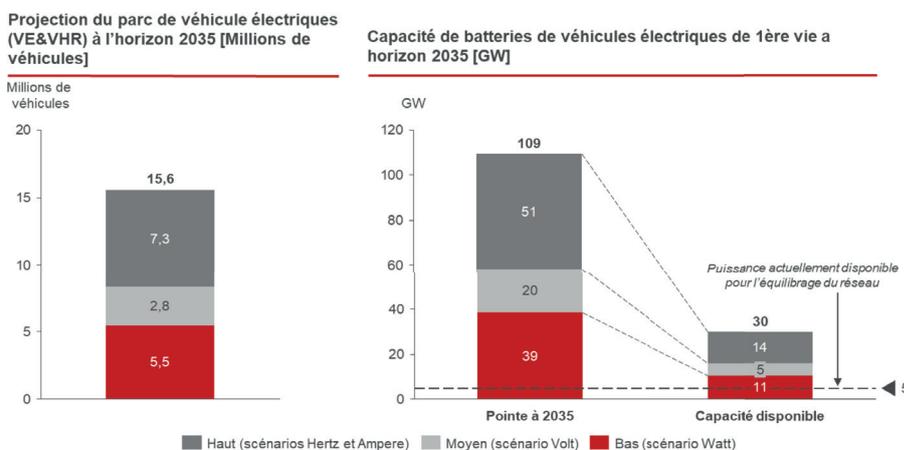
Au-delà du report de la période de charge des véhicules électriques, le pilotage de cycles de décharge/charge des batteries des véhicules électriques peut aussi être envisagé pour les seuls besoins du système électrique. C'est le modèle dit du *vehicle-to-grid*.

5.3.1. Avantages offerts par le modèle du vehicle-to-grid

Le pilotage bidirectionnel – en soutirage et en injection – de la recharge des véhicules électriques présente à première vue des avantages substantiels pour le système électrique et la conduite des réseaux :

- Au vu des prévisions de développement du parc de véhicules électriques, la possibilité de disposer de leurs batteries pour le soutirage mais aussi pour l'injection sur le réseau serait assimilable à une importante capacité de stockage d'électricité. En utilisant les différentes projections de parc présentées par RTE dans son bilan prévisionnel (entre 5,5 et 15,6 millions de véhicules à horizon 2035) ainsi que des hypothèses relatives à la disponibilité de ce parc⁶⁰, chaque véhicule peut délivrer en moyenne une puissance de 2 kW et la capacité globale du parc peut être estimée de 11 à 30 GW :

Potentiel de stockage par les batteries de VE à l'échelle Française en 2035



- La flexibilité offerte par le pilotage bidirectionnel de la recharge présente un intérêt plus particulier pour la gestion des pointes de demande.
- Le recours à cet outil de flexibilité diffus permet de répondre à des besoins à l'échelle locale du réseau de distribution sans nécessiter la mise en jeu d'outils de flexibilité ou moyens de production centralisés. Ceci pourrait contribuer à limiter certains renforcements des réseaux de transport.
- Comme les autres moyens de flexibilité évoqués en première partie du rapport, il peut rendre des services au système électrique, tels que l'équilibrage à court terme du réseau, ou l'équilibre offre-demande.

⁶⁰ Taux de connexion des véhicules de 55% sur la journée, part de la puissance allouée à la recharge du véhicule de 50% et puissance des bornes de recharges de 7kVA. L'estimation est basée sur les chiffres du document du Commissariat général au développement durable Thema – 2017 – « Analyse coûts bénéfiques des véhicules électrique ».

5.3.2. Difficultés de mise en œuvre et incertitudes sur la rentabilité

LA SOUTENABILITÉ DU MODÈLE D’AFFAIRES DU VEHICLE-TO-GRID SOULÈVE AUJOURD’HUI UN CERTAIN NOMBRE DE QUESTIONS :

- En premier lieu, l’utilisation des véhicules électriques pour la modulation de la charge doit être articulée avec la mobilité qui reste leur usage principal. Les incitations financières devront en conséquence être significatives pour que les consommateurs acceptent de prendre le risque de ne pas disposer d’un véhicule rechargé, à moins que des solutions personnalisées acceptables ne soient trouvées.
- Le développement de cette technologie implique la capacité à agréger des sources diffuses de stockage sous la forme de millions de points de charge et décharge, ce qui pourrait être réalisée par des opérateurs spécialisés.

Plusieurs projets ont déjà mis en œuvre des démonstrateurs et expérimentations sur ce sujet. Au Danemark, un hub *vehicle-to-grid* de 100 kW a été mis en service en 2016 dans le cadre d’un partenariat entre Enel (bornes de recharges), Nissan (véhicules) et Nuvee (agrégation) pour fournir un service de régulation de fréquence au gestionnaire de réseau de transport Energinet grâce à 44 véhicules.

En France, le projet *GridMotion*, fruit d’un partenariat entre 6 acteurs dont PSA, Direct Energie et Enel, lancé en Mai 2017 pour une durée d’expérimentation de 2 ans, vise à expérimenter le *vehicle-to-grid* sur une flotte de 50 utilisateurs particuliers et de 15 véhicules d’entreprise.

- Si ces initiatives expérimentales témoignent de la faisabilité technique de ce modèle, sa compétitivité n’est pas établie :
 - dès lors que la capacité estimée du parc est largement supérieure aux 5 GW de puissance actuellement utilisés pour l’équilibrage à court terme du réseau, il faudra trouver d’autres solutions de valorisation pour rentabiliser le modèle d’affaires du *vehicle-to-grid*⁶¹.
 - le *vehicle-to-grid* fera face à la concurrence des autres outils de flexibilité comme les batteries à grande échelle, les batteries en seconde vie ou encore les effacements de consommations, mais aussi les centrales commandables hydrauliques et thermiques, ainsi que les interconnexions.

Au total, si le pilotage bidirectionnel de la recharge paraît techniquement faisable, son modèle d’affaires ne présente pas à ce stade, à tout le moins en France, de rentabilité certaine.

⁶¹ Puissance allouée aux réserves : [4,3-5]GW (CRE).



Comité
de prospective
de la CRE

**ÉCLAIRER
L'AVENIR**